

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté de Technologie**  
**Thèse de Doctorat Sciences**

Présentée par :

**Amina Bekraoui**

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT Sciences** :

**Filière : Sciences et ingénierie des matériaux**

**Option : Physique, Chimie des matériaux**

**Développement d'un compteur thermique à gaz**  
**transactionnel**

**Devant le jury composé de :**

Mr. ABDELBAKI Noureddine	Professeur	Université de Bouira	Président
Mr. MAAMIR Seghir	Professeur	Université de Boumerdes	Examineur
Mr. BENATILLAH Ali	Professeur	Université d'Adrar	Examineur
Mr. HARROUZ Abdelkader	MC.A	Université d'Adrar	Examineur
Mr. HADJADJ Ahmed	Professeur	Université de Boumerdes	Directeur de thèse
Mr. BENMOUNAH Abdelbaki	Professeur	Université de Boumerdes	Co-Directeur de thèse

Année Universitaire 2019 /2020

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

*à ma Mère,  
à la mémoire de mon père,  
à ma fille, la prunelle de mes yeux,  
à ma sœur et mes frères,  
à mon mari,  
à la mémoire de mes grands-parents,  
à tous mes amis,  
à toute ma famille.*

# Remerciements

*Ce travail est le fruit de plusieurs années de travail. Ce travail n'aurait pas abouti sans la contribution et l'encouragement de plusieurs personnes.*

*Je tiens, tout d'abord à remercier :*

***M. A. HADJADJ**, Professeur à l'université de Boumerdes d'avoir accepté la direction de cette thèse. Je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien et pour avoir partagé ses connaissances.*

*Je tiens à exprimer ma gratitude à mon co-directeur **Mr. A. BENMOUNAH**, Professeur à l'université de Boumerdes.*

*Je remercie tous les membres de jury pour le temps qu'ils ont accepté d'accorder à l'évaluation de ce travail de thèse, je cite :*

***Mr. N. ABDELBAKI**, professeur à Universités de Bouira, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance ;*

*Mes profonds respects à **Mr. A. BENATIALLAH** professeurs à l'Universités d'Adrar pour sa participation au jury de soutenance en qualité d'examineurs.*

*Mes sincères remerciements vont à **Mr. M. SEGHIR** professeurs à l'Universités de Boumerdes pour sa participation au jury de soutenance en qualité d'examineurs,*

***Mr. A. HARROUZ**, maitre de conférence 'A' à l'Universités d'Adrar, pour m'avoir fait l'honneur de participer au jury en qualité d'examineurs.*

*Merci à toutes les personnes dont je ne citerai les noms. A celles qui ont su redonner espoirs sans même qu'elles le sachent.*

*Merci à ma mère, mon mari, ma sœur, mes amis, ainsi qu'à toute ma famille.*

L'objectif de ce travail est d'étudier théoriquement et numériquement les compteurs thermiques et la réduction des effets thermiques sur le processus de mesure d'une façon générale. La mesure et le contrôle jouent un rôle important dans l'industrie des hydrocarbures, précisément dans le cas des transactions fiscaux et du calcul du revenu chez les pays producteurs qui dépendent de la rente pétrolière. En effet, de nombreux appareils utilisés pour la mesure du débit dans le comptage transactionnel pour le pétrole et le gaz existant sur le marché ; comme les débitmètres à orifice à turbine et ultrasonique. Selon nos observations sur les questions opérationnelles, le débitmètre massique thermique, est une technologie prometteuse pour la mesure du débit de fluide ; en particulier le débitmètre massique à dispersion, qui est l'un des types des débitmètres thermiques le plus appropriés pour les débits élevés. Nous proposons dans cette recherche et pour la première fois l'utilisation de ce procédé pour la mesure du gaz naturel transactionnel. Le choix de ce type du débitmètre vient à la suite d'une différence considérable observée dans un champ de production situé au sud du pays, entre le débit total obtenu dans tous les puits et la quantité récupérée du réservoir de stockage en particulier pendant la saison estivale. Nous sommes convaincus que l'utilisation de ce type d'appareil nous aidera à comprendre et réduire cette irrégularité.

Par conséquent, une étude numérique a été entreprise en utilisant les différentes caractéristiques du gaz naturel soumis à des variations de pression et de température afin de voir leurs influences sur les performances des débitmètres thermiques à dispersion. Pour valider l'approche du modèle numérique, les résultats de la simulation ont été comparés aux données expérimentales d'un champ de production du gaz naturel connu sous le nom de Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) situé dans le sud-est de l'Algérie utilisant un débitmètre fiscal à Orifice. Les résultats numériques des compteurs thermiques sont en bon accord avec ceux du débitmètre à Orifice du champ GTFT.

**Mot-clé :** mesure, métrologie, gaz naturel, débit, débitmètre massique thermique, transfert de chaleur, comptage transactionnel.

Measurement and control have an important role in the hydrocarbon industry. Especially, in the case of fiscal metering and the calculus of income for countries, which depend on oil rent. Actually, many devices used for flow rate measurement in oil and gas fiscal metering like orifice, ultrasonic and turbine meters often employed in oil and gas trade. According to our observation on operational issues, the thermal mass flowmeter is a promising technology in fluid flow measurement; particularly the dispersion thermal mass flowmeter, which is one of the diverse types of thermal flowmeters, that are more appropriate for high flow rate. For this work, we propose the dispersion thermal flowmeter for measuring natural gas in transaction operations, where it is unusually used. The choice of this type of flowmeter comes from the fact that we observed an abnormality in a production field in the south of the country, which consists in the fact that, the total flow rate of different wells is extensively different from the amount recovered in the storage bin especially in the summer season. We are sure that the use of this kind of device will help us to understand this irregularity.

Therefore, a numerical study is undertaken using different characteristics of natural gas and process variation on the performance of dispersion thermal flowmeters. In order to validate the numerical model approach, the results of the simulation were compared to experimental data from a natural gas production field known as Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) located in the south-east of Algeria using an orifice fiscal meter. The numerical results of thermal meters are in good agreement with those of GTFT field orifice meters.

**Keywords** – Measurement, metrology, naturel gas, flow rate, thermal mass flowmeter, fiscal measurement, heat transfer, custody transfer.

ان الهدف من هذا العمل هو دراسة العدادات الحرارية نظريًا و عددياً وكيفية الحد من التأثيرات الحرارية على عملية القياس بشكل عام. يلعب القياس والتحكم دورًا هامًا في مجال المحروقات، على وجه التحديد في حالة المعاملات الضريبية وحسابات الدخل في البلدان المنتجة التي تعتمد على الربيع النفطي. تتواجد في الأسواق النفطية العديد من الأجهزة المستخدمة لقياس الضخ والتدفق في معاملات البترول والغاز مثل عداد الفتحات، عداد التوربينة وعداد الموجات فوق الصوتية. وفقًا لملاحظاتنا حول المسائل التشغيلية، فإن مقياس تدفق الكتلة الحرارية عبارة عن تقنية واعدة لعد تدفق السوائل؛ على وجه الخصوص مقياس تدفق الكتلة التشتتي، والذي يعد واحدًا من أكثر أنواع عدادات التدفق الحراري ملاءمةً لمعدلات التدفق المرتفعة. يعتمد هذا البحث ولأول مرة على اقتراح استخدام هذه العملية لقياس الغاز الطبيعي في المعاملات الضريبية. يأتي اختيار هذا النوع من عدادات التدفق بعد ملاحظة اختلاف كبير في حقل إنتاج يقع في جنوب البلاد بين التدفق الكلي المتحصل عليه من جميع الآبار والكمية المستخرجة من خزان التخزين، خاصة خلال موسم الصيف. ونسعى من استخدام هذا النوع من الأجهزة على فهم وتقليل هذا التجاوز.

من أجل ذلك، أجريت دراسة عددية باستخدام الخصائص المختلفة للغاز الطبيعي المعرض للضغط وتغير درجات الحرارة من أجل دراسة مدى تأثيرها على أداء عدادات تدفق التشتت الحراري. وللتحقق من صحة النموذج العددي، تمت مقارنة نتائج المحاكاة بالبيانات التجريبية من حقل إنتاج الغاز الطبيعي المعروف باسم Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) الواقع في الجنوب الشرقي من الجزائر والذي يعتمد على استخدام عداد التدفق ذي الفتحة.

**الكلمات المفتاحية:** القياس، الميتورولوجيا، الغاز الطبيعي، التدفق، مقياس تدفق الكتلة الحرارية، نقل الحرارة، قياس المعاملات الضريبية.

# *Table des matières*

---

Résumé.....	I
Table des matières.....	III
Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux.....	IX
Liste des abréviations.....	X
Introduction générale.....	1

## ***Chapitre I : Généralités sur la mesure***

I.1 Introduction.....	7
I.2 Le mesurage ou le comptage : .....	7
I.2.1 Les capteurs.....	9
I.2.1.1 Les Capteurs passifs et actifs.....	9
I.2.1.2 Caractéristiques des capteurs.....	10
I.2.2 Transmission du signal de mesure : .....	10
I.3 Métrologie, standards et Normes .....	10
I.3.1 La Métrologie.....	12
I.4 Base conceptuels de mesure.....	14
I.4.1 Caractéristiques métrologique des erreurs et l'incertitude de mesure.....	15
I.4.2 Analyse de l'incertitude dans un processus de mesure.....	18
I.4.2.1 Évaluations d'incertitude de type A .....	20
I.4.2.2 Évaluation des incertitudes de type B.....	20
I.4.2.3 Expression des résultats, Incertitude élargie U.....	21
I.4.2.4 Bilan d'incertitudes.....	22
I.4.3 Étalonnage ou Calibration.....	22
I.5 Conclusion .....	23

## ***Chapitre II : Historique d'évolution des débitmètres***

II.1 Introduction .....	25
II.2 Historique d'évolution des débitmètres : .....	25
II.2.1 De l'Antiquité au Moyen Age .....	26
II.2.2 La science expérimentale entre 1500 et 1800 .....	27
II.2.3 Le 19ème siècle : L'époque moderne .....	30
II.2.4 Le 20ème siècle.....	31

## *Table des matières*

---

II.2.4.1 Débitmètres à technologie traditionnelle.....	32
II.2.4.2 Débitmètres de nouvelle technologie .....	34
II.2.4.3 Les débitmètres traditionnels Vs les débitmètres de nouvelles technologies.....	38
II.3 Progrès technologique des débitmètres .....	41
II.3.1 Les débitmètres entreprenants.....	41
II.3.2 Capacités sans fil.....	42
II.4 Le marché mondial des débitmètres .....	42
II.4 Conclusion .....	44

### ***Chapitre III : Les débitmètres dans l'industrie gazière***

III.1 Introduction .....	46
III.2 Mesure du débit .....	46
III.2.1 Les instruments de mesure .....	47
III.2.2 Considérations générales pour le choix d'un instrument de mesure .....	48
III.2.3 Installations de la chaîne de comptage .....	49
III.3 Propriétés d'un débit de fluide dans un canal .....	50
III.3.1 Régime laminaire et turbulent .....	50
III.3.1.1 Nombre de Reynolds.....	50
III.3.1.2 Transfert de chaleur .....	51
III.3.1.3 Nombre de Nusselt.....	52
III.4 Classification des principaux débitmètres.....	54
III.4.1 Critère de choix d'un débitmètre .....	55
III.4.2 Débitmètre de pression différentiel ou déprimogène .....	55
III.4.2.1 Principe et théorie .....	55
III.4.2.2 La norme ISO 5167.....	56
III.4.2.3 Les types d'organe déprimogène .....	58
III.4.3 Débitmètre à ultra son.....	62
III.4.3.1 Principe d'utilisation de la méthode de temps de transit .....	62
III.4.3.2 Débitmètre ultrasons à effet Doppler .....	65
III.4.4 Débitmètre à turbine .....	66
III.4.4.1 Principe et théorie .....	66
III.4.4.2 La norme ISO 2715.....	67
III.4.4.3 Métrologie.....	68
III.4.5 Les débitmètres massiques .....	68

III.4.5.1 Débitmètres Coriolis .....	68
III.4.5.2 Débitmètres massiques thermiques .....	71
III.5 Code et normes de conception des stations du comptage du gaz .....	72
III.6 Conclusion .....	73

## ***Chapitre IV : Les capteurs et les débitmètres thermiques***

IV.1 Introduction .....	75
IV.2 Les capteurs thermiques .....	75
IV.2.1 Les anémomètres thermiques .....	76
IV.2.1.1 Bilan thermique pour un fil chaud .....	78
IV.2.1.2 Relation fondamentale de l'anémomètre à fil chaud : la Loi de King .....	80
IV.2.1.3 Dépendance de $Rw = fTw$ .....	81
IV.2.1.4 La dépendance du nombre de Nusselt .....	82
IV.2.2 Mode du fonctionnement des anémomètres .....	83
IV.2.2.1 L'Anémométrie à Courant Constant (CCA) .....	83
IV.2.2.2 Anémométrie à Température Constante (CTA) .....	84
IV.2.3 l'étalonnage .....	86
IV.2.4 L'évolution des anémomètres à fil chaud .....	87
IV.3 Principe de Thermostransfert calorimétrique .....	88
IV.4 Capteur à Temps de vol .....	88
IV.5 Débitmètre massique thermique .....	89
IV.5.1 Débitmètre massique thermique à dispersion ou immersif ITMF .....	90
IV.5.1.1 Principe de fonctionnement .....	91
IV.5.1.2 Mode de fonctionnement .....	93
IV.5.1.3 Conception de base d'un débitmètre thermique à dispersion .....	94
IV.5.2 Débitmètre massique thermique à tube capillaire CTMF .....	96
IV.5.2.1 Principe du fonctionnement .....	96
IV. 5.2.2 Applications et limitations d'utilisation .....	98
IV.5.2.3 Paramètres de sélection d'un compteur CTMF .....	99
IV.5.3 L'étalonnage des débitmètres massique thermique .....	100
IV.6 Conclusion .....	101

***Chapitre V : Etude numérique des débitmètres  
massique thermique à dispersion***

V.1 Introduction .....	103
V.2 état d'art des débitmètres massique thermique.....	104
V.2.1 Description d'un débitmètre à dispersion industriel.....	105
V.2.2 Aspect théorique .....	106
V.3 Paramètres thermodynamiques du gaz naturel :.....	110
V.3.1 Les conditions de base .....	110
V.4 Méthode d'analyse .....	113
V.4.1 La station du comptage du gaz naturel GTFT .....	113
V.4.2 Simulation numérique du débitmètre massique thermique à dispersion .....	117
V.4.2.1 Simulations numériques pour les deux points :.....	118
V.5 Résultats et discussions .....	120
V.5.1 Calculeur des paramètres thermodynamiques du gaz.....	121
V.5.2 Les résultats du débitmètre massique thermique à dispersion.....	123
V.5.2.1 Influence de la variation de $\Delta T$ sur le débit massique .....	126
V.5.2.2 Influence de la variation de longueur du capteur immergé sur le coefficient de transfert de chaleur h.....	127
V.5.3 Comparaison avec les résultats opérationnels .....	127
V.6 Conclusion.....	129
Conclusion générale .....	131

*Bibliographie.*

# Liste des figures

Figure I. 1: Modèle d'un système de mesure. ....	8
Figure I. 2 :Système de mesure directe. ....	9
Figure I. 3: L'hierarchie des normes [21].....	11
Figure I. 4: Principe de la métrologie et la mesure correcte.....	15
Figure I. 5: Facteurs de couverture pour différents niveaux de confiance avec la distribution normale et gaussienne [24].....	21
Figure II. 1: Mesure de vitesse de surface par Léonard de Vinci.....	28
Figure II. 2: les principaux débitmètres de chaque technologie.....	32
Figure II. 3: la croissance du marché des débitmètres par technologie.....	43
Figure III. 1: Exemple d'une station de mesure a élément déprimogène. ....	49
Figure III. 2: Profil de vitesse dans le régime laminaire et turbulent [5]. ....	50
Figure III. 3: Principe d'un organe déprimogène [1]. ....	56
Figure III. 4 : Plaque à orifice standard [17]. ....	59
Figure III. 5 : Tube de venturi classique [53].....	60
Figure III. 6 : Tube de venturi tuyère [52]. ....	60
Figure III. 7 : Tuyère à long rayon [52]. ....	61
Figure III. 8: Tuyère ISA 1932 [52]. ....	61
Figure III. 9: Principe de la méthode temps de transit [22].....	62
Figure III. 10: Compteur à ultrasons : différents principes de montage des sondes [11].....	65
Figure III. 11: Débitmètre ultrasons à effet Doppler [11]. ....	66
Figure III. 12: Compteur à turbine [20].....	67
Figure III. 13: Débitmètre à Coriolis [20]. ....	69
Figure III. 14: Principe de fonctionnement d'un débitmètre à Coriolis [20]. ....	69
Figure III. 15: Processus d'un débitmètre thermique avec une sortie électrique [26].....	71
Figure III. 16: Débitmètre massique thermique [11].....	72
Figure IV. 1: Les 3 principes utilisés dans les débitmètres thermiques [28]. ....	75
Figure IV. 2: Sonde à fil chaud droit [32]. ....	77
Figure IV. 3: Capteur à film chaud à une seule extrémité, Capteur à film chaud en forme de cône [33].....	77
Figure IV. 4: Trois catégories de sondes à fil chaud [34]. ....	78
Figure IV. 5: Bilan de puissance sur le fil chaud [10].....	78
Figure IV. 6: Bilan thermique de fil chaud [37].....	79
Figure IV. 7: Circuit électronique utilisé en anémométrie à courant constant [10]. ....	84
Figure IV. 8: Circuit électronique utilisé en anémométrie à température constante [36]. ....	85
Figure IV. 9: Étalonnage d'un fil chaud selon la Loi de King [36]. ....	87
Figure IV. 10: Schéma d'un capteur calorimétrique [44]. ....	888
Figure IV. 11: Capteur de temps de vol [52].....	89
Figure IV. 12: Modèles d'un débitmètre massique thermique à dispersion [72]. ....	91
Figure IV. 13: Configuration des capteurs utilisés dans les débitmètres thermiques industriels [68]. ....	911
Figure IV. 14: Elément de détection de flux massique thermique. ....	93
Figure IV. 15: Circuit du mode de différence de température constante. ....	94
Figure IV. 16: Circuit du mode de différence du courant constant [68]. ....	944
Figure IV. 17: Configurations de débitmètre en ligne.....	95
Figure IV. 18: Configurations de débitmètre à insertion. ....	96
Figure IV. 19 : Deux configurations de débitmètre CTMF [68]. ....	977
Figure IV. 20: Modèle typique d'un débitmètre CTMF [68]. ....	988

## *Liste des figures*

---

Figure V. 1: Principe du fonctionnement de la section chauffée du capteur de vitesse. ....	106
Figure V. 2 : Organigramme de calcul du débit massique d'un débitmètre thermique. ....	112
Figure V. 3 : La composition du gaz du champ GTFT. ....	114
Figure V. 4 : Plaque à Orifice du site GTFT [20]. ....	115
Figure V. 5 : Variation de l'incertitude en fonction du débit massique. ....	116
Figure V. 6 : Le débitmètre thermique 640i de Sierra Instruments Company [110]. ....	118
Figure V. 7 : Le capteur thermique du débitmètre 640i [110]. ....	119
Figure V. 8: Calculateurs des paramètres thermodynamiques du gaz. ....	121
Figure V. 9: Variation de la conductivité thermique en fonction de la température. ....	122
Figure V. 10 : Variation de la chaleur spécifique en fonction de la température. ....	122
Figure V. 11: Variation du nombre de Prandtl en fonction de la température. ....	123
Figure V. 12: Variation de la vitesse ponctuelle en fonction de la puissance électrique pour $T_g = 37,5^\circ \text{C}$ . ....	124
Figure V. 13: Variation de la vitesse ponctuelle en fonction de la puissance électrique pour $T_g = 60^\circ \text{C}$ . ....	124
Figure V. 14: Variation du débit massique en fonction de la vitesse massique pour $T_g = 37,5^\circ \text{C}$ . ....	125
Figure V. 15: Variation du débit massique en fonction de la vitesse massique pour $T_g = 60^\circ \text{C}$ . ....	125
Figure V. 16: L'influence de la longueur du capteur immergé sur le transfert de chaleur. ...	127
Figure V. 17: Marge d'erreur attendue sur le débit massique ( $T_g = 60^\circ \text{C}$ ). ....	128
Figure V. 18: La marge d'erreur attendue du débit massique pour $T_g = 37,5^\circ \text{C}$ . ....	129

## *Liste des tableaux*

---

Tableau V. 1 Variables de sortie des débitmètres massiques thermiques à dispersion.....	110
Tableau V. 2 Valeurs des coefficients de la conductivité thermique [9]. .....	111
Tableau V. 3 Valeurs des coefficients de chaleur spécifique.....	111
Tableau V. 4 Valeur réelle pour le premier point (P = 37,5 bar et T = 37,5 ° C). .....	117
Tableau V. 5 Valeur réelle pour le deuxième point (P = 60 bars et T = 60 ° C).....	117
Tableau V. 6 Description des paramètres utilisés pour la simulation numérique. ....	119
Tableau V. 7 Paramètres de gaz pour le débitmètre à dispersion (Tg = 60 ° C).....	126
Tableau V. 8 Paramètres de gaz pour le débitmètre de dispersion (Tg = 37,5 ° C).....	126
Tableau V. 9 Variation du débit massique en fonction de la variation de $\Delta T$ (T = 37,5 ° C).126	
Tableau V. 10 Variation du débit massique en fonction de la variation de $\Delta T$ (T = 60 ° C). 126	
Tableau V. 11 Valeur d'erreur des deux points correspondants (T = 60 ° C). .....	128
Tableau V. 12 Valeur d'erreur des deux points correspondants (T = 37,5 ° C). .....	128

# Liste des abréviations

<b>1 : Glossaire</b>	
$Q_m$	Débit massique [Kg/s].
$Q_v$	Débit volumique [ $m^3/s$ ].
$P$	Masse volumique du fluide [ $Kg/m^3$ ].
$V$	Vitesse moyenne en [ $m/s$ ].
$D$	Diamètre de la conduite [ $m$ ].
$\vartheta$	Viscosité cinématique du fluide [ $m^2/s$ ].
$T$	Température [K].
$\lambda$	Diffusivité thermique [ $W/m \cdot K$ ].
$k_f$	Conductivité thermique du matériel [ $K \cdot W/m$ ].
$c_p$	Capacité calorifique spécifique.
$Q$	Flux de chaleur échangée par convection [W].
$\sigma$	Constante de Stefan Boltzmann.
$h$	Coefficient de transfert thermique de chaleur [ $W/(m^2 \cdot K)$ ].
$D$	Longueur caractéristique [ $m$ ].
$\mu$	Viscosité dynamique [Pa.s].
$C_p$	Capacité thermique massique [ $J/Kg \cdot K$ ].
$L$	Longueur de fil [ $m$ ].
$f$	Fréquence [Hz].
$R$	Résistance de matériau [ $\Omega$ ].
$\tau_w$	Temps [s].
<b>PT100</b>	Platine Tempretur de [100 $\Omega$ ].

## *Liste des abréviations*

<b>2 : Abréviation</b>	
<b>API</b>	<i>American Petroleum Institute</i>
<b>AGA</b>	<i>American Gas Association</i>
<b>VIM</b>	<i>Vocabulaire international de métrologie</i>
<b>GUM</b>	<i>expression of Uncertainty in Measurement</i>
<b>IEC</b>	<i>Commission internationale d'électrotechnique</i>
<b>ANSI</b>	<i>American National Standards Institute</i>
<b>SCC</b>	<i>Standards Council of Canada</i>
<b>OIML</b>	<i>Organisation internationale de métrologie légale</i>
<b>ASME</b>	<i>American Society of Mechanical Engineering</i>
<b>ONML</b>	<i>Office National de Météorologie Légal.</i>
<b>Re</b>	<i>Nombre de Reynold.</i>
<b>Nu</b>	<i>Nombre de Nusselt.</i>
<b>Pr</b>	<i>Nombre de Prandtl.</i>
<b>Ma</b>	<i>Nombre de Mach.</i>
<b>Kn</b>	<i>Nombre de Knudsen.</i>
<b>ISO</b>	<i>Organisation internationale de normalisation.</i>
<b>TOF</b>	<i>Time Of Flight.</i>
<b>CCA</b>	<i>Constant Current Anemometer.</i>
<b>CTA</b>	<i>Constant Temperatur Anemometer.</i>
<b>CTMF</b>	<i>Capillary Thermal Mass Flowmeter.</i>
<b>ITMF</b>	<i>Immersion Thermal Mass Flowmeter.</i>
<b>RTD</b>	<i>Resistor Thermal Detector.</i>
<b>Gr</b>	<i>Nombre de Grashof.</i>
<b>EH</b>	<i>ENDRESS + HAUSER</i>
<b>FCI</b>	<i>Fluid Components International.</i>
<b>CVD</b>	<i>Chemical Vapor Deposition</i>
<b>GUI</b>	<i>Graphical User Interface</i>
<b>USM</b>	<i>Les compteurs à ultrasons</i>

Les autres abréviations sont explicitées dans le texte.

# *Introduction générale*

Le gaz naturel est une source d'énergie qui offre une alternative plus appréciée que le pétrole puisqu'il est plus propre et plus économique.

Le marché mondial du gaz naturel a connu une croissance singulière au cours des dix dernières années et suscite un intérêt exceptionnel pour son avenir. La disponibilité du gaz naturel a été stimulée par les découvertes récentes de nouveaux champs de gaz. Ces découvertes ont aidé les chercheurs à innover de nouvelles méthodes de production, ces méthodes ont créé une évolution dans le domaine des technologies d'extraction. Par le biais de ces technologies la quantité du gaz naturel augmente et sera disponible sur le marché sans perturbation, en plus que sa gestion devient contrôlable.

Ces nombreuses innovations ont constamment repoussé les limites des applications de mesure du débit du gaz et mis à l'essai, tout en créant une demande accrue en matière de mesure du débit du gaz [1]–[3].

Les objectifs de mesure dans l'industrie du transport et de la transformation du gaz naturel regroupent le comptage transactionnel, l'affectation de la production, la génération du revenu, le recouvrement des coûts opérationnels, le contrôle des processus et les rapports réglementaires. La mesure de débit est nécessaire tout au long de la chaîne d'approvisionnement et les instruments appropriés pour faire ces mesures varient [1].

Le comptage transactionnel est l'une des étapes les plus essentielles de la chaîne de traitement entre les fournisseurs et les clients. La condition préalable d'un débitmètre à comptage transactionnel doit être conforme aux normes reconnues tel que les normes de l'American Gas Association (AGA), American Petroleum Institute (API), Organisation internationale de normalisation (ISO). Les exigences contractuelles et les normes légales ont pour objectif de garantir aux parties (fournisseurs et clients) la fiabilité de la mesure du produit vendu et la protection des intérêts en cas de litige car un faible pourcentage d'inexactitude peut représenter une perte considérable pour les deux parties. Toutes ces exigences rentrent dans la métrologie légale assurant la qualité et la crédibilité des mesures [1], [4].

L'Algérie est l'un des pays producteurs des fluides énergétiques tels que le pétrole et de gaz naturel, ces deux sources énergétiques stratégiques sont les piliers sur lesquels repose principalement l'économie du pays. Pour cela, et vu l'importance de ce secteur, le contrôle de gestion du réseau de transport des hydrocarbures par des systèmes de comptage qui assurent l'exactitude des quantités des produits commercialisés, est l'une des principales préoccupations de la politique du pays.

Il n'existe pas une technologie unique permettant de répondre aux besoins de chaque application de mesure, mais il y en a toujours une plus adaptée. Par conséquent, le suivi du progrès technologique dans le domaine de fabrication des débitmètres et de l'étalonnage, en vue de l'augmentation de la précision des mesures, doit avoir un intérêt primordial, pour la compagnie nationale Algérienne (Sonatrach) et ses partenaires.

De nombreux dispositifs pour la mesure du débit volumique en industrie gazière et pétrolière de différentes technologies tels-que les débitmètres à plaque à orifice conventionnels, les débitmètres à ultrasons et à turbine sont employés. La technologie du débitmètre massique est devenue plus appréciée que le débitmètre volumétrique [5]–[8]. Le débit massique du gaz naturel est mesuré à l'aide d'autres types d'instruments indépendants des effets de la température et de la pression ; tels que les débitmètres à effet Coriolis et les débitmètres massiques thermique. Néanmoins, toujours à l'heure actuelle aucun des débitmètres massiques thermique n'a été utilisé dans les installations du comptage fiscal pour le gaz naturel [5-6].

Le choix des débitmètres dépend de la technologie choisie par les vendeurs et les acheteurs impliqués dans une opération transactionnelle. Cependant, il n'y a pas un seul débitmètre qui convient à toutes les situations [9].

Les critères les plus importants qui influencent la mesure du débit sont l'exactitude, la rentabilité, les normes utilisées, les caractéristiques du fluide et les dispositifs électroniques [10], [11]. Il existe une limite d'erreur de métrologie légale à respecter appelée erreur maximale tolérée = MPE qui garantit l'exactitude des transactions commerciales. La fiabilité métrologique des compteurs de gaz est évaluée initialement en vérifiant ces compteurs au niveau de la fabrication, puis ils sont soumis à des vérifications périodiques dans la plupart des pays.

Les erreurs, les écarts-types, les incertitudes et les niveaux de confiance sont déterminés dans l'opération expérimentale d'étalonnage où la fiabilité métrologique des débitmètres est effectuée [8].

L'objectif de ce travail de recherche est de proposer la technologie des débitmètres massique thermique à dispersion pour le comptage transactionnel pour une première fois et de faire une étude sur les différents débitmètres utilisés en comptage transactionnel en Algérie.

Cette recherche vient après l'observation des conditions de fonctionnement des différentes installations du comptage, en particulier la pression et la température du gaz qui peuvent modifier considérablement les performances de l'installation de mesure. Par exemple, la fluctuation saisonnière de la température (en particulier l'été et l'hiver) engendre une variation de la température du gaz et ses conduites. Par conséquent, cela entraîne une perturbation dans les quantités du gaz ; cette perturbation a été toujours mal déterminée.

A partir des données expérimentales d'un champ de production située au Sud-Est de l'Algérie nommée Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT), cette recherche s'est penchée sur ses données expérimentales, pour une étude numérique ; elle servira à la comparaison du système de comptage utilisé dans ce champ.

Les débitmètres thermiques sont indépendants des variations de température et de la pression, pour cela une forte demande est constatée vue l'efficacité des mesures du débit massique sur un large intervalle [4, 11]. Le principe de mesure de ces débitmètres consiste à ce que la quantité de chaleur transmise au fluide, sera représentée par un transfert de chaleur par convection, donnant une information directe de la quantité du fluide compté, ensuite, la tension de sortie du débitmètre, est en relation avec la chaleur transférée du capteur au fluide qui circule, obtenant ainsi le débit massique directement influencé par les propriétés thermo-physiques du fluide [5], [7], [12], [13].

Il existe deux types des débitmètres massiques thermiques pour la mesure du débit des fluides : le débitmètre massique capillaire (CTMF) et le débitmètre massique thermique à dispersion (ITMF) [14-16].

Dans notre travail nous nous penchons sur l'étude du débitmètre massique thermique à dispersion. Malheureusement, l'analyse de la métrologie réelle et la performance du débitmètre thermique à dispersion en comptage transactionnel ne sont pas disponibles.

Ce travail de recherche s'articule sur cinq chapitres.

Le premier chapitre comporte les concepts fondamentaux de la mesure, l'objectif de la métrologie et la notion d'incertitude dans l'industrie de mesures et qui vont être présentés ci-dessous.

Dans le deuxième chapitre l'historique d'évolution des débitmètres à travers le temps depuis son histoire à nos jours est présenté. Un bref aperçu sur le marché mondial des débitmètres sera décrit.

Dans le troisième chapitre nous présentons les différents débitmètres utilisés pour le comptage transactionnel, leurs principes de fonctionnement ainsi que leurs critères de choix, en plus de l'illustration des différentes normes d'utilisation de ces débitmètres.

Le quatrième chapitre vise les différents capteurs thermiques décrits dans la littérature, leur principe de fonctionnement, les différents modèles existants dans les domaines d'application. Ainsi, ce chapitre prend en charge l'ensemble des débitmètres massiques thermiques industriels et les différentes technologies utilisées dans leurs fabrications.

Le cinquième chapitre est consacré à l'étude numérique des performances des débitmètres massiques thermique à dispersion. La validation de l'approche du modèle numérique, les résultats de la simulation ont été comparés aux données expérimentales du champ de production.

En conclusion, et en plus des résultats exposés dans ce travail, nous souhaitons contribuer à donner plus d'information concernant l'utilisation des débitmètres massiques thermiques utilisables pour le comptage transactionnel des fluides /des hydrocarbures en Algérie et dans les autres pays producteurs d'hydrocarbure.

*Chapitre I :*

*Généralités sur la mesure*

## I.1 Introduction

La mesure est l'unité de base essentielle dans le commerce, entre les producteurs, les transporteurs, les usines de traitement, les distributeurs, les autorités et le public. Le mot «mesure» a plusieurs significations, c'est la raison pour laquelle le mot «mesurage» ou comptage a été introduit pour qualifier l'action de mesure. Le mesurage consiste à déterminer par l'intermédiaire des instruments de mesure les quantités en mouvement pendant un temps donné. Pour résoudre les problèmes de mesure, il est souvent utile de disposer d'un modèle du processus de mesure.

Dans l'industrie et le commerce, la production et les échanges des produits sont effectuées sur la connaissance des quantités entrant dans l'établissement des factures donc dans le domaine de la métrologie légale.

Les erreurs commises lors de mesurage engendrent des erreurs de facturation par conséquent, naissent des litiges entre le fournisseur et ces clients. La traçabilité des résultats de mesure aux standards nationaux et internationaux et la connaissance des incertitudes de mesure sont nécessaires pour le jugement et la fidélité de la mesure. Pour ces raisons, il a fallu créer un domaine légal pour résoudre ces problèmes, ce qui a donné naissance à une institution qui s'occupe de la métrologie.

Dans ce chapitre, nous allons essayer de présenter certains concepts fondamentaux de la mesure, l'objectif de la métrologie et la notion d'incertitude dans l'industrie de mesure pour en tirer des conséquences.

## I.2 Le mesurage ou le comptage :

La mesure consiste à déterminer la valeur de la grandeur à mesurer, appelée mesurande (variable physique), c'est-à-dire la valeur de la quantité donnée à être mesurée.

En pratique, la définition requise du mesurande, est dictée par la précision de mesure requise. Selon GUM, la mesurande doit être défini de manière suffisamment complète concernant la précision requise par toute les fins pratiques associées à la mesure pour lui donner sa valeur unique [17].

Le processus qui consiste à obtenir expérimentalement une ou plusieurs valeurs qu'on peut attribuer à cette grandeur est appelé mesurage.

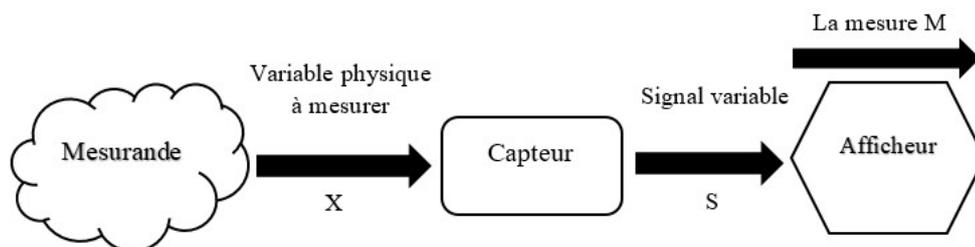
La mesure commence donc par une spécification appropriée de la mesurande, de la méthode de mesure et de la procédure de mesure.

Le résultat d'une mesure n'est qu'une approximation ou une estimation de la valeur de la mesurande. Le résultat d'une mesure n'est donc complet que s'il est accompagné d'un énoncé de l'incertitude de cette estimation.

Le dispositif qui transforme la variable physique (la mesurande) en une forme adaptée à l'enregistrement (la mesure) est appelé instrument. Pour que la mesure ait un sens large et cohérent, il est courant d'employer un système standard d'unités selon lequel la mesure d'un instrument peut être comparée à la mesure d'un autre. Un exemple d'un système de mesure est une règle, l'exemple d'une mesurande est : la longueur d'un objet, sa mesure et le nombre d'unités (mètres, pouces) qui représentent la longueur [11]..

Un système de mesure est l'ensemble d'un ou plusieurs instruments de mesure et souvent d'autres dispositifs, comprenant si nécessaire réactifs et alimentations, assemblés et adaptés pour fournir des informations destinées à obtenir des valeurs mesurées dans des intervalles spécifiés pour des grandeurs de natures spécifiées [18].

La figure I.1 représente un modèle d'un système de mesure simple. La mesurande est représentée par une variable physique observable, cette variable observable  $X$  ne doit pas nécessairement être la mesurande, mais simplement liée à la mesurande en une manière connue. Par exemple, la masse d'un objet est souvent mesurée par le processus où la mesurande est la masse, mais la variable de mesure physique est la force exercée par la masse vers le bas dans le champ gravitationnel de la Terre.

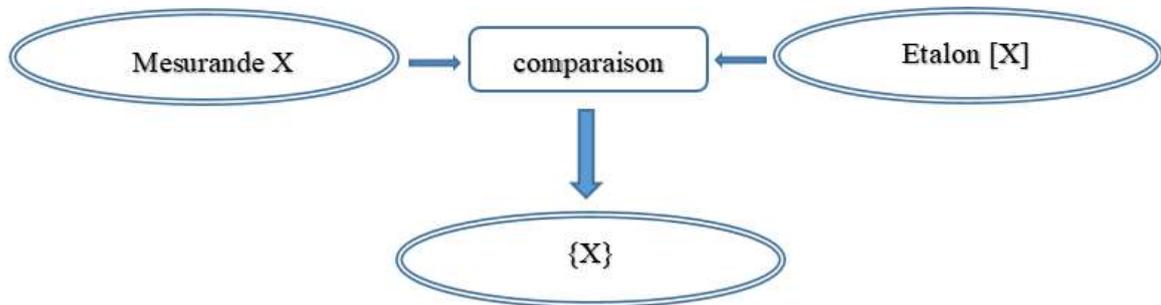


**Figure I. 1:** Modèle d'un système de mesure.

L'élément principal du modèle du système illustré à la figure 1.1 est le capteur qui sert à convertir la variable physique d'entrée en un signal de sortie.

Les signaux de sortie peuvent être manipulés dans un système de transmission, tel qu'un système électrique ou mécanique. L'instrument de mesure est défini comme étant un dispositif utilisé pour faire des mesurages, seul ou associé [18].

Une mesure est dite directe lorsque le résultat est obtenu par comparaison à un étalon de la même nature que la mesurande comme montré sur la fig I.2.



**Figure I. 2 :** Système de mesure directe.

La mesure est dite indirecte lorsque le résultat  $Y$  est lié à des grandeurs  $X_i$  par une relation :

$$Y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_i) \quad (\text{I.1})$$

Et à partir des valeurs de  $\{X_1\}, \{X_2\} \dots \{X_i\}$ , la valeur  $\{Y\}$  de  $Y$  est obtenue.

### **I.2.1 Les capteurs**

Un capteur est un élément d'un système de mesure qui est directement affecté par un phénomène, du corps ou de la substance portant une quantité à mesurer [18], [19].

Cette quantité à mesurer est souvent de nature électrique car un signal électrique se prête facilement à de nombreuses transformations difficiles à réaliser avec d'autres types de signaux.

Dans les circuits électriques, la tension est un signal de sortie. Dans les systèmes mécaniques, le déplacement ou la force sont couramment utilisés comme signaux de sortie. Dans un système d'instrumentation, le signal est transmis à un afficheur ou un appareil d'enregistrement où la mesure peut être lue par un observateur humain.

#### **I.2.1.1 Les Capteurs passifs et actifs**

Les capteurs sont souvent des transducteurs, dispositifs convertissent la forme d'énergie d'entrée en une énergie de sortie d'une autre forme. Les capteurs peuvent être classés en deux grandes classes en fonction de la manière dont ils interagissent avec l'environnement qu'ils mesurent :

### **Capteurs passifs**

Les capteurs passifs n'ajoutent pas d'énergie dans le processus de mesure, mais peuvent éliminer l'énergie dans leurs fonctionnements. Un exemple de capteur passif est un thermocouple, qui convertit une température physique en un signal de tension. Dans ce cas, le gradient de température dans l'environnement génère une tension thermoélectrique qui devient la variable du signal.

### **Capteurs actifs**

Les capteurs actifs ajoutent de l'énergie à l'environnement de mesure dans le cadre du processus de mesure. Un exemple de capteur actif est un système radar ou sonar, où la distance à un objet, est mesurée en envoyant une onde électromagnétique (radar) ou une onde acoustique (sonar), pour détecter les coordonnées de cet objet via le reflet, que l'onde produise, en rencontrant l'objet.

#### **I.2.1.2 Caractéristiques des capteurs**

Dans le domaine de la mesure, les capteurs employés, sont généralement caractérisés par :

- ✓ La sensibilité ;
- ✓ Linéarité ;
- ✓ Domaine d'utilisation ;
- ✓ Étendue de mesure, pleine échelle ;
- ✓ Finesse.

#### **I.2.2 Transmission du signal de mesure :**

Le signal de mesure des systèmes d'instrumentation est souvent de nature électrique. Ce signal est peut-être de différentes natures telles que :

- Signal analogique lié à la mesurande par une loi continue caractérisant la quantité physique mesurée ;
- Signal numérique représenté par des d'impulsions électriques ;
- Signal logique représenté par deux valeurs possibles, tous ou rien [20], [21].

### **I.3 Métrologie, standards et Normes**

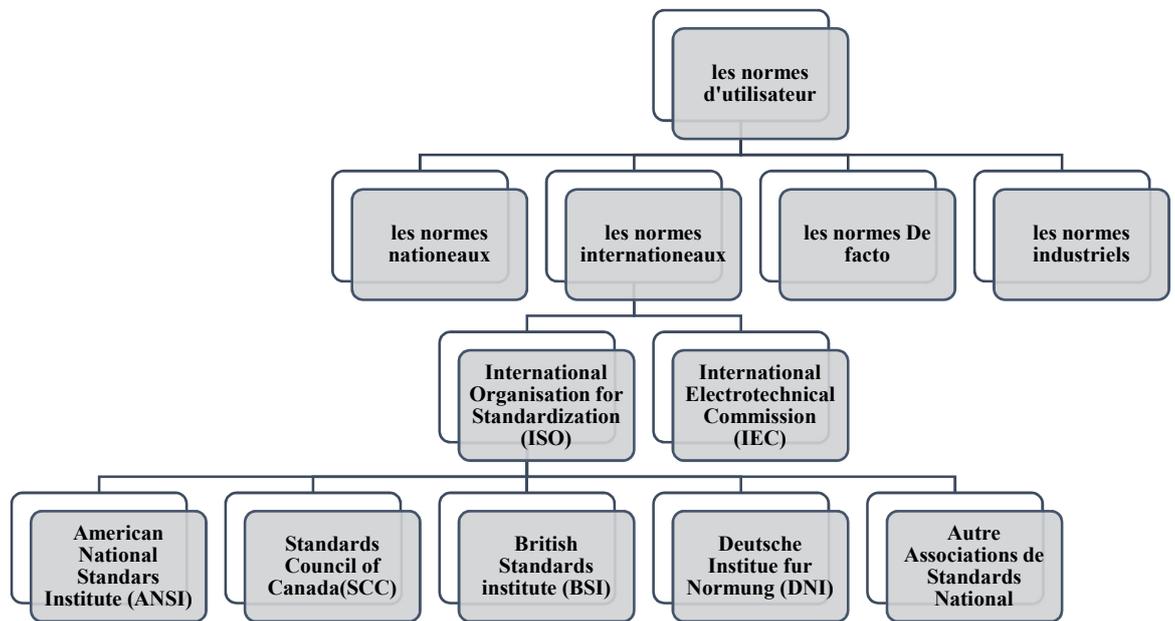
Les normes définissent les unités et les échelles utilisées et permettent de comparer les mesures effectuées dans différents environnements en tenant compte du temps et des lieux. Les

normes sont des dispositifs, des procédures, des instruments, des systèmes, des protocoles ou des processus utilisés pour définir des unités de mesure et sur lesquels reposent toutes les mesures d'échelons inférieurs.

Un étalon est une unité de quantité ou de dimension connue à laquelle d'autres unités de mesure peuvent être comparées. Il est reconnu par la signature des protocoles d'accord internationaux pour son utilisation.

La normalisation ou la standardisation est, le référentiel commun élaboré par un organisme de normalisation national ou international destiné à harmoniser l'activité d'un secteur. [18], [20], [21].

Il existe plusieurs types de norme, en plus des « normes de mesure », il existe des « normes de pratique ou de protocole » élaborées par les différents organismes de normalisation telles que l'Organisation internationale de normalisation (ISO), la Commission internationale d'électrotechnique (IEC), l'American National Standards Institute (ANSI) et le Standards Council of Canada (SCC) ... Etc. comme montrée sur la fig I.3



*Figure I. 3: L'hiérarchie des normes [21].*

Les normes peuvent être imposées soit contractuellement pour la réalisation du contrat de référence, soit d'une manière plus étendue.

### I.3.1 La Métrologie

La métrologie est définie dans le VIM comme étant la science des mesurages et ses applications. Cette opération permettant de définir avec précision les valeurs des grandeurs à mesurer. Donc c'est l'application des normes et standards pour la vérification des quantités mesurées.

Le contrôle métrologique consiste à approuver que les résultats d'une vérification soient conformes ou non, à des exigences spécifiées appelées des erreurs maximales tolérées EMT. La valeur réelle d'une mesure est comprise entre deux valeurs (maximale et minimale).

Au niveau international, la coordination entre les pays en matière de métrologie et des accords est géré par un organisme quasi officiel et intergouvernementale mondial « l'Organisation internationale de métrologie légale (OIML) » dont le but est d'harmoniser les réglementations et les contrôles métrologiques appliqués par les services métrologiques nationaux ou les organisations apparentées de ses États membres. Les principales catégories des publications de l'OIML sont :

- Recommandations internationales (OIML R), qui sont des réglementations types qui établissent les caractéristiques métrologiques requises de certains instruments de mesure et spécifiant les méthodes et les équipements permettant de vérifier leur conformité.
- Documents internationaux (OIML D) qui ont un caractère informatif et sont destinés à harmoniser et à améliorer les travaux dans le domaine de la métrologie légale ;
- Les guides internationaux (OIML G), sont également de nature informative et sont destinés à donner des directives pour l'application de certaines exigences à la métrologie légale
- Les publications internationales de base (OIML B), qui définissent les règles de fonctionnement des différentes Structures et systèmes OIML.

La métrologie contribue d'une certaine façon à la loyauté des échanges entre les différentes parties impliquées dans une transaction commerciale. Elle peut être divisée en trois catégories :

- La métrologie légale généralement employé pour assurer les transactions commerciales ;
- La métrologie industrielle : assure le bon fonctionnement des instruments de mesure dans l'industrie ;

- La métrologie scientifique : Est utilisée dans le domaine de la recherche, le développement et le maintien des étalons de mesure.

Il existe des entreprises spécialisées dans le métier de vérification et d'étalonnage des appareils de mesure.

La métrologie légale, est présente dans les échanges commerciaux et les diapositives réglementaires employés par les institutions étatiques pour assurer la fiabilité des mesures. Cette assurance engendre la confiance au moment des échanges transactionnels. Un instrument de mesure est dit approuvé, si les procédures techniques et administratives employées par les états pour assurer la qualité des mesures, sont employés [18], [19], [21], [22].

En Algérie, L'Office National de Métrologie Légale ONML est l'entité qui représente la métrologie légale, un Etablissement Public à caractère Administratif (EPA), relevant du Ministère de l'Industrie et des mines, doté de l'autonomie financière et créée en 1986 par Décret n°86-250 du 30 septembre 1986. Sa mission principale, est d'assurer la fiabilité de la mesure des instruments nécessitant une qualification légale et ayant incidence directe sur :

- L'équité des échanges commerciaux ;
- La santé ;
- La qualité de la production industrielle ;
- La sécurité ;
- L'environnement

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 sujets aux contrôles métrologiques sont :

- 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 ...) ;
- Instruments de pesage ;
- Compteurs d'énergie électrique ;
- Compteurs de gaz ;
- Compteurs d'eau ;

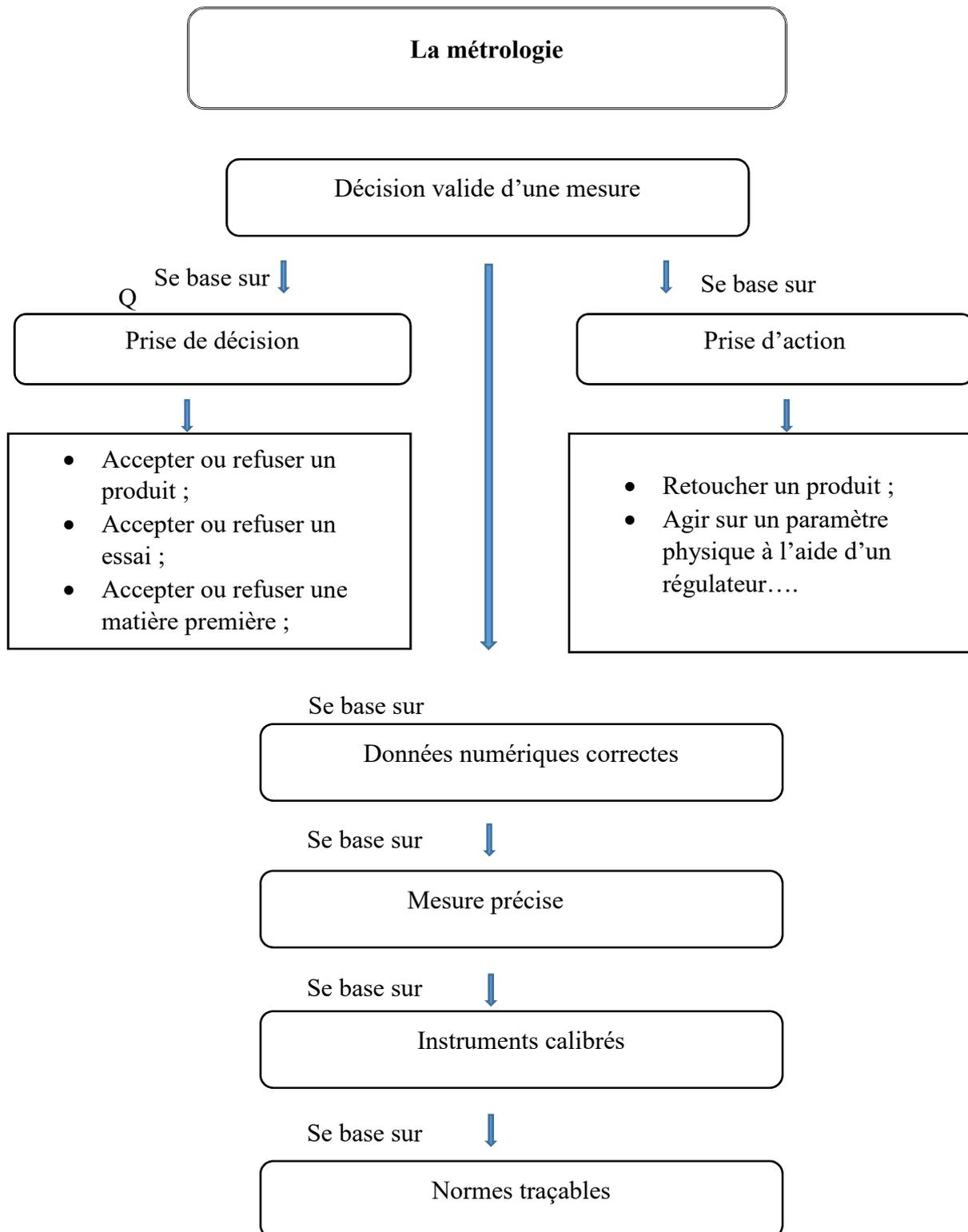
- Compteurs turbines ;
- Analyseurs de gaz d'échappement des véhicules ;
- Distributeurs de carburant (volucompteurs) ;
- Et d'autres instruments en conformité avec la réglementation de l'OIML[23].

#### **I.4 Base conceptuels de mesure**

La citation de Lord Kelvin utilisée pour exprimer le principe de mesure citée ci-après :

“Je dis souvent que lorsque vous pouvez mesurer ce dont vous parlez et l'exprimer en chiffres, vous en savez quelque chose ; mais quand vous ne pouvez pas le mesurer, ne pouvez pas l'exprimer en chiffres, votre connaissance est d'une nature insatisfaisante ; ce sont peut-être les prémices de la connaissance, mais vous n'avez guère, dans vos pensées, avancé au stade de la science, quelle qu'en soit la matière. Donc, si la science est la mesure, alors sans métrologie il ne peut y avoir de science”.

Cette citation peut être exprimée comme le montre la figure I.4. Cette Figure démontre une hiérarchie intéressante d'une mesure. Pour atteindre la qualité d'une mesure, il est nécessaire de prendre des décisions. Les bonnes décisions ne peuvent être prises que s'il existe de bonnes données numériques, des données sur lesquelles sont basées ces décisions. Ces données numériques, doivent à leur tour provenir des mesures exactes et des décisions réellement correctes basées sur les bons chiffres. La seule manière d'obtenir de bonnes données numériques, c'est de faire des mesures précises à l'aide d'un instrument étalonné correctement. A la fin de mesure, il est important de comparer ces mesures à d'autres mesures réalisées à d'autres endroits et à des moments différents avec des instruments bien calibré à l'aide des étalons traçables [21].



*Figure I. 4: Principe de la métrologie et la mesure correcte.*

#### I.4.1 Caractéristiques métrologique des erreurs et l'incertitude de mesure

Toutes les mesures de test sont effectuées de manière à permettre l'acquisition des données utiles à la prise de décision. Aucun test n'est exécuté et aucune mesure n'est faite lorsque la « réponse » est déjà connue. Pour que les données soient utiles, il est nécessaire que

leurs erreurs de mesure soient faibles par rapport aux changements ou aux effets en cours d'évaluation [21].

Chaque fois qu'une mesure est effectuée, la valeur obtenue est considérée simplement comme la meilleure estimation que l'on puisse obtenir de la quantité. En pratique, la quantité pourrait être légèrement supérieure ou inférieure à cette valeur, l'incertitude caractérisant la plage de valeurs dans laquelle la quantité devrait se situer, avec un niveau de confiance spécifié.

Selon le GUM, lorsqu'on veut attribuer le résultat d'une mesure d'une quantité physique, il est obligatoire de donner une indication quantitative de la qualité du résultat afin d'évaluer sa fiabilité. Sans cette indication, les résultats des mesures ne peuvent être comparés ni entre eux ni avec les valeurs de référence indiquées dans une spécification ou une norme. Il est donc nécessaire qu'il existe une procédure facile à mettre en œuvre, facile à comprendre et généralement acceptable pour caractériser la qualité d'un résultat de mesure, c'est-à-dire pour évaluer et exprimer son incertitude.

Le concept d'incertitude en tant qu'attribut quantifiable est relativement nouveau dans l'histoire de la mesure, bien que l'erreur et l'analyse des erreurs sont effectuées fassent depuis longtemps comme partie intégrante de la pratique de la science de la mesure ou de la métrologie. L'erreur est définie comme étant la différence entre la valeur mesurée d'une grandeur et une valeur de référence.

L'exactitude du résultat énoncé d'une mesure, dépend de l'incertitude donc l'ensemble des toutes les composantes d'erreurs connues ou présumées évaluées. C'est-à-dire qu'il existe toujours un doute sur la qualité du résultat.

L'incertitude de mesure est définie comme étant un paramètre positif ou négatif, associé au résultat d'une mesure, caractérisant la dispersion des valeurs pouvant raisonnablement être attribuées au mesurande.

Le résultat d'une mesure n'est qu'une approximation ou une estimation de la valeur du mesurande, puisqu'il est en général plus ou moins sensible à l'environnement (température, pression, humidité...), et n'est donc complet que s'il est accompagné d'un énoncé de l'incertitude de cette valeur.

En pratique, la spécification ou la définition requise du mesurande est dictée par la précision ou l'exactitude de mesure requise définit en GUM comme accord étroitement lié entre une valeur mesurée et une valeur vraie d'une mesurande. La mesurande doit être défini de

manière suffisamment complète en ce qui concerne la précision requise pour que, pour toutes les fins pratiques associées à la mesure, sa valeur doit être unique.

Donc en conséquence, le résultat de mesure peut s'écrire comme suit :

$$\text{Résultat de mesure} = \text{Valeur vraie} + \text{erreurs}$$

En général, le résultat d'une mesure est déterminé sur la base d'une série d'observations obtenues dans des conditions de répétabilité (condition de mesurage dans un ensemble de conditions qui comprennent la même procédure de mesure, les mêmes opérateurs, le même système de mesure, les mêmes conditions de fonctionnement et le même lieu, ainsi que des mesurages répétés sur le même objet ou des objets similaires pendant une courte période de temps).

L'erreur a deux composantes, une erreur systématique et une erreur aléatoire.

Les erreurs aléatoires résultent des variations temporelles et spatiales imprévisibles ou stochastiques des grandeurs d'influence. Donc l'erreur aléatoire est l'erreur qui varie de façon imprévisible dans des mesurages répétés. Ces variations donnent lieu à des variations dans les observations répétées du mesurande. Elle peut être réduite en augmentant le nombre d'observation puisque sa valeur ne peut pas être compensée dans un résultat de mesure.

Les erreurs systématiques ne peuvent pas être éliminées, mais peuvent souvent être réduites. Donc l'erreur systématique est la composante de l'erreur de mesure dans des mesurages répétés et qui demeure constante ou varie de façon prévisible. Si une erreur systématique résulte d'un effet reconnu d'une grandeur d'influence sur un résultat de mesure, l'effet peut être quantifié et, si sa taille est significative par rapport à la précision requise de la mesure, une correction ou un facteur de correction peut être appliqué pour compenser l'effet.

Les composantes d'incertitude sur le résultat d'une mesure peuvent être regroupées en deux catégories en fonction de l'estimation de leurs valeurs numériques :

- Ceux qui sont évaluées par des distributions statistiques des valeurs provenant de séries de mesurages et peuvent être caractérisées par des écarts-types appelée évaluation de type A ;
- Celles qui sont évaluées par d'autres moyens et peuvent aussi être caractérisées par des écarts- types, évalués à partir de fonctions de densité de probabilité fondées sur l'expérience ou d'autres informations appelée évaluation de type B [17]–[19], [22], [24].

Il existe des nombreuses sources d'incertitude dans une mesure, notamment :

- a) Source liée au traitement des données :
  - ❖ Une définition incomplète du mesurande ;
  - ❖ Échantillonnage non représentatif ;
  - ❖ Variation temporelle et spatiale ;
  - ❖ Une mesure imparfaite des conditions environnementales ;
- b) Source liée à l'étalonnage ou la calibration :
  - ❖ Valeurs inexacts des étalons de mesure et des matériaux de référence ;
- c) Source liée à méthodes de mesure :
  - ❖ Des valeurs inexacts de constantes et d'autres paramètres obtenus de sources externes et utilisés dans l'algorithme de réduction des données ;
  - ❖ Approximations et hypothèses incorporées dans la méthode et la procédure de mesure ;
  - ❖ Variations d'observations répétées du mesurande dans des conditions apparemment identiques ;
- d) Source liée à la grandeur d'influences ;
- e) Source liée à la méthode de calcul :
  - ❖ par exemple les relations mathématiques utilisées [19], [20], [24].

#### **I.4.2 Analyse de l'incertitude dans un processus de mesure**

L'évaluation de l'incertitude consiste à définir le processus de mesure. Il est nécessaire de combiner les valeurs d'un certain nombre de quantités d'entrée pour obtenir une valeur de la sortie. La définition du processus devrait inclure l'énumération de toutes les quantités d'entrée pertinentes. Les définitions et les procédures de calcul des incertitudes dans cette partie sont pris du GUM.

Si toutes les quantités dont dépend le résultat d'une mesure, varient, l'incertitude de cette mesure, peut être évaluée par des moyens statistiques. Cela arrive rarement dans la pratique en raison du temps et des ressources limitées. L'incertitude d'un résultat de mesure est généralement évaluée à l'aide d'un modèle mathématique de la mesure et de la loi de propagation de l'incertitude.

Avant d'entamer le calcul de l'incertitude total d'un processus de mesure, nous allons présenter ci-dessous les définitions de quelques paramètres utilisés :

✓ **L'incertitude-type  $u(x)$  (standard uncertainty)**

Dans le VIM, C'est l'incertitude de mesure exprimée sous la forme d'un écart-type.

✓ **Incertitude-type composée  $u_c(y)$  (combined standard uncertainty)**

C'est l'incertitude-type obtenue en utilisant les incertitudes types individuelles associées aux grandeurs d'entrée dans un modèle de mesure. Elle est égale à la racine carrée de somme de ces termes, les termes étant les variances ou les covariances de ces autres quantités pondérées.

✓ **Incertitude élargie  $U$  (expanded uncertainty)**

C'est le produit de l'incertitude-type composée d'un facteur supérieur à 1. Elle définit l'intervalle autour du résultat d'une mesure pouvant englober une grande partie de la distribution des valeurs pouvant raisonnablement être attribuée au mesurande.  $U=ku_c(y)$ .

✓ **Facteur d'élargissement  $k$  (coverage factor)**

C'est un nombre supérieur à 1, par lequel on multiplie une incertitude-type composée pour obtenir une incertitude élargie.

✓ **Coefficient de sensibilité  $c_i$**

Utilisé pour multiplier l'incertitude de l'estimation d'entrée,  $x_i$ , pour obtenir l'effet d'un changement de la quantité d'entrée sur l'incertitude de l'estimation de sortie  $y$ .

Dans un processus de mesure, le mesurande  $Y$  est déterminée à partir de  $N$  autres quantités d'entrée  $X_1, X_2, \dots, X_N$  via une relation fonctionnelle  $f$  comme il est écrit par l'équation :

$$Y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_N) \quad (\text{I.2})$$

Une estimation du mesurande  $Y$ , notée  $y$ , est obtenue à partir de l'équation I.1 en utilisant des estimations d'entrée  $x_1, x_2, \dots, x_N$  pour les  $N$  valeurs des quantités  $X_1, X_2, \dots, X_N$ . Ainsi, l'estimation du résultat de la mesure est donnée par :

$$y = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_N) \quad (\text{I.3})$$

À condition que les quantités entrées,  $X_i$ , ne soient pas corrélées, l'incertitude totale du processus peut être trouvée en calculant et en combinant l'incertitude de chacun des facteurs contributifs conformément à l'équation I.3 :

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N [c_i u(x_i)]^2} \quad (\text{I.4})$$

Chacune des composantes individuelles de l'incertitude,  $u(x_i)$ , est évaluée en utilisant l'une des méthodes d'évaluation, type A ou type B.

L'incertitude-type de type A est obtenue à partir d'une fonction de densité de probabilité dérivée d'une distribution de fréquence observée, tandis qu'une incertitude-type de type B est obtenue à partir d'une fonction de densité de probabilité supposée basée sur le degré de conviction qu'un événement se produira.

#### I.4.2.1 Évaluations d'incertitude de type A

L'incertitude standard d'une valeur mesurée,  $x_i$ , est calculée à partir d'un échantillon de mesures,  $x_{im}$ , conformément aux équations I.4 à I.8 :

- a) Calculez la valeur moyenne des mesures par l'éq (I.5) :

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{m=1}^n x_{i,m} \quad (\text{I.5})$$

- b) Calculez l'écart type de l'échantillon par l'éq (I.6) :

$$s(x_i) = \sqrt{\frac{1}{(n-1)} \sum_{m=1}^n (x_{i,m} - \bar{x}_i)^2} \quad (\text{I.6})$$

L'incertitude type d'un échantillon est identique à son écart type, donc :

$$u(x_i) = s(x_i) \quad (\text{I.7})$$

- c) Calculer l'écart type de la valeur moyenne par l'éq (I.8) :

$$s(\bar{x}_i) = \frac{s(x_i)}{\sqrt{n}} \quad (\text{I.8})$$

L'incertitude type de la valeur moyenne est :

$$u(\bar{x}_i) = s(\bar{x}_i) \quad (\text{I.9})$$

L'utilisation de la moyenne de plusieurs lectures est une technique essentielle pour réduire l'incertitude dans les lectures sujettes à des variations aléatoires.

#### I.4.2.2 Évaluation des incertitudes de type B

Les évaluations d'incertitude de type B sont celles effectuées par d'autres moyens que l'analyse statistique de séries d'observations. Elles nécessitent la connaissance de la distribution de probabilité associée à l'incertitude. Les distributions de probabilité les plus courantes sont :

- ❖ Distribution rectangulaire de probabilité ;
- ❖ Distribution normale de probabilité ;
- ❖ Distribution triangle de probabilité ;
- ❖ Distribution bimodale de probabilité ;
- ❖ Distribution de probabilité assignée par les professionnels ;
- ❖ Distributions asymétriques de probabilité.

Une fois que les incertitudes types des quantités entrées et leurs coefficients de sensibilité associés ont été déterminées à partir d'évaluations de type A ou de type B, l'incertitude globale de la quantité mesurée  $y$  peut être déterminée par :

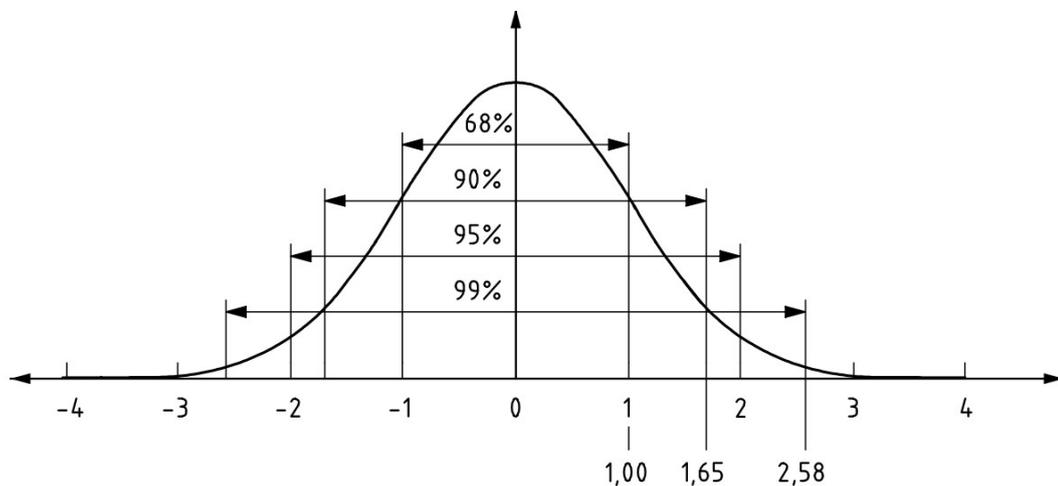
$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N [c_i u(x_i)]^2} \quad (\text{I.10})$$

#### I.4.2.3 Expression des résultats, Incertitude élargie $U$

Le résultat global est obtenu à partir de la somme des contributions de l'incertitude standard de chaque source d'entrée à l'incertitude du résultat. L'incertitude combinée qui en résulte est donc une incertitude standard. Il est primordial de fournir une déclaration d'incertitude avec un niveau de confiance de 90% ou 95% ; dans certains cas extrêmes 99%. Pour obtenir le niveau de confiance souhaité, une incertitude élargie  $U$  est calculée comme suit :

$$U = k u_c(y) \quad (\text{I.11})$$

Le but de donner une incertitude élargie  $U$  est de fournir un intervalle  $y - U$  à  $y + U$  susceptible de couvrir une grande partie de la distribution des valeurs pouvant raisonnablement être attribuée à la mesurande  $Y$ . Le facteur de couverture  $k$  est compris généralement entre 2 et 3 [17], [24].



**Figure I. 5:** Facteurs de couverture pour différents niveaux de confiance avec la distribution normale et Gaussienne[24].

#### I.4.2.4 Bilan d'incertitudes

Selon le VIM, le bilan d'incertitude, est la formulation de l'incertitude de mesure, de ses composantes, ainsi que de leur loi de calcul et leur combinaison.

Un bilan d'incertitudes devrait comprendre le modèle de mesure, les estimations et les incertitudes associées aux grandeurs qui interviennent dans ce modèle, les covariances, le type des fonctions de densité de probabilité utilisées, les degrés de liberté, le type d'évaluation de l'incertitude, ainsi que le facteur d'élargissement [17].

#### I.4.3 Étalonnage ou Calibration

Chaque instrument de mesure peut introduire des incertitudes. Le but principal de l'étalonnage est de réduire l'incertitude de mesure à un niveau acceptable. Le processus d'étalonnage permet d'atteindre cet objectif en remplaçant la grandeur d'incertitude d'un instrument non étalonné par une combinaison plus petite d'incertitudes de l'instrument standard et de les comparer entre eux.

Dans le VIM, l'étalonnage ou la calibration, est l'opération par laquelle et dans des conditions spécifiées, on établit en une première étape une relation entre les valeurs et les incertitudes de mesure associées qui sont fournies par des étalons et les indications correspondantes avec les incertitudes associées, puis utiliser en une seconde étape cette information pour établir une relation permettant d'obtenir un résultat de mesure à partir d'une indication.

Dans l'industrie et le commerce, de nombreuses mesures sont effectuées chaque jour. Cependant, beaucoup sont effectuées avec des instruments soumis à un étalonnage périodique ou à une inspection légale ou métrologie légale. Si l'on sait que les instruments sont conformes à leurs spécifications ou aux documents normatifs existants qui s'appliquent, les incertitudes de leurs indications peuvent être déduites de ces spécifications ou de ces documents normatifs.

On distingue deux méthodes d'étalonnage :

- Étalonnage direct
- Étalonnage par comparaison: dans cette méthode, on compare les mesures du capteur à étalonner avec celles provenant d'un autre capteur lui-même préalablement étalonné.

L'étalonnage sert également à assurer la traçabilité par rapport aux normes de référence ou aux constantes physiques connues.

La traçabilité métrologique caractérise une propriété d'un résultat de mesure selon laquelle ce résultat peut être relié à une référence par l'intermédiaire d'une chaîne ininterrompue et documentée d'étalonnages dont chacun contribue à l'incertitude de mesure.

Dans certains pays, il existe une hiérarchie de laboratoires concernés par l'étalonnage, le laboratoire d'étalons national se trouvant au sommet de la hiérarchie, fournissant ainsi la référence ultime pour chaque laboratoire d'étalonnage. Chaque niveau de la hiérarchie d'étalonnage est traçable au niveau supérieur et porte donc l'incertitude du laboratoire supérieur comme étant son incertitude d'étalonnage, à laquelle s'ajoutent ses propres incertitudes d'instrumentation et d'utilisation. De cette manière, chaque niveau ajoute une incertitude au processus de mesure et, lorsqu'un degré d'incertitude particulier est recherché, il est donc important d'entrer dans la chaîne d'étalonnage au niveau correct [17], [18], [24].

## **I.5 Conclusion**

Ce chapitre représente le fondamental des systèmes de mesure. Nous avons commencé par le système en lui-même avec ses différentes constitutions et les normes employées pour harmoniser les résultats de la mesure. La notion de la métrologie a été employée aussi pour voir son importance sur la validation et la confiance entre le producteur et ses clients.

Les erreurs et l'incertitude commises sur le résultat de mesure sont étudiées afin de voir la plage des résultats admis pour une mesure effectuée.

*Chapitre II :*

*Historique d'évolution  
des débitmètres*

## **II.1 Introduction**

L'existence des instruments scientifiques de mesure dans la société moderne, est souvent considérée comme acquise. En réalité, leurs développements à travers les siècles et les principes de fonctionnement sur lesquels ils reposent n'ont pas fait l'objet de beaucoup d'attention. L'histoire des instruments scientifiques de mesure joue un rôle essentiel dans la civilisation, les historiens prennent maintenant conscience de l'interaction profonde de la science et de la technologie avec tous les autres aspects de la société et de la civilisation et ils sont donc beaucoup plus intéressés par l'histoire de la science des instruments de mesure qui devrait être considéré comme une partie essentielle. La mesure de débit a évolué au cours de ces dernières années, en réponse aux demandes de mesurer des nouveaux produits et pour des besoins de précision.

Dans ce qui suit, nous allons entamer le développement de quelques débitmètres. Le principe de fonctionnement de certain débitmètre sera décrit dans les chapitres suivants.

## **II.2 Historique d'évolution des débitmètres :**

La mesure du débit des fluides a toujours été une marque de civilisation significative pour tous les peuples anciens. Bien que l'intérêt de la mesure du débit de fluide remonte à plus de trois mille ans, les principes de fonctionnement des débitmètres traditionnels ont été compris et étudiés sur une base scientifique il y a quatre cents ans. Les soucis initiaux pour mesurer le débit étaient les besoins agricoles et la nécessité d'évaluer la consommation d'eau par les utilisateurs. Cette nécessité a conduit au développement précoce de dispositifs capables de mesurer le débit dans des canaux ouverts.

Les anciens Égyptiens dépendaient fortement du Nil, car la plupart de leurs activités vitales étaient liées à l'irrigation de leurs champs. L'observation des niveaux d'eau du Nil a fourni une indication sur l'abondance de la récolte.

Les ingénieurs romains étaient réputés non seulement pour la construction des routes et des ponts, mais également par leurs systèmes de canalisation conduisant l'eau des sources à leurs maisons aux fontaines et aux bains thermaux. Le débit a été mesuré à l'aide de dispositifs pouvant être considérés comme l'ancêtre du l'orifice actuel.

Les Chinois mesuraient aussi le débit d'eau sur un complexe d'irrigation en 251 avant J-C.

De l'époque des Romains à l'an 1500 environ, il n'y avait pas d'informations historiques sur la mesure du débit.

De 10 au 12<sup>e</sup> siècle, la civilisation arabo-musulmane avait achevé la réflexion théorique sur le cycle de l'eau et l'origine des fleuves et exprimait le débit d'une rivière comme le nombre de moulins que celle-ci pouvait alimenter.

Du XVI<sup>e</sup> au XVIII<sup>e</sup> siècle, grâce aux travaux des scientifiques, les concepts fondamentaux de la dynamique des fluides ont été étudiés en profondeur. Au cours de cette période, en conséquence des connaissances théoriques acquises, certains types des débitmètres différentiels de pression, déplacements positifs et à déduction ont été développés.

Plus tard, à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, la mesure du débit est devenue pertinente à la fois pour des objectifs industriels et domestique. La plus grande et la plus ancienne catégorie de débitmètres traditionnels, basée sur des techniques de pression différentielle, a répondu à ces besoins jusque vers 1950, lorsque des méthodes alternatives sont devenues disponibles. A partir de 1960, de nombreux débitmètres selon un nouveau concept sont développés et réalisés afin de répondre aux exigences sans cesse croissantes des mesures du débit domestiques, industrielles des liquides, gaz et vapeurs et le comptage transactionnel sous forme monophasée ou polyphasée.

Il existe actuellement environ huit techniques principales de mesure du débit : pression différentielle, section variable, déplacement positif, déduction (par exemple, turbine), dynamique des fluides (par exemple le vortex), débitmètres à ultrasons, électromagnétiques et massiques (Coriolis et thermique). Les débitmètres massiques sont relativement nouveaux et peuvent être considérés comme des appareils particulièrement importants pour la mesure du débit dans l'industrie, car ils font partie des rares techniques de mesure permettant une mesure directe précise des débits massiques.

### **II.2.1 De l'Antiquité au Moyen Age**

Le premier compteur d'eau utilisé par les Égyptiens il y a 3000 ans était d'une forme grossière de déversoir. La connaissance de la mesure du débit des Égyptiens provenait de la compréhension de la relation entre le temps et le débit. En fait, les Égyptiens comme les Chinois et les Grecs, étaient des observateurs astronomiques très habiles et les premiers appareils qu'ils avaient fabriqués pour mesurer le temps étaient des ombres à pendule ou des cadrans solaires. Cependant, ils ont vite constaté que les conditions météorologiques pouvaient influencer la mesure du temps et qu'il était par conséquent nécessaire d'appliquer d'autres méthodes. La

première horloge artificielle, non affectée par les conditions météorologiques, était celle de l'eau des anciens Égyptiens (vers 1400 av. J.-C.), qui fournissait l'heure en appliquant un principe physique. Dans ses formes les plus avancées, l'horloge à eau est connue en Grèce sous le nom de " clepsydrae ", terme utilisé à présent pour décrire toutes les horloges à eau. Ce dispositif consiste en un bol rempli d'eau qui s'écoule par un petit trou (orifice) formé dans le récipient du niveau d'eau qu'il a des graduations marquées qui permet d'indiquer le temps nécessaire pour qu'il s'écoule. Par cette expérience, les Égyptiens ont pensé à une nouvelle forme conique pour améliorer la non-linéarité remarquée dans la première expérience. Donc, l'expérience de l'horloge à eau a conduit à la relation de base de la mesure du débit qui montre que le débit est en fonction de la tête et la taille du trou.

De plus, Héron d'Alexandrie (environ 150 ans avant J.-C.) avait parfaitement compris que le débit est en fonction de la surface de la conduite  $S$  et de la vitesse du fluide  $v$  qui veut dire que  $q = Sv$ .

Les philosophes de l'école grecque d'Alexandrie en Égypte ont largement contribué à l'étude et au développement de l'hydraulique. Archimède (c 287-212 Be) a inventé l'orgue hydraulique et la première pompe à eau de l'histoire, appelée "coclea". Il s'agissait d'une vis hélicoïdale tangentielle manipulée à la main et exploitant la viscosité de l'eau, permettait de transporter l'eau d'un niveau inférieur à un niveau supérieur. De plus, la découverte de la loi hydrostatique est attribuée à Archimède constaté à partir d'un problème de mesure de volume.

## II.2.2 La science expérimentale entre 1500 et 1800

De l'époque des découvertes des Romains jusqu'au 16ème siècle, il n'y a pas d'informations historiques sur la mesure de débit. Jusqu'en 1500, la relation fondamentale entre la tête, la surface et la vitesse n'était pas clairement comprise. C'est à partir de 1500 que la science expérimentale a été établie par un nombre de scientifiques pour comprendre les phénomènes d'écoulement des fluides. Leur contribution au développement des débitmètres est citée par suite :

### Leonardo da Vinci (1452-1519)

La rénovation italienne a apporté une contribution éminente au progrès de la science. Au 16ème siècle, les scientifiques et les ingénieurs Italiens ont participé au développement des connaissances scientifiques. Le principe de continuité résultant du fait que la masse, est une quantité conservée, l'un des concepts de base de la mécanique des fluides, est attribué à Leonardo da Vinci. En tant qu'ingénieur en chef et superviseur des travaux de canal et de port

sur une grande partie du territoire Italien, Da Vinci a concentré son esprit remarquable sur les phénomènes d'écoulement. Leonardo a compris que, dans un état stable, la masse entrant dans un système, est égale à la masse quittant le système lui-même lorsque les deux sont mesurés sur le même intervalle du temps.

Leonardo a observé la génération des tourbillons (Vortex) apparaissant lorsqu'un fluide impactait un corps. Sa découverte a été exploitée commercialement pour mesurer le débit au cours des 40 dernières années sous le nom de débitmètre à effet de vortex apparus sur le marché au début des années 1970.



*Figure II. 1: Mesure de vitesse de surface par Léonard de Vinci.*

### **Galileo Galilei (1564-1642)**

Si la méthode expérimentale a un promoteur, c'est bien Galilei qu'il a contribué à la formulation de la loi de pendule d'isochronisme, la théorie de la chute des corps, à l'amélioration du télescope et le thermoscope et la balance hydrostatique. En 1583, il s'est rendu compte qu'il était possible de mesurer le temps au moyen d'une horloge mécanique très précise basée sur le principe de la pendule. L'horloge était bien utile dans le domaine de navigation maritime.

En dynamique des fluides, Galileo a fait la distinction entre les forces résultant de l'inertie et forces résultant des effets de frottement (viscosité).

**Benedetto Castelli (1578-1643) et Euangelista Torricelli (1608-1647)**

Comme Leonardo da Vinci, Castelli a aussi compris la relation entre le débit, la surface de la conduite et la vitesse du fluide. Torricelli, élève de Galilei, a démontré que le débit à travers un orifice variait avec la racine carrée de la tête.

**Edme Mariotte (1620-1684)**

Mariotte a grandement contribué à plusieurs disciplines scientifiques comme la loi des gaz élaborée avec Boyls (1675), Mariotte, grâce à ses observations expérimentales a découvert que la force exercée par un jet de fluide était proportionnelle au carré de sa vitesse, ce rapport a été publié à Paris en 1686. Ce qui fait le fondement des débitmètres cibles actuels.

**Isaac Newton (1642-1727)**

Célèbre pour le développement des lois du mouvement et de la viscosité, du débit de fluide. Newton a synthétisé et souligné les concepts d'abord étudiés par Galilei en ce qui concerne les forces d'inertie et de viscosité. Grâce à l'activité expérimentale, Newton a observé un phénomène hydraulique très important, la veine contractée. Il a noté que le débit calculé à travers un orifice était supérieur d'environ  $\sqrt{2}$  à celui mesuré réellement, attribuant cela à la contraction du jet.

**Domenico Guglielmini 1655-1710)**

Guglielmini était l'inventeur du premier appareil de mesure du débit des rivières. Le principe de fonctionnement de son compteur consistait en une boule suspendue par une ficelle à une jauge de quart de cercle et descendue dans la rivière. La vitesse du courant a dévié la balle et la corde de leur position verticale et la déviation angulaire a été mesurée à l'aide d'une échelle à un quart de cercle calibrée en unités de vitesse.

**Henri Pitot (1695-1771)**

En 1732, le français Pitot inventa l'appareil qui porte encore son nom, le tube de Pitot « machine pour mesurer la vitesse des eaux courantes et le sillage des vaisseaux ». L'appareil de Pitot est composé de deux tubes parallèles de petit diamètre montés dans un cadre, l'un est droit et l'autre est avec une courbure courte à angle droit à son extrémité. En 1848, le scientifique anglais Henry D'Arcy, développa le dispositif Pitot sous la forme connue aujourd'hui.

**Daniel Bernoulli (1700-1782) et Leonhard Euler (1702-1783)**

Bernoulli, travaillait sur le principe de la conservation de la somme des énergies cinétique et potentielle mentionné dans sa publication *Hydrodynamica* de 1738. Cependant, l'effet d'un changement de la pression en fonction de l'énergie totale n'était toujours pas clairement compris par Bernoulli. Il était à son ami, Leonhard Euler, d'énoncer le principe de continuité dans sa forme actuelle, à partir de la deuxième loi du mouvement de Newton pour les fluides non visqueux. Euler a deviné l'effet de la pression et en honneur à Bernoulli, il a présenté son équation sous le nom de l'équation de Bernoulli.

**Reinhard Woltman**

En 1790, l'ingénieur Allemand Woltman a mis un dispositif de mesure de débit pratique, le premier moulinet hydrométrique. C'est un rotor à plusieurs pales pour mesurer les débits des rivières. Le débitmètre introduit par Woltman était le pionnier d'une famille d'instruments, les compteurs à inférence ou à turbine, dont certains portent encore son nom.

**Giovanni Battista Venturi (1746-1822)**

Le physicien Italien Venturi a effectué ses travaux de base sur le débitmètre (le tube de Venturi) qui devait représenter une contribution fondamentale à la mesure du débit et au développement d'une grande partie de la théorie utilisée dans les calculs des débitmètres modernes.

Dans son travail de pionnier sur le comptage de flux (*Recherches expérimentales sur le principe de communication des médias dans les fluides appliqués à l'exploitation de différents phénomènes*, 1797), Venturi postule que les fluides sous pression, les conduites convergentes gagnent en vitesse et perdent de la tête et inversement pour les conduites divergentes. A Paris en 1796, son travail de pionnier en dynamique des fluides sur le comptage de flux (*recherches expérimentales sur le principe de la communication latérale du mouvement dans les fluides appliqué à l'explication de différents phénomènes d'hydraulique*) où il décrit ce qui deviendra l'effet Venturi, la relation entre la vitesse d'un fluide et sa pression. À cette occasion, il invente le tube de Venturi, permettant de mesurer la différence de pression entre deux sections de diamètres différents d'un même tube.

**II.2.3 Le 19ème siècle : L'époque moderne**

Au cours de cette période, la croissance des découvertes dans la mesure du débit, s'est accélérée. Un bref aperçu de l'évolution historique de la mesure du débit est présenté ici.

**Michael Faraday (1791-1867)**

En 1831, Faraday suggéra les lois de l'induction électromagnétique et réalisa la première tentative de mesure du débit d'eau par une méthode électromagnétique. Le champ magnétique nécessaire pour générer la tension directement proportionnelle à la vitesse du fluide était naturellement fourni par la terre et ses électrodes, étaient de grandes plaques métalliques suspendues entre deux ponts. Toutefois, le travail fondamental de Faraday en électromagnétisme, est la base des débitmètres électromagnétiques.

**Osborne Reynolds (1842-1912)**

Le professeur anglais Reynolds a associé son nom à l'expression non dimensionnelle connue sous le nom du "nombre de Reynolds". À partir des intuitions suggérées par Newton, Reynolds définissait son nombre sans dimension sous forme de rapport entre l'inertie et les forces visqueuses. En outre, il a considéré que ce paramètre était responsable d'un écoulement laminaire, transitoire ou turbulent. Reynolds a mené une expérience célèbre afin de montrer la variation du modèle d'écoulement d'un écoulement laminaire à un écoulement turbulent. Il a utilisé un réservoir en verre rempli d'eau dans lequel un jet d'encre noire a été utilisé comme marqueur pour visualiser les lignes de flux.

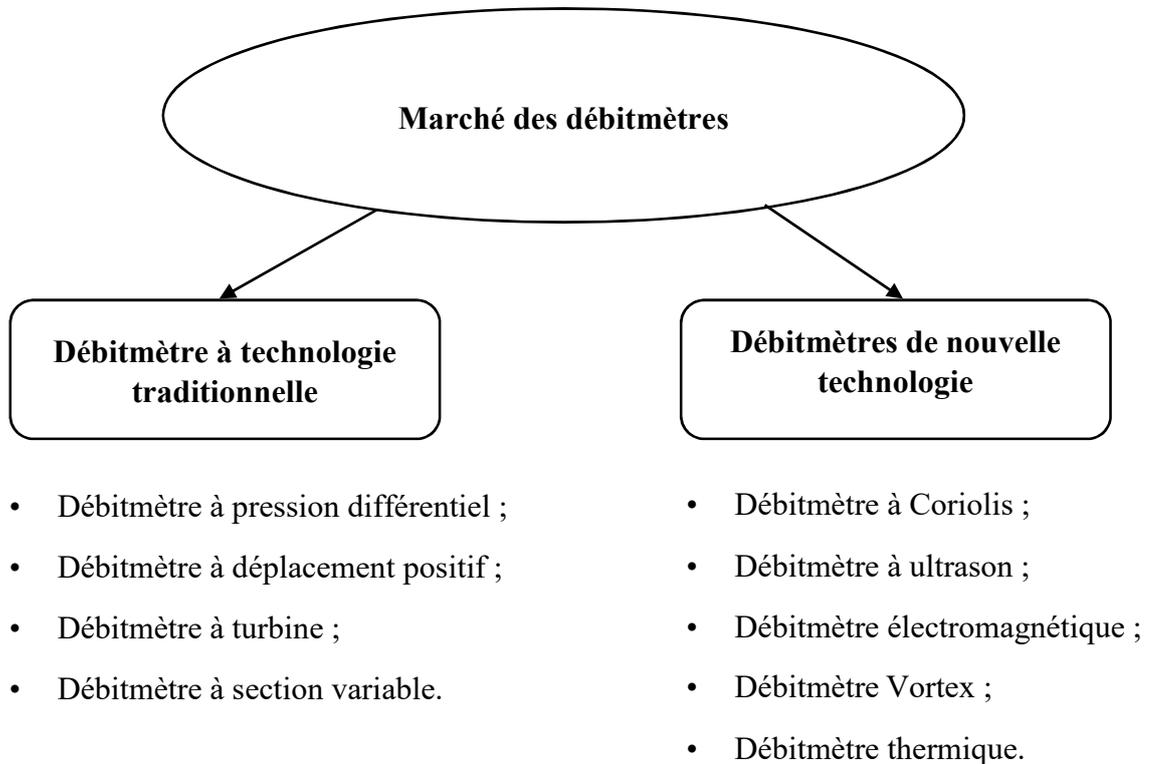
**Clemens Herschel (1742-1830)**

Herschel a réalisé et testé le dispositif Venturi à l'aide de nombreuses expériences minutieuses et l'a adapté à des applications industrielles. Afin de réaliser un débitmètre adapté à l'industrie, Herschel a appliqué le principe Venturi à la mesure du débit d'eau et modifié le concept d'origine Venturi des cônes convergents et divergents intégrant une gorge profilée, donnant naissance au tube de Venturi classique.

**II.2.4 Le 20ème siècle**

Au début du 20ème siècle, la science de la mécanique des fluides était établie et de nombreux débitmètres, étaient disponibles dans le commerce comme le débitmètre à orifice, débitmètre à venturi, débitmètres à section variable, tubes de Pitot, compteurs à déplacement positif et débitmètre à inférence. Ce siècle a connu une révolution importante dans la fabrication des débitmètres. Pour cette raison, ces débitmètres, sont divisés en deux grandes catégories : les débitmètres traditionnels apparus dans la première moitié du 20 -ème siècle où la mesure du débit, étaient caractérisées par le développement des techniques découvertes précédemment. La deuxième catégorie représente les débitmètres de nouvelles technologies inventées et

utilisées dans l'industrie, au courant la deuxième moitié du siècle passé. La figure suivante montre les principaux débitmètres de chaque technologie.



*Figure II. 2: les principaux débitmètres de chaque technologie.*

#### II.2.4.1 Débitmètres à technologie traditionnelle

La plupart des débitmètres à technologie traditionnelle, ont été développés il y a 100 ans ou plus. En effet, l'histoire des compteurs DP remonte au début des années 1900, tandis que les débuts des compteurs à turbine remontent au moins au milieu du XIXe siècle.

Les débitmètres à technologie traditionnelle ont généralement des exigences de maintenance plus élevées que les débitmètres à technologie nouvelle. Bon nombre de problèmes inhérents aux compteurs DP, sont liés aux principaux éléments utilisés pour mesurer le débit. Les plaques à orifices, par exemple, sont sujettes à l'usure. Les compteurs à turbine et à déplacement positif, ont des pièces mobiles sujettes aussi à l'usure. Ils représentent un niveau de précision inférieur aux débitmètres de nouvelle technologie.

##### II.2.4.1.1 Les débitmètres à pression différentielle

Les débitmètres à pression différentielle sont les plus largement utilisés dans les applications de mesure et de contrôle de processus industriels. Depuis le début du 20ème siècle, il existe de nombreux exemples d'applications des compteurs différentiels. En 1912, T.R.

Weymouth de « United Natural Gas Company » a mené un travail expérimental qui a été à la base de l'utilisation du débitmètre à orifice pour mesurer le gaz naturel. En 1913, E.O. Hickstein a présenté les premières données sur les débitmètres à orifice avec transmetteur de pression. Bien que les compteurs de pression différentiels aient été largement utilisés pour de nombreux fluides différents, la nécessité de mesurer avec précision des flux de gaz naturel a conduit à des études conjointes systématiques d'AGA-ASME afin d'obtenir suffisamment de données pour élaborer une équation de prédiction du coefficient de décharge. La possibilité de prédire les coefficients à partir des dimensions mesurées a conduit à la commercialisation complète du débitmètre à orifice. À la fin des années 1950, les recherches aux États-Unis ont été combinées avec les recherches des européennes. A partir du 1967, des normes ISO ont été publiées pour l'Orifice, le Nozzles et le Venturi.

#### **II.2.4.1.2 Les débitmètres à déplacement positif**

Le compteur de gaz domestique à diaphragme actuel utilisé pour le comptage du gaz était conçu vers 1830 et représente toujours l'unique solution juridique dans le monde entier. En 1843, William Richards fabriqua un compteur à gaz sec ou à soufflet comportant deux diaphragmes, deux vannes à tiroir et un comparateur à cadran. Par la suite, Thomas Glover a présenté le « compteur de vannes à tiroir à deux diaphragmes de Glover », qui est resté pratiquement inchangé même à ce jour. La première utilisation principale des compteurs à déplacement positif concernait la mesure de la teneur en hydrocarbures liquides (comme les compteurs à piston rotatif). Des millions de compteurs à déplacement positif sont actuellement utilisés pour le comptage de l'eau domestique, du gaz naturel à basse pression et de l'essence.

#### **II.2.4.1.3 Les débitmètres à section variable**

Karl Kueppers est à l'origine du développement du premier véritable débitmètre à surface variable. Conçu et lancé en 1908, le dispositif a été breveté en Allemagne la même année. La fonction initiale consistait à mesurer le débit d'eau.

Au cours des premières décennies du XXe siècle, Kueppers a continué d'affiner la conception de base. Plus précisément, il a amélioré la forme du flotteur utilisé dans le tube en verre afin que les résultats des tests de débit d'eau soient plus précis.

#### **II.2.4.1.4 Les débitmètres à turbine**

Bien que la technique différentielle soit connue depuis longtemps, elle n'a été appliquée commercialement qu'en 1850 par Sir William Siemens. Il a construit un compteur à turbine à deux rotors utilisant un principe de fonctionnement adopté récemment dans les compteurs

modernes de cette classe afin de compenser les effets de frottement. Au début du 20<sup>ème</sup> siècle, de nombreux compteurs inférentiels sont fournis, notamment pour mesurer la consommation d'eau domestique ou les approvisionnements en gaz. Le compteur à turbine à gaz a été utilisé pour le comptage transactionnel dans les années 1930. La forme moderne du débitmètre à turbine avec son capteur de détection remonte aux environs de 1938, année où il a été mis au point aux États-Unis, principalement par Potter, pour mesurer les débits de carburant des avions et des fusées.

Au début des années 1940, des compteurs à turbine ont été développés par Potter pour mesurer avec précision la consommation de carburant des avions militaires au cours de la Seconde Guerre mondiale. Peu de temps après, les compteurs à turbine ont commencé à être utilisés pour mesurer le débit d'hydrocarbures.

L'utilisation des compteurs à turbine pour mesurer le débit de gaz remonte à 1953. Rockwell a introduit un compteur à turbine amélioré pour l'industrie du gaz en 1963. Il a fallu environ dix ans pour que les compteurs à turbine soient acceptés par l'industrie du gaz pour mesurer le débit. En 1981, l'American Gas Association (AGA) a publié son rapport n° 7 intitulé « Mesure du gaz combustible au moyen de compteurs à turbine ». Depuis lors, les compteurs à turbine sont solidement implantés dans l'industrie gazière, notamment pour les applications du comptage transactionnel.

#### **II.2.4.2 Débitmètres de nouvelle technologie**

Les 65 dernières années ont été une période de grande activité et de développement pour les technologies de mesure du débit. L'amélioration des anciennes méthodes et les nombreuses nouvelles techniques de mesure du débit disponibles ont aidé à l'intégration de ces nouvelles technologies dans l'industrie. L'impact des nouveaux matériaux, les procédés, l'électronique et la microélectronique, ont permis le développement commercial de cette technologie moderne du débitmètre. Chaque débitmètre de nouvelle technologie repose sur un principe physique différent et représente une approche unique de la mesure du débit. Les débitmètres de nouvelle technologie introduits après la fin de la seconde guerre mondiale partagent plusieurs caractéristiques comme :

- Intégrer les avancées technologiques qui évitent certains problèmes inhérents aux débitmètres traditionnels ;
- Niveau de performance supérieur, tel que la précision.

#### II.2.4.2.1 Débitmètre à effet Vortex :

Après les premiers efforts de Von Karman (1875-1953), le premier compteur à effet Vortex commercial réussi, a été réalisé par Yokogawa (Tokyo, Japon) en 1968 grâce à A. Rodely et D.F. Blanc. Actuellement, le compteur vortex est reconnu comme une avancée remarquable en matière de mesure de débit. Parallèlement au développement du compteur à vortex, plusieurs débitmètres fluidiques travaillant sur des principes assez différents d'instabilité de la dynamique des fluides ont été introduits. L'un d'eux était le débitmètre Swirlmeter, ou vortex de précision, mis au point par Rodely en 1965, sous licence de Fischer et Porter et utilisé pour la mesure du débit de gaz. Eastech a mis au point des débitmètres à vortex en 1969.

Les débitmètres à effet Vortex fonctionnent sur un principe appelé effet Von Karman (1911). Ce principe décrit le comportement des fluides lorsqu'un obstacle est placé dans la trajectoire du flux. Dans les bonnes conditions, la présence de l'obstacle génère une série de tourbillons alternatifs appelée la rue Von Karman. Ce phénomène se produit dans les liquides, les gaz et la vapeur.

Au cours des dix dernières années, un certain nombre de nouveaux fournisseurs ont mis au point leurs propres débitmètres à vortex à plusieurs variables. Comme ABB, Yokogawa, Krohne et Endress + Hauser. Même si les débitmètres multi variables sont un peu plus chers que leurs semblables à variable unique, ils permettent aux utilisateurs d'obtenir beaucoup plus d'informations sur le processus que les compteurs à variable unique.

#### II.2.4.2.2 Débitmètre électromagnétique

La société Tobinmeter a introduit les débitmètres magnétiques à des fins commerciales aux Pays-Bas en 1952. Foxboro les a introduits aux États-Unis en 1954.

En 1962, J.A. Shercliffe a introduit le concept de la fonction de pondération pour les champs magnétiques uniformes longs qui expliquait l'effet sur la précision des profils d'écoulement asymétriques et symétriques à travers le débitmètre. Il a développé aussi la théorie de l'étendue des longueurs finies du champ magnétique et de l'isolation de la paroi de la conduite. L'application de champs non homogènes réduit certains effets de la variation des profils de vitesse.

En 1968, M.K. Bevir a montré la possibilité de construire un débitmètre commercial avec un champ non uniforme ayant une longueur totale de  $1,5$  à  $2 D$  avec une insensibilité axisymétrique au profil d'écoulement.

De 1970 à nos jours, le débitmètre électromagnétique est devenu un appareil bien accepté pour les fluides conducteurs électriques en raison de sa large plage de débit linéaire et de sa disponibilité dans différentes tailles. Les débitmètres magnétiques font partie des types des débitmètres les plus largement utilisés pour mesurer le débit d'eau et d'autres liquides, où les compteurs magnétiques permettent d'obtenir une mesure très précise et une bonne intégration dans les systèmes de surveillance et de contrôle à distance. Plus de 60 fournisseurs dans le monde proposent des débitmètres magnétiques commerciaux.

#### **II.2.4.2.3 Les débitmètres à ultrason**

Les premiers efforts visant à appliquer la technique à ultrasons à la mesure du débit remontent à 1957-1959. Au cours de la période 1960-1970, un grand nombre de brevets portant sur des débitmètres à ultrasons ont été enregistrés. Dans cette période, le premier débitmètre ultrasons à utilisation industrielle, a été introduit en 1963 par Tokyo Keiki ou Tokimec à Tokyo. En 1972, Controlotron (Hauppauge, New York) est devenue le premier fabricant américain à commercialiser des débitmètres à ultrasons aux États-Unis. À la fin des années 1970 et au début des années 1980, Panametrics (Waltham, Massachusetts) et Ultraflux (Poissy Cedex, France) ont expérimenté l'utilisation de débitmètres à ultrasons pour mesurer le débit de gaz. Cet aspect a motivé un grand intérêt chez les chercheurs pour les débitmètres à ultrasons, même si les premiers compteurs de cette catégorie basés sur l'effet Doppler, n'ont pas bien fonctionné et étaient parfois mal appliqués.

À la fin des années 1960, les chercheurs se sont donc tournés vers les autres débitmètres à ultrasons, les compteurs de temps de vol (TOF) ou de temps de transit, qui revendiquaient une meilleure précision.

De nombreuses améliorations technologiques ont été apportées au cours des 20 dernières années et les limites des compteurs à ultrasons sont mieux comprises. Les avancées technologiques en matière de temps de transit ont élargi l'utilisation de ce dernier pour le comptage transactionnel.

#### **II.2.4.2.4 L'ultrason pour le comptage transactionnel :**

En 1998, l'American Gas Association (AGA) a approuvé l'utilisation de débitmètres à ultrasons pour les applications du comptage transactionnel AGA - Rapport n°9 : Comptage transactionnel du gaz à l'aide de débitmètres à ultrasons. Depuis ce temps, les fournisseurs ont recherché des compteurs à trajets multiples et ont sorti de nouveaux produits.

Les principaux fournisseurs de débitmètres à ultrasons pour le comptage transactionnel du gaz naturel sont Emerson Daniel, Elster-Instromet, Sick et FMC Technologies. Plus récemment, KROHNE a également lancé l'Altosonic V12, un compteur à 12 accords pour les applications du comptage transactionnel.

La plupart des compteurs à trajets multiples à ultrasons pour le comptage transactionnel du gaz naturel ont quatre, cinq ou six trajets. Cependant, en mai 2011, Elster a annoncé un nouveau compteur de gaz à ultrasons à six voies, composé de six voies et de seize accords. Le nombre supplémentaire d'accords permet au débitmètre de prendre en compte le profil d'écoulement et la turbulence, et offre des capacités supplémentaires.

#### **II.2.4.2.5 Les débitmètres massique Coriolis**

Les débitmètres massiques sont essentiels dans toutes les applications nécessitant des bilans de masse ou d'énergie dans les processus industriels. La mesure du débit massique a commencé à revêtir une importance réelle à la fin des années 1970, lorsque les premiers débitmètres massiques directs appropriés basés sur l'effet Coriolis sont apparus sur le marché.

Les débitmètres Coriolis portent le nom de Gaspard Gustave de Coriolis, mathématicien et ingénieur français. En 1835, il écrivit un article dans lequel il décrivait le comportement des objets dans un cadre de référence en rotation.

Les premières études sur la possibilité d'utiliser l'effet Coriolis dans la mesure du débit massique remontent à 1952, lorsque Y.T. Li et S.Y. Lee ont décrit un compteur Coriolis. Néanmoins, ce premier prototype n'a trouvé aucune réalisation commerciale. En 1960, M.M. Decker a décrit dans un document un dispositif, appelé à tort débitmètre gyroscopique, basé sur l'effet Coriolis qui permettait la mesure du débit massique. Depuis le prototype Decker jusqu'en 1977, les compteurs Coriolis n'étaient pas disponibles dans le commerce, même si un très grand nombre de brevets internationaux étaient enregistrés.

En 1977, Micro-Motion Inc. a lancé le premier débitmètre massique Coriolis commercial, certains débitmètres massiques tel-que le pont de Wheatstone et les compteurs du moment cinétique étaient disponibles dans le commerce. Ces compteurs de masse étant volumineux et compliqués, leur diffusion était limitée à des applications particulières. Une étape importante du développement de la mesure du débit massique a été la réalisation de débitmètres massiques de type Coriolis et thermiques. Les débitmètres massiques Coriolis (CMF) introduit par Micro-Motion étaient tous munis de tubes courbés, tube capteur en forme de U. Les performances de ce compteur étaient remarquables et ont rapidement atteint une

popularité considérable. Un certain nombre de conceptions différentes ont été développées les 20 années qui suivent. Un problème avec les compteurs à tubes courbés était la perte de pression et l'accumulation de liquide autour des coudes dans les tubes. Pour compenser cela, les fournisseurs ont développé des débitmètres Coriolis à tube droit. Endress + Hauser a lancé le premier compteur à tubes droits en 1987. En 1994, KROHNE a lancé le premier compteur Coriolis commercial à tube droit à tube unique.

Avant 2007, presque tous les débitmètres Coriolis étaient construits pour des tailles de ligne de 6" ou moins. La seule exception à cette règle est Rheonik, qui a commercialisé des débitmètres pour des tailles de ligne allant jusqu'à 12". Karl Küppers a commencé à développer ce compteur en 1984 et a fondé en 1986 Rheonik. En 2008, GE Measurement a acquis Rheonik, devenue une division de GE Measurement and Control.

Entre-temps, le potentiel du marché des compteurs Coriolis, dont la taille est très grande, n'est pas passé inaperçu. En décembre 2007, Emerson Process Management, division Micro-Motion, a présenté son premier débitmètre Coriolis pour les tailles de ligne supérieures à 6". Endress + Hauser et KROHNE ont également introduit leurs propres compteurs Coriolis dans la gamme de grande taille > 6". Bon nombre d'entre eux sont conçus pour comptage transactionnel du gaz naturel et des liquides du pétrole. Bien que le prix de ces compteurs puisse être assez élevé (par exemple 75 000 dollars), ils peuvent mesurer les deux types de fluides avec une très grande précision.

Alors que les débitmètres Coriolis sont appréciés par de nombreux utilisateurs, le prix est souvent un problème. Actuellement, Il existe un besoin de plus en plus important en matière du comptage transactionnel extrêmement précis du gaz naturel et des liquides de pétrole, et les compteurs Coriolis conviennent parfaitement à ces applications. Les fournisseurs poursuivront également leurs efforts pour faire baisser les prix des compteurs Coriolis, bien que cela soit contrebalancé par la nécessité de mettre au point des fonctionnalités améliorées. Un autre défi majeur pour les fournisseurs est de fabriquer des compteurs Coriolis plus petits et plus légers.

#### **II.2.4.3 Les débitmètres traditionnels Vs les débitmètres de nouvelles technologies**

L'un des développements les plus intéressants sur le marché des débitmètres aujourd'hui est la bataille entre les débitmètres de nouvelles technologies et les débitmètres traditionnels.

Les débitmètres de nouvelle technologie, introduits pour la première fois après 1950, font actuellement l'objet d'un développement intensif par les fournisseurs. La nécessité d'accroître la précision, la fiabilité et les capacités du réseau géré incite certains utilisateurs à

opter pour des compteurs de nouvelle technologie. Malgré le développement croissant des débitmètres à nouvelle technologie, tels que le Coriolis et l'ultrason, les débitmètres à technologie traditionnelle tiennent bon.

Les explications des raisons de la résistance sur le marché des débitmètres face à ces nouvelles technologies, varient en fonction du type de compteur, et nous pouvons en donner quelques-unes :

- **La familiarité** : les utilisateurs aiment avoir une technologie qu'ils connaissent et peuvent comprendre. Les compteurs à pression différentielle, à déplacement positif et à turbine, en particulier, sont des technologies très connues et bien comprises. Il existe un niveau de confort parmi les utilisateurs de ces technologies qui est moins susceptible d'exister avec les technologies les plus récentes telles que Coriolis et Vortex ;
- **Base installée** : certains débitmètres, tels que ceux à déplacement positif, existent depuis plus de 100 ans. Une fois ces compteurs installés, les clients constatent souvent qu'il est plus facile de les remplacer par des compteurs du même type que de passer à une autre technologie. Une fois la technologie en place, les pièces de rechange sont facilement disponibles, tous les problèmes potentiels sont généralement connus et la voie à suivre pour les remplacer est claire.
- **Approbations par les organismes de normalisation** : parmi ces organisations figurent l'American Water Works Association AWWA, l'American Gas Association AGA et l'ISO. Ces approbations sont en place depuis des nombreuses années ;
- **Améliorations des produits** : les utilisateurs s'en tiennent également à la technologie traditionnelle car les fournisseurs proposent des produits améliorés. Les fournisseurs de turbines utilisent des matériaux tels que la céramique pour améliorer la durée de vie des roulements à billes. Rosemount a présenté le 3051S, un transmetteur de pression offrant une précision et une stabilité accrues. Les fournisseurs de DP utilisent des techniques de fabrication améliorées pour renforcer la précision de leurs compteurs. Des protocoles de communication tels que HART et Profibus commencent à apparaître sur les compteurs à turbine et à PD. Tous ces changements se traduisent par des compteurs améliorés et plus fiables pour les utilisateurs ;

- **Meilleure solution** : une autre raison pour laquelle les utilisateurs continuent de s'en tenir aux technologies traditionnelles est qu'elles constituent véritablement la meilleure solution pour certains types d'applications de fluide. Chaque type de compteur a son propre ensemble d'applications dans lequel il excelle.

Les débitmètres Coriolis ont une emprise stable et une dynamique positive sur le marché du comptage transactionnel du gaz naturel. Ils obtiennent l'approbation de l'industrie pour le comptage transactionnel du gaz naturel en 2003. L'AGA a approuvé un rapport technique (Rapport AGA n ° 11) sur l'utilisation des compteurs Coriolis pour les applications au gaz naturel. En outre, plusieurs organismes de normalisation européens incluent les compteurs Coriolis sur leur liste de compteurs approuvés pour le comptage transactionnel.

Nous constatons également une tendance significative dans la production et l'utilisation de débitmètres à ultrasons. Les débitmètres à ultrasons sont encore une technologie relativement nouvelle, bien que le marché connaisse une croissance plus rapide que toutes les autres technologies de compteurs à comptage transactionnel. Actuellement, le marché des débitmètres à ultrasons est très fragmenté et compte plus de cinquante fournisseurs dans le monde. Le nombre d'entreprises qui se lancent sur le marché des débitmètres à ultrasons continue de croître.

Les fabricants de compteurs à turbine luttent pour conserver leur large utilisation pour les applications du gaz. Cependant, ils présentent toujours un avantage de coût significatif par rapport aux compteurs à ultrasons, en particulier pour les tuyaux de grande taille. De plus, les fournisseurs de compteurs à turbine apportent des améliorations technologiques pour rendre leurs compteurs plus fiables.

Le marché des débitmètres à pression différentielle semble également se maintenir. Les débitmètres DP ont toujours la plus grande base installée de tous les types des débitmètres, et les clients apprécient leur polyvalence, ils peuvent être utilisés pour mesurer les débits de liquide, de gaz et de vapeur. Les fabricants ont fait preuve de beaucoup de diligence dans la recherche et le développement d'améliorations technologiques de leurs produits.

Aujourd'hui, le besoin de mesurer le gaz en comptage transactionnel dispose d'un large choix de technologies et de produits. Les débitmètres de nouvelle technologie tels que Coriolis et les ultrasons offrent une fiabilité accrue, une perte de charge réduite et une précision élevée. Parallèlement, les fournisseurs améliorent les compteurs à technologie traditionnelle, améliorant ainsi leurs performances. Les débitmètres à turbine sont fabriqués avec des

roulements plus robustes, offrant une durée de vie plus longue. Et les améliorations des transmetteurs de pression se traduisent par une stabilité et une précision accrue lorsqu'elles sont utilisées pour effectuer des mesures de pression ou de débit.

### **II.3 Progrès technologique des débitmètres**

En 2019, plusieurs tendances de la technologie des débitmètres étaient simplement des extensions, des mises à jour et des améliorations de la technologie existante, mais deux tendances redoutent le secteur des débitmètres : les progrès en matière de diagnostic du débitmètre et l'adoption d'une technologie de type smartphone pour améliorer l'accès, les communications et des affichages attachés aux débitmètres.

Les débitmètres intelligents comme le Coriolis et l'ultrason sont utilisés depuis des décennies, ils deviennent beaucoup plus intelligents et sont capables d'auto-diagnostiquer et de faire l'auto-vérification.

L'autodiagnostic signifie que le débitmètre est capable de détecter un problème en surveillant en permanence les paramètres internes pertinents liés à ses composants mécaniques, électromécaniques et électroniques.

Selon le secteur, les débitmètres doivent être étalonnés périodiquement. Par exemple, l'industrie pétrolière et gazière doit adhérer aux accords contractuels entre le client et le vendeur et se conformer aux normes des organismes internationaux. Donc l'auto-vérification peut être utilisée dans ce cas, le débitmètre ne sera pas obligé d'être retiré et apporter à un laboratoire pour un étalonnage.

L'auto-vérification est une tendance développée en 2019, elle permet d'économiser le temps et l'argent. Donc, L'auto-vérification sur un débitmètre peut prolonger les cycles d'étalonnage.

#### **II.3.1 Les débitmètres entrepreneurs**

Auparavant, les débitmètres étaient raccordés à un système d'automatisation via un système simple mais limité comprenant des fils 4-20 mA enfermés dans une conduit et posés dans un chemin de câbles. Au niveau du système d'automatisation, le signal du débit variable était utilisé pour le contrôle et la surveillance d'une unité ou d'un processus. La tendance actuelle est d'utiliser plutôt une liaison de données numériques pour envoyer non seulement le signal du débit à un système d'automatisation, mais également de nombreux autres signaux de données liés à d'autres variables comme les diagnostics, l'étalonnage et la vérification.

Avec la microélectronique moderne, les débitmètres actuels offrent de nombreuses options de communication. Une avancée récente concerne l'incorporation de nouveaux protocoles pour faciliter la connexion aux réseaux d'entreprises. Par exemple, un débitmètre peut avoir un package d'application de serveur OPC-UA intégré dans le débitmètre qui permet au dispositif de communiquer avec un client OPC-UA et d'être intégré dans des applications Industrial Internet of Things (IIoT). Ceci est accompli par la mise en réseau du débitmètre via un réseau local ou un réseau local sans fil, ce qui permet au DCS ou à l'PLC d'être dédié à la fonction de contrôle, tandis que ce chemin de communication supplémentaire peut être dédié au diagnostic, à la surveillance et à la création des rapports.

Cela signifie que les débitmètres peuvent désormais raccourcir la procédure autrefois complexe consistant à obtenir des informations du débit et d'état vers les systèmes SCADA (contrôle de surveillance et acquisition de données), GMAO (système de gestion de maintenance informatisée), ERP (planification des ressources de l'entreprise) et d'autres réseaux d'entreprise. Grâce à ces nouvelles capacités de communication, le logiciel peut facilement accéder aux données dont il a besoin directement à partir de l'appareil.

Pour 2019, la tendance consiste davantage en des débitmètres offrant une connexion directe aux réseaux d'entreprise. La gamme de débitmètres Coriolis et électromagnétiques Endress + Hauser comprend des interfaces 4-20 mA HART, PROFIBUS PA, FOUNDATION Fieldbus, Modbus, EtherNet / IP ou PROFINET, ainsi que des capacités récemment ajoutées de serveur Web, WLAN et LAN pour se connecter directement à l'entreprise.

### **II.3.2 Capacités sans fil**

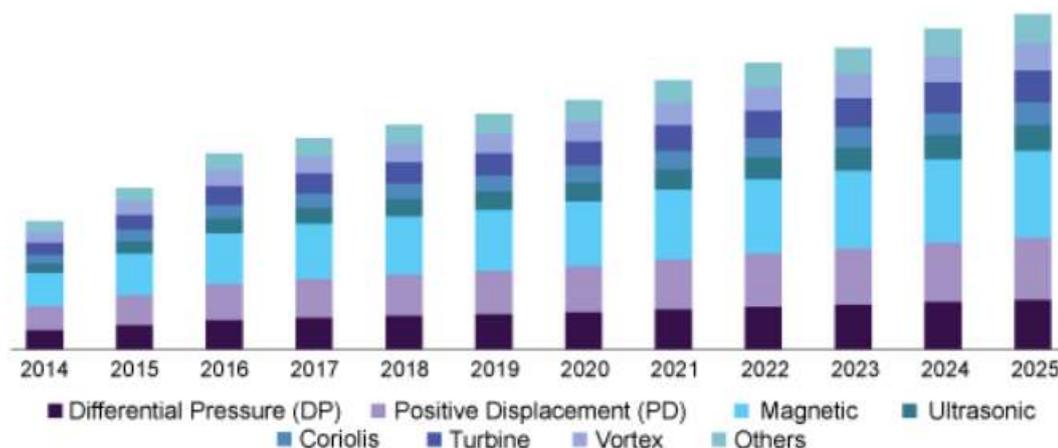
La technologie mobile fait également son chemin dans les débitmètres. Les débitmètres actuels disposent déjà de capacités sans fil, Bluetooth et de serveur Web, ce qui signifie qu'ils peuvent être consultés, vérifiés, configurés et diagnostiqués sur des smartphones, des tablettes et des appareils de poche.

À l'avenir, l'incursion de la technologie des smartphones sera étendue. De nos jours, par exemple, de nombreux écrans sont dotés de "boutons" optiques ou infrarouges, de sorte que la maintenance puisse interagir avec les périphériques via le couvercle du boîtier.

## **II.4 Le marché mondial des débitmètres**

La taille du marché mondial des débitmètres était estimée à 6 billions \$ USD en 2017 et devrait afficher un taux de croissance de 5,98% de 2017 à 2025.

Dans le secteur du pétrole et du gaz, l'adoption des nouvelles technologies et des instruments de mesure du débit devrait stimuler la croissance de ce marché. Spécialement après la détection récente de réserves du gaz de schiste en Amérique du Nord.



**Figure II. 3:** la croissance du marché des débitmètres par technologie.

La demande croissante pour la mesure du débit dans les applications de gestion de l'eau et des eaux usées à travers le monde causera la croissance du marché sur la période de prévision. Le secteur de production et de gestion d'énergie, connaît aussi une croissance sur ce marché.

Les opérateurs historiques sur le marché des débitmètres ciblent particulièrement le secteur du pétrole et du gaz et investissent de manière agressive pour proposer des produits et solutions innovants, permettant de mesurer le débit des liquides, des gaz et de vapeurs. La demande des débitmètres intelligents, devrait augmenter sur la période de prévision en raison de l'intégration d'Industrial Internet of Things (IIoT), qui a conduit à l'introduction de solutions intelligentes de mesure du débit. Le segment magnétique représentait la part la plus importante en 2017 et continuera à augmenter. Les segments : ultrasons et Coriolis, devraient enregistrer une croissance au cours de la période de prévision suivant la figure II.3.

L'Europe détenait la plus grande part du marché en 2016 en raison de la présence significative des fabricants du marché des débitmètres. Le marché de l'Asie-Pacifique devrait afficher le taux de croissance le plus rapide au cours de la période de prévision, en raison notamment de l'urbanisation rapide qui nécessite de générer une production d'énergie adéquate ainsi que la gestion de l'eau et des eaux usées.

Cependant dans la région Middle East /Africa (MEA), la main-d'œuvre non qualifiée, le manque de compréhension des processus opérationnels des débitmètres intelligents et les coûts

initiaux élevés, associés à ces produits avancés, sont des facteurs susceptibles de menacer la croissance du marché.

L'intégration de l'IoT dans la catégorie de produits a conduit à l'introduction de solutions intelligentes de mesure du débit. De ce fait, les compteurs intelligents à ultrasons et Coriolis sont également de plus en plus adoptés pour diverses applications industrielles. Le segment Coriolis devrait enregistrer le taux de croissance le plus élevé au cours des prochaines années [3], [16], [33]–[36], [25]–[32] .

#### **II.4 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'historique d'évolution des débitmètres depuis leurs existence à nos jours.

Nous avons commencé par deviser les périodes d'évolution par tranches de période, où il y avait un progrès dans le principe de fonctionnement. Le moyen âge représente la période d'or, où beaucoup des principes de fonctionnement des débitmètres, ont été fonder. La période de la science expérimentale a beaucoup aidé au développement des débitmètres ou la plupart des technologies existantes remontent à cette période.

Une vue d'ensemble des débitmètres à technologie traditionnelle, de nouvelles technologies et les différents débitmètres constituant chaque catégorie, a été exposée. Une comparaison entre les deux technologies, a été commentée, pour montrer la possibilité de passage du traditionnel au nouveau.

Nous avons aussi parlé du progrès technologique des débitmètres, les nouvelles applications et l'importance des débitmètres intelligents dans l'industrie et de ce que le domaine de communication moderne peut impliquer dans l'évolution technologique.

Enfin, nous avons donné un bref aperçu sur le marché mondial des débitmètres. Cette partie a montré que le marché global des débitmètres est fort et tend à la hausse. Les débitmètres Coriolis et à ultrasons, qui sont approuvés pour le comptage transactionnel dans l'industrie du gaz et du pétrole, devraient connaître les taux de croissance les plus rapides jusqu'en 2023. Les débitmètres magnétiques et à vortex devraient également afficher une bonne croissance.

## *Chapitre III :*

### *Les débitmètres dans d'industrie gazière*

### III.1 Introduction

Au cours de ces dernières années, la mesure de débit des fluides dans les conduites a connu une très grande importance dans le domaine des opérations, de production et de commercialisation.

La connaissance de la quantité physique ou chimique à mesurer demande la conversion de cette dernière en une quantité facile à mesurer et à enregistrer comme un signal électrique. Les transducteurs ou les capteurs sont les éléments essentiels dans l'opération de conversion, leurs choix dépend des applications auxquelles ils sont destinés et aussi des variables en présence, comme la précision, le temps de réponse et le coût.

Le comptage transactionnel est un accord entre les clients acheteurs, les vendeurs et les transporteurs, en conformité aux réglementations. Ces accords décrivent comment la quantité gazière doit être mesurée et comment les résultats seront traçables selon des normes reconnues. De manière générale, la mise en œuvre du programme du comptage transactionnel prend en compte les pratiques passées et présentes ainsi que les développements futurs dans le domaine de la métrologie et de la technologie du comptage.

En raison des variations des propriétés physiques et chimiques du débit, beaucoup de techniques de comptage, ont été élaborées, chacune pour une application donnée. Chaque dispositif de mesure du débit, a ses propres avantages et inconvénients. L'objectif de ce chapitre est de montrer quelques propriétés physiques du fluide et de décrire les principaux capteurs de mesure rencontrés dans le domaine du comptage.

### III.2 Mesure du débit

Le comptage est l'étape essentielle dans la procédure de tarification dans le domaine gazier. Il représente l'ensemble des opérations donnant accès à la connaissance de la quantité de gaz ayant traversé une section définie de la conduite pendant un intervalle du temps bien donné.

Dans le réseau de transport gazier, le comptage est effectué pour connaître les quantités mises en jeu dans le domaine commercial pour assurer les contrats d'achat, de vente et de transit. Dans le domaine technique, le comptage du gaz est fait pour donner les différentes informations indispensables à l'exploitation des réseaux de transport et de distribution [37].

Selon le R-137, le débit est le quotient de la quantité réelle de gaz passant par le compteur de gaz et du temps pris pour cette quantité passer à travers le compteur de gaz [19]. Il existe deux types de débit :

- Le débit masse ou le débit massique ( $Q_m$ ) qui s'exprime en Kg/s ;
- Le débit volume ou le débit volumique ( $Q_v$ ) qui s'exprime en m<sup>3</sup>/s.

Le débit massique ( $Q_m$ ) et le débit volumique ( $Q_v$ ) sont liés par la relation :

$$Q_v = S \cdot V \quad (\text{III.1})$$

Où :

S : la surface de section de la conduite en [m<sup>2</sup>] ;

V : la vitesse moyenne de fluide en [m/s]

Le débit massique ( $Q_m$ ) et le débit volumique ( $Q_v$ ) sont liés par la relation :

$$Q_m = \rho \cdot Q_v \quad (\text{III.2})$$

Où  $\rho$  est la masse volumique du fluide (Kg/m<sup>3</sup>) [20].

Tous les systèmes de mesure sont basés sur la mesure de masse et le principe de conservation de la masse. En raison des pratiques commerciales, les transactions commerciales sont déclarées en volume de base et en unités énergétiques de base [38].

### III.2.1 Les instruments de mesure

Les instruments de mesure employés pour la mesure des fluides assurent certaines spécifications comme la mesure, le traitement de l'information, la mise en forme, la visualisation des données ainsi que la transmission.

- **Compteur de gaz** : instrument destiné à mesurer, mémoriser et afficher la quantité de gaz passant par le capteur de débit ;
- **Capteur** : élément d'un système de mesure qui est directement affecté par un phénomène, un corps ou une quantité d'une substance à mesurer ;
- **Transducteur de mesure** : appareil utilisé dans la mesure qui fournit une quantité de sortie ayant une relation spécifiée avec l'entrée ;
- **Calculateur** : partie du compteur de gaz qui reçoit les signaux de sortie des transducteurs de mesure ou des instruments de mesure associés. Il transforme ou stocke les résultats en mémoire jusqu'à ce qu'ils soient utilisés. En outre, le

calculateur peut être capable de communiquer dans les deux sens avec les dispositifs auxiliaires ;

- **Dispositif indicateur ou afficheur** : partie du compteur de gaz qui affiche les résultats de la mesure, en continu ou à la demande ;
- **Dispositif de correction** : partie de l'instrument incorporé au transducteur ou au calculateur, assurant la correction automatique de la mesure en fonction des erreurs systématiques du capteur ;
- **Dispositif auxiliaire** : dispositif destiné à remplir une fonction particulière, directement impliquée dans l'élaboration, la transmission ou l'affichage des résultats de mesure. Les principaux dispositifs auxiliaires sont :
  - a) l'indicateur répété ;
  - b) dispositif d'impression ;
  - c) dispositif de mémoire ;
  - d) dispositif de communication.

Un appareil auxiliaire n'est pas nécessairement soumis au contrôle métrologique[18], [22], [39].

### III.2.2 Considérations générales pour le choix d'un instrument de mesure

Le choix, la mise en œuvre et la pérennité d'un instrument de mesure, nécessitent la prise des précautions suivantes :

- Pour toute application, l'utilisateur doit prendre connaissance et appliquer les instructions du fabricant de l'instrument et de ses dispositifs complémentaires concernant, en particulier, les performances, la sécurité et l'adéquation avec l'application envisagée.
- Si le fluide à mesurer, présente des risques d'inflammation ou d'explosion (produits pétroliers, par exemple), tout composant électrique, ainsi que les éléments de raccordement, doivent avoir une classe de sécurité correspondant à la classification du fluide.
- Le capteur mis en œuvre doit avoir une pression maximale de service correspondant aux conditions extrêmes de l'installation [40].

### III.2.3 Installations de la chaîne de comptage

Les comptages commerciaux, sont situés aux points de « transfert de garde » du gaz. Il existe trois emplacements de la chaîne de comptage, soit entre une installation (champ producteur, usine de traitement ou centre de stockage) et un réseau de transport ou entre les réseaux de transports nationaux ou internationaux. Dans ces deux cas et puisque les quantités échangées sont importantes, le comptage sera réalisé par une unité indépendante destinée uniquement à cette fonction dénommée « station de comptage ».

#### ➤ Station de comptage

Selon la situation de la station du comptage on distingue le comptage d'émission située à l'entrée d'un réseau et le comptage divisionnaire entre la jonction de deux parties d'un réseau.

Une station de comptage est constituée comme suit :

- ❖ **Eléments primaires** : plusieurs rampes de comptage sont installées en parallèle.
- ❖ **Eléments secondaires** : Ils sont associés à chaque rampe de comptage et comprennent des capteurs de pression, de température, des appareils de mesure de la masse volumique et des calculateurs électroniques pour l'acquisition et le calcul des quantités.
- ❖ **Eléments annexes** : Les appareils de détermination des caractéristiques du gaz seront présents comme le chromatographe.

La figure I.1 donne un exemple d'une station de comptage équipée de systèmes de mesure par organes déprimogènes [20], [37].

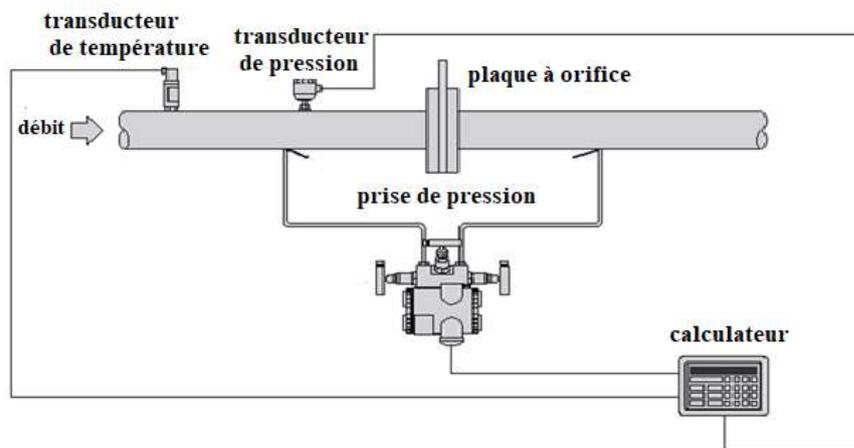


Figure III. 1: Exemple d'une station de mesure à élément déprimogène.

### III.3 Propriétés d'un débit de fluide dans un canal

Il y a un certain nombre de principes importants concernant l'écoulement du fluide dans un canal qui devrait être entrepris avant qu'un débitmètre puisse être employé. Ce sont par exemple la différence entre un fluide laminaire et turbulent, la signification du nombre de Reynolds, Nusselt, Mach et Prandtl et les transferts de chaleur.

#### III.3.1 Régime laminaire et turbulent

##### III.3.1.1 Nombre de Reynolds

Les expériences classiques réalisées par Osborne Reynolds en 1883 à l'université de Manchester lors de l'écoulement d'un liquide dans une conduite cylindrique rectiligne dans laquelle arrive également un filet de liquide coloré, ont prouvé que la caractéristique de fluide peut être prévue en utilisant un nombre sans dimensions, connu maintenant sous le nom de nombre de Reynolds, donné par l'expression suivante :

$$Re = \frac{v.d}{\vartheta} \quad (\text{III.3})$$

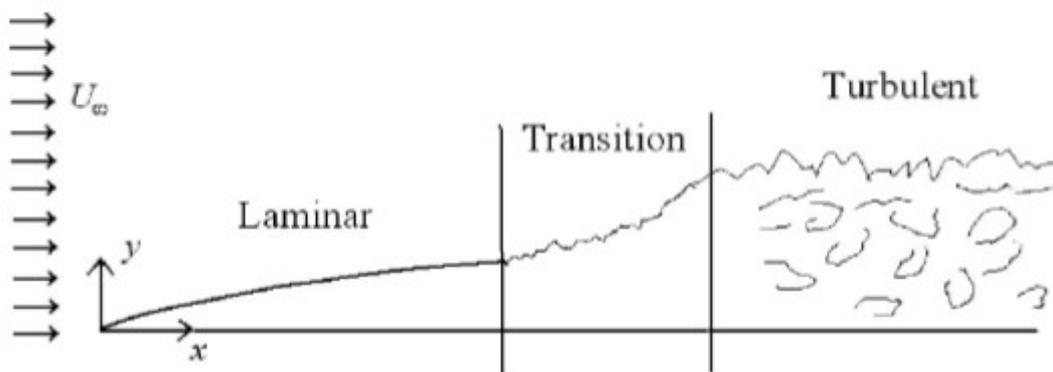
Avec :

$v$  : La vitesse moyenne d'écoulement à travers la section considérée en (m/s) ;

$d$  : Diamètre de la conduite (m) ;

$\vartheta$  : Viscosité cinématique du fluide (m<sup>2</sup>/s).

Ces expériences ont montré aussi l'existence de trois régimes d'écoulement : régime laminaire, transitoire et régime turbulent [41][42]. La figure III.2 les montre :



**Figure III. 2:** Profil de vitesse dans le régime laminaire et turbulent [42].

Dans le régime laminaire Les filets de fluides sont des lignes régulières, sensiblement parallèles entre elles (connues sous le nom de lignes profilées) qui ne se mélangent pas pendant

qu'elles se déplacent. Si le fluide est turbulent, Les filets de fluides ne s'écoulent pas dans des couches parallèles, mais se déplace d'une façon aléatoire [41], [42].

### III.3.1.2 Transfert de chaleur

Les transferts de chaleur constituent la base de nombreux procédés industriels et ils sont aussi très présents dans la vie quotidienne. L'amélioration de ces échanges et l'augmentation du rendement sont une préoccupation majeure des industriels et des organismes de réglementation[43].

L'énergie thermique peut être transférée à partir d'un objet à un autre de trois manières différentes : conduction, convection, et rayonnement. Naturellement, un objet qui donne ou reçoit la chaleur peut être un détecteur thermique. Le but de ce dernier serait de mesurer la quantité de chaleur qui représente quelques informations sur l'objet produisant cette chaleur [44].

#### ❖ *Conduction*

La conduction est définie comme étant le transfert thermique à partir d'une molécule à une autre molécule. Pour un milieu isotrope et homogène, le comportement de la température  $T$  due à la conduction peut être décrit comme suit :

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \nabla^2 T \quad (\text{III.4})$$

Où  $\lambda$  est la diffusivité thermique, qui dépend de la conductivité thermique du matériau  $k_f$ , de la densité  $\rho$  et de la capacité calorifique spécifique  $c_p$  :

$$\lambda = \frac{k_f}{\rho \cdot c_p} \quad (\text{III.5})$$

#### ❖ *Convection*

Convection : "Transfert de chaleur accompagné d'un transport de matière à l'état de fluide". Le transfert thermique par convection correspond aux processus de transport de chaleur par un écoulement de fluide. Le transfert de chaleur par convection se classifie selon la nature de l'écoulement : si celui-ci est généré par des moyens externes qui imposent une certaine vitesse moyenne (comme, par exemple, un ventilateur) on parle de convection forcée tandis que si le mouvement du fluide est dû aux forces d'Archimède induites par des différences de masse volumique dans une ambiance soumise à la force de la pesanteur, il s'agit de convection naturelle ou libre. Le modèle utilisé pour décrire un problème général de convection est connu comme la loi de refroidissement de Newton :

$$Q = hA(T_s - T_\infty) \quad (\text{III.6})$$

Où  $Q$ , le flux de chaleur échangée par convection ( $W$ ), est proportionnel à la surface d'échange  $A$  et à la différence de température entre la surface ( $T_s$ ) et le fluide ( $T_\infty$ ). La constante de proportionnalité  $h(W/m^2K)$  s'appelle coefficient de transfert de chaleur par convection. Il dépend des propriétés de la couche limite, concrètement de la géométrie de la surface, de la vitesse et la nature du mouvement du fluide et de propriétés thermiques du fluide [43].

#### ❖ **Rayonnement**

Tous les matériaux émettent et absorbent une énergie radiative en abaissant ou en soulevant leur niveau d'énergie moléculaire. Cette énergie radiative thermique peut être vue en tant qu'une composition des ondes électromagnétiques ou des photons. Les ondes électromagnétiques propage dans le vide et approximativement la même vitesse dans plupart des gaz à la vitesse de la lumière  $c$ , ( $c=3.108 \text{ m/s}$ ) [45], [46].

Ceux-ci sont caractérisés par leur longueur d'onde  $\lambda$  et leur fréquence  $f$ , qui sont reliés par la relation :

$$f = \frac{c}{\lambda} \quad (\text{III.7})$$

#### III.3.1.3 Nombre de Nusselt

En raison de l'importance du transfert de chaleur à partir d'un cylindre chauffé en ingénierie, la dépendance de nombre de Nusselt sur les conditions d'écoulement a été le sujet de beaucoup de recherche. Le nombre de Nusselt exprime l'efficacité du transfert par convection, c'est-à-dire le rapport entre puissance transférée totale et puissance transférée par conduction uniquement.  $Nu$  est d'autant plus élevé que la vitesse du fluide est élevée. Il est donné par la relation suivante :

$$Nu = \frac{hd}{k_f} \quad (\text{III.8})$$

Où :

$h$ : Coefficient de transfert thermique de chaleur [ $W/(m^2.K)$ ];

$d$  : Longueur caractéristique [m];

$k_f$ : Conductivité thermique du matériau [ $K.W/m$ ].

Le nombre de Nusselt est fonction des paramètres suivants Brun, 1995 :

$$Nu = f\left(Re, Pr, Ma, Kn, \frac{l}{d}\right) \quad (\text{III.9})$$

Pr : Le nombre de Prandtl est défini comme le rapport de la vitesse d'épaisseur de couche limite et la température d'épaisseur limite, il est exprimé par la relation suivante :

$$Pr = \frac{\mu C_p}{\lambda} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

$\mu$  : la viscosité dynamique [Kg/m.s] ;

$C_p$  : la capacité thermique massique [J/Kg.K];

$\lambda$  : la conductivité thermique [W/m.K].

Ma : On appelle nombre de Mach le rapport :

$$Ma = \frac{v}{c} \quad (\text{III.11})$$

V : Vitesse d'écoulement en (m/s) ;

C : Célérité du son en (m/s) ;

Le nombre de Mach varie d'un point à l'autre de l'écoulement, non seulement parce que la vitesse varie, mais aussi parce que l'état du fluide varie, donc la célérité de l'écoulement incompressible subsonique.

L'écoulement est dit subsonique si la vitesse d'écoulement est inférieure à la vitesse du son. Ou encore : si  $Ma < 1$ .

L'écoulement est dit compressible supersonique si la vitesse d'écoulement est supérieure à la vitesse du son. Ou encore : si  $Ma > 1$ .

Nombre de Knudsen =  $\lambda/d$  , qui compare le libre parcours moyen des atomes ou molécules constituant le fluide au diamètre du fil. L'hypothèse du milieu continu est valable pour

$Kn \ll 1$ . Dans le cas contraire ( $Kn \simeq 1$ , gaz raréfiés), les transferts de chaleurs sont diminués.

Rapport d'aspect  $l/d \gg 1$ . Lorsque ce rapport n'est pas suffisamment grand, divers effets interviennent : perturbation des supports du fil, contribution de la composante axiale de la vitesse, et non uniformité de la température du fil. Où  $l$  est la longueur du fil et  $d$  son diamètre.

Il n'existe pas d'expression générale de Nu en fonction de tous ces paramètres. On peut se contenter de certaines expressions empiriques de Nu en fonction du type de mesures que l'on souhaite effectuer [45], [46].

### Facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans les conduites

L'écoulement des fluides dans une conduite est influencé par certains facteurs comme :

- Vitesse du fluide ;
- Frottement avec la conduite ;
- Viscosité dynamique du fluide ;
- Masse volumique du fluide [20].

### III.4 Classification des principaux débitmètres

La mesure de débit de fluide industriel, a une grande importance, en raison de la présence de ces derniers dans les opérations de commercialisation des produits soit en liquide ou en état gazeux. Pour assurer le transport et la distribution de ces fluides sans grande perte, des appareils de mesure de débit sont nécessaires afin de minimiser ces pertes.

Un débitmètre c'est un groupe de composants liés, qui fournissent un signal relié uniquement au débit, ou à la quantité de fluide entrante dans une conduite.

L'objectif d'installation des débitmètres, est d'obtenir une mesure du débit, généralement sous forme d'un signal électrique [41].

Depuis l'apparition des premiers débitmètres et, avec le développement de l'industrie gazière, 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 des 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 débitmètre bien adapté aux besoins et aux conditions d'utilisation. Les principales « familles » de débitmètre sont :

- Les débitmètres volumétriques auxquels on peut ajouter les débitmètres fluidiques : le volume de gaz qui les traverse est mesuré par remplissage cyclique de capacités de contenance déterminée ;
- Les débitmètres de vitesse : le volume de gaz dépend directement de la vitesse d'écoulement mesurée ;
- Les débitmètres massiques [47].

Les divers types de débitmètres sont, en fonction de leur principe et de l'application à laquelle ils sont destinés, spécifiés pour une pression de service maximale et pour une plage de température de service [48].

### III.4.1 Critère de choix d'un débitmètre

De nombreux facteurs influencent notre choix de méthodes et d'équipements pour la mesure des fluides dans les conduites. Le choix correct, est influencé par multitude de paramètres. Il s'agit de la nature de fluide à mesurer (liquide ou gaz) et de ses caractéristiques ; de la précision des équipements électroniques employés et le type de signal mesuré (analogique, numérique ou logique) ; de l'économie ; des normes employées entre les deux parties ainsi que les tests de vérification pratiqués [11].

### III.4.2 Débitmètre de pression différentiel ou déprimogène

Le choix d'un dispositif primaire, est probablement la décision de conception la plus importante. Dans le cas de la mesure fiscale, le choix est influencé par la performance en service établie, l'existence des normes de mesures pour la technologie, l'investissement du capital d'équipement, et les frais d'exploitation.

Le débitmètre déprimogène est le dispositif le plus anciennement connu pour la mesurer ou le réglage d'écoulement des fluides [38].

Pour mesurer un débit à partir d'une différence de pression, on doit étrangler la conduite pour provoquer une chute de pression. Le fluide devant s'écouler par un passage plus étroit, la pression en amont du rétrécissement sera plus élevée qu'en aval. Cette baisse de pression augmente la vitesse du fluide puisqu'une même quantité de matière s'écoule en aval et en amont de l'étranglement. Or, la vitesse varie en fonction du débit, donc un débit plus élevé amènera une plus grande différence de pression en amont et en aval de l'étranglement. Ainsi, nous pouvons en mesurant une différence de pression (ou pression différentielle) de part et d'autre de l'étranglement pour déterminer le débit. La partie de l'appareil servant à rétrécir la conduite s'appelle l'organe déprimogène.

Les organes déprimogènes sont caractérisés par leur rapport de contraction de diamètre et regroupent les orifices ou diaphragmes les tubes de Venturi et les tuyères [41], [49]

#### III.4.2.1 Principe et théorie

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

Dans sa mise en œuvre, elle consiste à interposer un élément primaire tel qu'un orifice, un tube de Venturi ou une tuyère sur le passage d'un fluide s'écoulant en charge dans une

conduite, ce qui a pour résultat la création d'une pression différentielle au sein du fluide entre l'amont et le col ou l'aval de cet élément déprimogène. Le débit massique est lié à la pression différentielle par la formule de base suivante [49] :

$$Q = \frac{c}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{\frac{2(p_1-p_2)}{\rho}} \quad (\text{III.12})$$

Avec :

Q : le débit massique [Kg/s] ;

C : est le coefficient de décharge du débitmètre ;

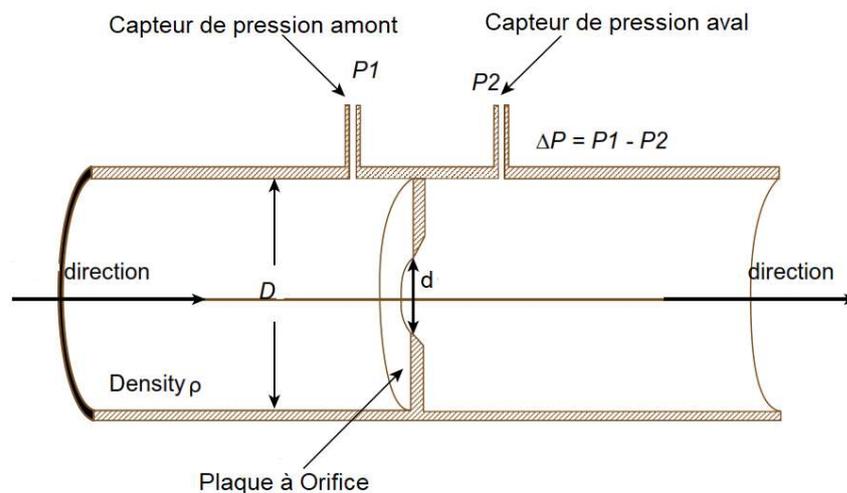
$\beta$  : le rapport d'ouverture ou rapport des diamètres  $\beta = d/D$  ;

$\varepsilon$  : coefficient de détente ;

$\rho$  : est la masse volumique du fluide [Kg/m<sup>3</sup>] ;

$p_1$  : la pression en amont de la plaque [Pa] ;

$p_2$  : la pression en aval [Pa].



**Figure III. 3:** Principe d'un organe déprimogène [1].

#### III.4.2.2 La norme ISO 5167

La normalisation ISO 5167, composée de quatre parties, définit la géométrie et la méthode d'utilisation telles-que les conditions d'installation et de fonctionnement des débitmètres de pression différentiels lorsqu'ils sont insérés dans une conduite pleine, afin de déterminer le débit du fluide qui s'écoule dans la conduite. Elle fournit également les informations nécessaires au calcul du débit et de l'incertitude associée.

Cette norme comprend quatre parties :

a) ISO 5167-1 : elle donne les termes généraux, les définitions, les symboles, les principes et les exigences, ainsi que les méthodes de mesure et d'incertitude ;

b) ISO 5167-2 : spécifie pour les plaques à orifices ;

c) ISO 5167-3 : spécifie pour les Tuyère ISA 1932, les Tuyère à grand rayon et les Tuyère à Venturi, qui diffèrent par la forme et la position des prises de pression.

d) ISO 5167-4 : spécifie pour les tubes de Venturi [50]–[53].

A cette norme, il faut associer les norme ISO 5168 et l'AGA-3 – Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids qui traitent le calcul d'erreur et d'incertitude sur les mesures du débit effectuées [24], [54].

L'ISO 5167 s'applique uniquement aux dispositifs différentiels de pression dans lesquels, le débit reste subsonique dans toute la section de mesure et où le fluide peut être considéré comme monophasé. En outre, chacun de ces dispositifs ne peut être utilisé que dans les limites spécifiées de la taille de la conduite et du nombre de Reynolds.

Les dispositifs introduits dans la conduite sont appelés « dispositifs primaires ». Le terme dispositif primaire, inclut également les prises de pressions. Tous les autres instruments ou appareils nécessaires à la mesure, sont appelés « appareils secondaires ».

Les appareils secondaires nécessaires au mesurage sont les transducteurs de pression et de pression différentielle, ...).

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

- Le rapport d'ouverture  $\beta$  ( $\beta=d/D$ ) qui définit la géométrie de la contraction de l'écoulement ;
- Le nombre de Reynolds, **Re**, qui définit l'aspect dynamique de l'écoulement.

#### ❖ *Quelques définitions*

**Trou circulaire de prise de pression** : c'est un trou dans la paroi d'une conduite de manière que le bord du trou affleure la surface interne du conduit ;

**Pression statique** : c'est la pression d'un fluide circulant dans une canalisation pouvant être mesurée en connectant un dispositif de mesure de pression à une prise de pression murale ;

**Pression différentielle  $\Delta p$**  : différence entre les pressions (statiques) mesurées au niveau des prises de pression dans la paroi, l'une d'entre elles, étant située en amont et l'autre en aval d'un dispositif primaire inséré dans un canal rectiligne dans lequel s'écoule l'écoulement ;

**Orifice gorge** : ouverture de la section minimale d'un appareil primaire ;

**Plaque à orifice** : plaque mince dans laquelle une ouverture circulaire a été usinée ;

**Tuyère** : dispositif constitué d'une entrée convergente raccordée à une section cylindrique généralement appelée « gorge » ;

**Venturi** : dispositif constitué d'une entrée convergente conique reliée à une partie cylindrique appelée "gorge" et d'une section conique en expansion appelée "divergente" ;

**Rapport d'ouverture ou de diamètre  $\beta$**  : c'est le rapport du diamètre de l'orifice ou du col de l'appareil primaire au diamètre interne de la conduite de mesure en amont de l'appareil primaire ;

**Coefficient de décharge C** : coefficient défini pour un écoulement de fluide incompressible, il relie le débit réel au débit théorique à travers un dispositif [50].

### III.4.2.3 Les types d'organe déprimogène

#### III.4.2.3.1 plaques à Orifice ou Diaphragmes

Le diaphragme ou la plaque à orifice est l'organe déprimogène le plus répandu en raison de sa simplicité de construction, de sa facilité de fabrication, donc de son faible prix de revient, enfin, de son interchangeabilité, avantage non négligeable en exploitation. Il consiste en une plaque de métal mince dont le centre est percé. Sur un côté, une languette donne les caractéristiques du diaphragme. La version habituelle est munie d'un chanfrein sur la partie aval d'un angle qui doit être compris entre 30 et 45° et d'une arête vive en amont de l'orifice. Le diamètre intérieur  $d$  doit être supérieur ou égale à 12.5 mm, tel que  $\beta$  soit compris entre 0,20 et 0,80 selon le type du diaphragme, l'épaisseur de la partie cylindrique  $e$  doit être comprise entre 0,005  $D$  et 0,02  $D$  et l'épaisseur totale  $E$  doit être comprise entre  $e$  et 0,05  $D$ . La partie de la plaque à l'intérieur du tuyau, doit être circulaire et concentrique à l'axe du tuyau. Les faces de la plaque doivent toujours être plates et parallèles [51] . La figure III.4 montre une plaque à orifice standard.

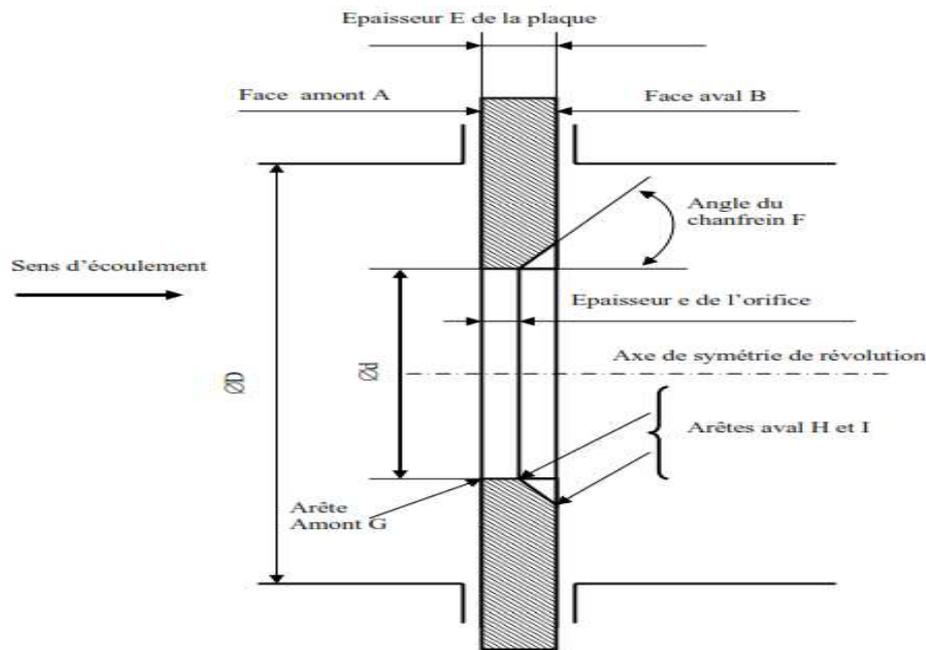


Figure III. 4 : Plaque à orifice standard [50].

La précision est modérée de 2 à 4%, la perte de charge pour les plaques à orifices est élevée par rapport aux autres éléments à pression différentiel [21].

#### III.4.2.3.2 Tubes de Venturi

Les tubes de venturi sont constitués d'un convergent suivi d'un divergent, ils sont caractérisés par une faible perte de charge et ne nécessitent pas de longueur droite. Ils sont tout particulièrement adaptés aux fluides chargés.

Les avantages principaux sont une moindre perte de charge et un faible encrassement. Ils sont donc bien adaptés à la mesure de fluide visqueux ou chargé. Ils sont cependant plus chers à l'achat qu'un diaphragme [53].

Il existe deux types de tubes de venturi :

- ✓ Venturi classique ;
- ✓ Venturi tuyère.

La géométrie de ces deux modèles est décrite par la norme ISO 5167-4, elle est schématisée sur les figures fig. III.5 et fig. III.6.

Cet élément est principalement utilisé dans les applications liées à l'eau et aux eaux usées. Il ne nécessite pas de profilage du débit en amont et il peut être utilisé pour les faibles pressions. La précision est de  $\pm 1-2\%$  de pleine échelle [11].

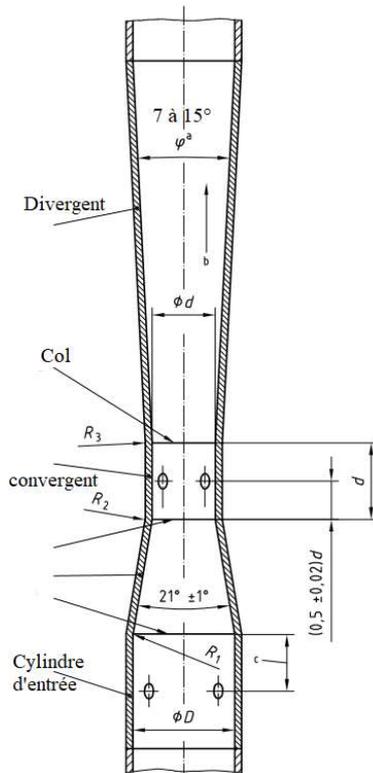


Figure III. 5: Tube de venturi classique[53].

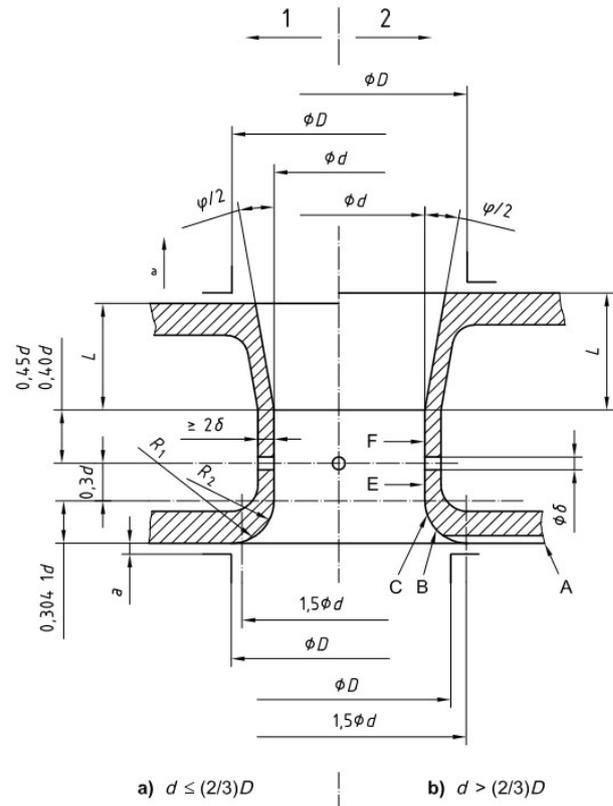


Figure III. 6: Tube de venturi tuyère [52].

### III.4.2.3. 3 Tuyères

Une tuyère se compose d'une section d'entrée convergente avec un profil incurvé menant à un col cylindrique, dans laquelle le débit reste subsonique dans toute la section de mesure et où le fluide peut être considéré comme monophasé [52]. Elle a un niveau de précision excellent.

Il existe deux types de tuyères normalisées :

- La tuyère ISA 1932 ;
- La tuyère à long rayon schématisées sur les figures suivantes :

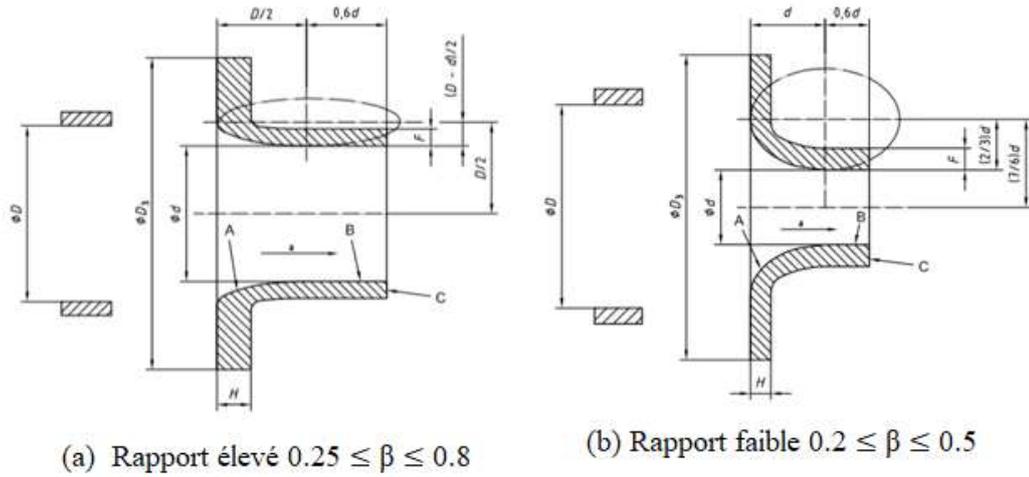


Figure III. 7 : Tuyère à long rayon [52].

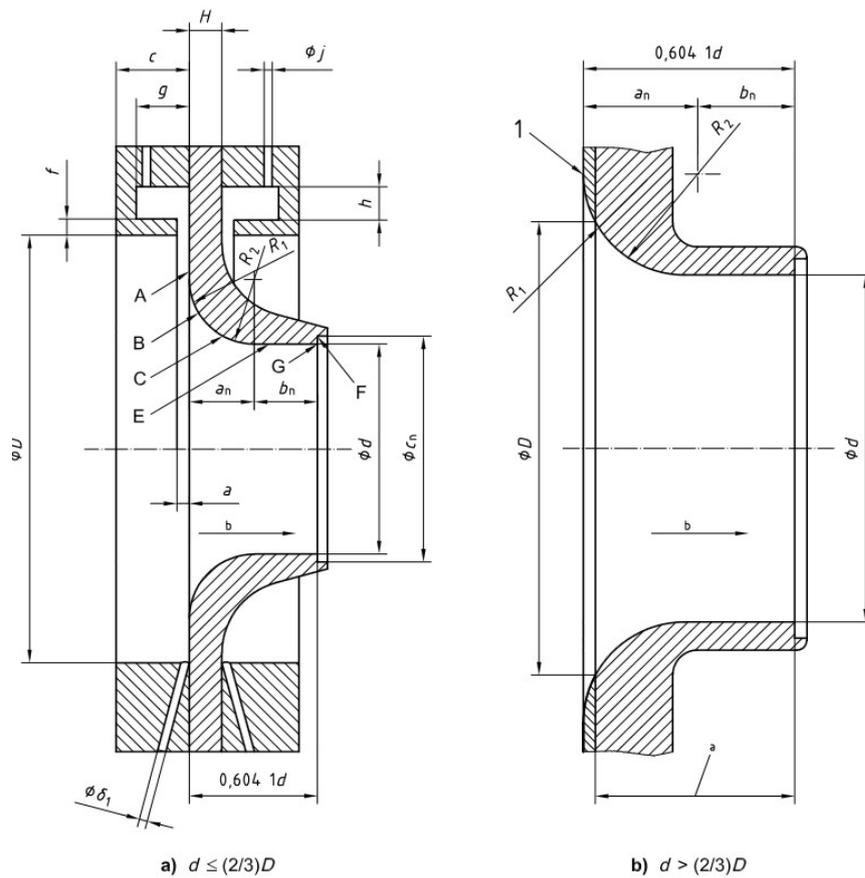


Figure III. 8 : Tuyère ISA 1932 [52].

### III.4.3 Débitmètre à ultra son

Le débitmètre ultrasonique a été développé dans les années 60 pour aider au lancement des missiles sous-marins dans les sous-marins. Parmi les deux classes générales des débitmètres ultrasoniques (temps de transit, Doppler), la méthode de temps de transit a démontré des performances acceptables pour le comptage du gaz naturel [38].

Les compteurs à ultrasons (USM) ont pénétré le marché des compteurs depuis les années 2000 pour la mesure du débit du gaz. Ils sont devenus l'un des principaux débitmètres pour les opérations transactionnels [55].

#### III.4.3.1 Principe d'utilisation de la méthode de temps de transit

Le principe de mesure dans la méthode acoustique repose sur le fait qu'une onde acoustique se propage d'une source qu'on appelle émetteur vers un récepteur. La méthode de temps de transit calcule le temps de transition d'une impulsion acoustique émise par la source 1 vers la source 2 à travers le fluide. La mesure du temps mis par l'onde pour parcourir la distance  $L$  entre l'émetteur et le récepteur nous permet de connaître la vitesse du fluide. Toutefois, s'il existe un écoulement, le temps de transit de l'impulsion acoustique de 1 à 2 diminue et celui de 2 à 1 augmente [55].

Les deux temps mis par l'onde ultrasonore pour aller dans le fluide, sont calculés comme suite :

$$t_{12} = \frac{L_w}{c+v.\cos\varphi} \qquad t_{21} = \frac{L_w}{c-v.\cos\varphi} \qquad (\text{III.13})$$

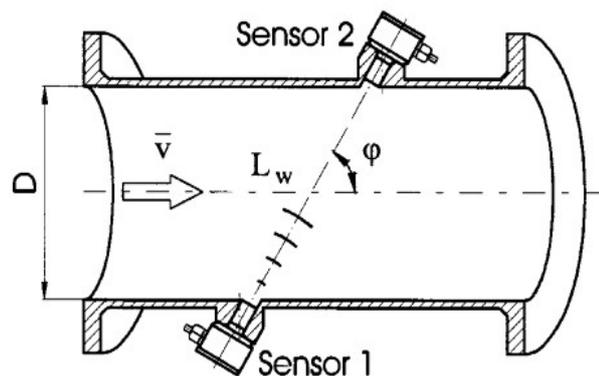


Figure III. 9: Principe de la méthode temps de transit [49].

Avec :

$L_w$  : la distance entre les deux transducteurs [m] ;

$c$  : est la vitesse de propagation du son dans le fluide [ $\text{m}^2/\text{s}$ ] ;

$v$  : Vitesse du fluide [ $m^2/s$ ] ;

$\varphi$  : Angle entre la vitesse  $v$  et les directions définies par le couple émetteur/récepteur [rad].

La vitesse à travers le fluide est donnée par :

$$v = \frac{L\omega}{2 \cos\varphi} \left( \frac{1}{t_{12}} - \frac{1}{t_{21}} \right) = \frac{D}{2 \cos\varphi \sin\varphi} \left( \frac{1}{t_{12}} - \frac{1}{t_{21}} \right) \quad (\text{III.14})$$

Avec :  $D$ , diamètre de la conduite.

$L\omega$  et  $\cos\varphi$  sont définis par construction ; il en résulte que  $v$ , donc le débit, peut être connu, indépendamment de la célérité du son, par la seule connaissance des temps  $t_{12}$  et  $t_{21}$ , ces deux informations étant traitées par une électronique de calcul associée. Cela signifie que la mesure de la vitesse du gaz est indépendante des propriétés du gaz, par exemple pression, température et composition du gaz [49], [55].

#### III.4.3.1.1 La norme ISO 17089

L'ISO 17089 présentée sous le titre général « Mesurage du débit de fluide en circuit fermé conduits - Compteurs à ultrasons pour gaz » est répartie en deux parties :

Partie 1 : Compteurs pour transactions commerciales et allocations ;

Partie 2 : Compteurs pour les applications industrielles.

L'ISO 17089-1 spécifie les exigences et les recommandations relatives aux débitmètres à ultrasons qui utilisent le temps de transit des signaux acoustiques pour mesurer le débit de gaz homogènes monophasés dans des conduites fermées.

Il s'applique aux débitmètres à ultrasons à temps de transit utilisés pour les compteurs à transactions commerciales et allocations tels que les compteurs à passage intégral, à surface réduite, à haute pression et à basse pression.

Il spécifie la construction, les performances, l'étalonnage et les caractéristiques de sortie des compteurs à ultrasons pour la mesure du débit de gaz et traite les conditions d'installation.

L'ISO 17089-2 est dédiée aux compteurs pour les applications de gaz industriels, tels que les services publics (l'air, les gaz d'hydrocarbures et la vapeur) ainsi que les gaz de torche et mesure de ventilation [55].

#### III.4.3.1.2 Facteurs affectant la performance d'un débitmètre à ultrason

La performance d'un compteur à ultrason dépend d'un certain nombre de facteurs intrinsèques et extrinsèques.

- Les facteurs intrinsèques liés au compteur et à son étalonnage avant la livraison, comprennent :
  - a) La géométrie du corps du compteur et de l'emplacement des transducteurs à ultrasons et l'incertitude avec laquelle sont connus ;
  - b) La précision et la qualité des transducteurs et des composants électroniques utilisés dans le circuit de mesure de temps de transit ;
  - c) Les techniques utilisées pour la détection du temps de transit et le calcul de la vitesse moyenne (cette dernière détermine la sensibilité du compteur aux variations de la distribution de la vitesse d'écoulement) ;
  - d) L'étalonnage.
- Les facteurs extrinsèques, liés aux conditions de débit et d'environnement de l'application comprennent :
  - a) Le profil de vitesse d'écoulement ;
  - b) La distribution de la température ;
  - c) Pulsations d'écoulement ;
  - d) Le bruit acoustique et électromagnétique ;
  - e) Contamination solide et liquide ;
  - f) Intégrité dimensionnelle dans le temps.

L'incertitude ne dépend que de l'incertitude de mesure des paramètres géométriques, et de l'incertitude de mesure des temps. Pour les compteurs utilisés pour les transactions commerciales elle est de  $\pm 0.7\%$ , dans le cas d'allocations elle est de  $\pm 1.5\%$ . Pour les services publics et procédés de  $\pm 1,5\%$  à  $5\%$  et pour le gaz de torche et gaz d'échappement de  $\pm 5\%$  à  $10\%$  [11], [20], [55].

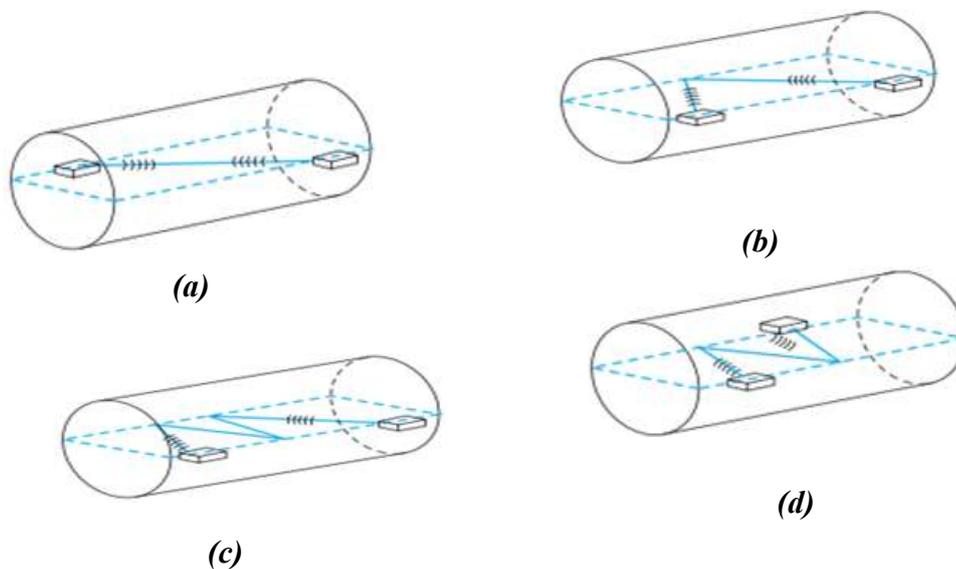
#### III.4.3.1.3 Avantages de la méthode des débitmètres à ultrason

Cette technologie de nombreux avantages en comparaison aux techniques traditionnelles de comptage (orifice, turbine, vortex) comme :

- Il n'obstrue pas l'écoulement et crée des chutes de pression tout à fait négligeables ;
- Il ne possède aucune pièce en mouvement dans la conduite ;
- Il reste insensible aux changements de composition du gaz ;
- Il permet une mesure bidirectionnelle ;
- Il possède une rapidité de réponse appréciable pour effectuer des mesures dans le cas d'écoulements transitoires ou pulsants [37].

### Les différentes configurations du débitmètre :

- (a) **Mode direct** : les transducteurs sont opposés et orientés l'un vers l'autre ;
- (b) **Mode reflex simple (mode V)** : les transducteurs sont placés du même côté de la conduite, l'onde acoustique se réfléchit une seule fois ;
- (c) **Mode double reflex avec transducteurs du même côté (mode W)** : les transducteurs sont placés du même côté de la conduite, l'onde acoustique se réfléchit deux fois ;
- (d) **Mode double reflex avec transducteurs opposés (mode Z ou N)** : les transducteurs sont opposés, l'onde acoustique se réfléchit deux fois ;

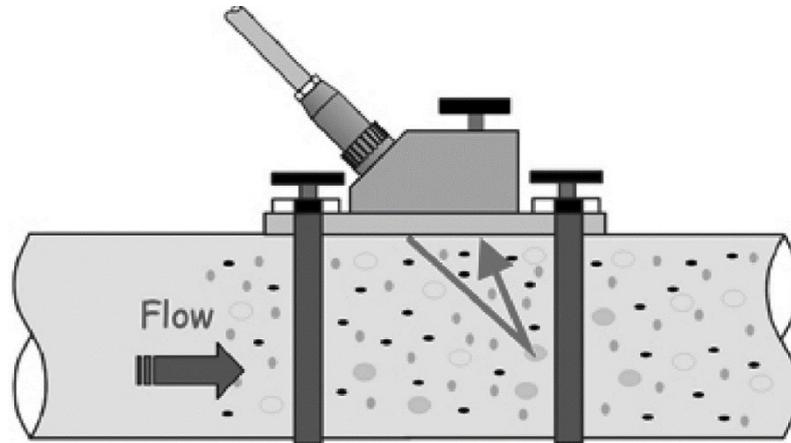


*Figure III. 10: Compteur à ultrasons : différents principes de montage des sondes [47].*

#### III.4.3.2 Débitmètre ultrasons à effet Doppler

Le débitmètre Doppler dépend du décalage de fréquence Doppler, qui se produit lorsque l'onde acoustique rebondit sur un objet en mouvement, comme le montre la figure III.11. Dans le débitmètre à effet Doppler, les ondes doivent réfléchir quelque chose qui bouge, s'ils réfléchissent un objet stationnaire, ils conservent alors leur longueur d'onde et leur fréquence. Si, toutefois, ils réfléchissent un objet en mouvement, les fronts d'onde frappent l'objet en mouvement avec un intervalle de temps qui n'est pas le même que leur période dans un support stationnaire. Par conséquent, l'onde réfléchie aura une nouvelle période, fréquence et longueur d'onde ce qui traduit le débit.

Les transducteurs émetteur et récepteur, peuvent être dans le même bloc ou peuvent être séparés positionnés du même côté ou de manière opposée du tube.



**Figure III. 11:** Débitmètre ultrasons à effet Doppler [11].

Le débitmètre ne fonctionne qu'en présence de particules ou de bulles de gaz, mais en quantité limitée pour éviter l'absorption du signal d'excitation [48] [56].

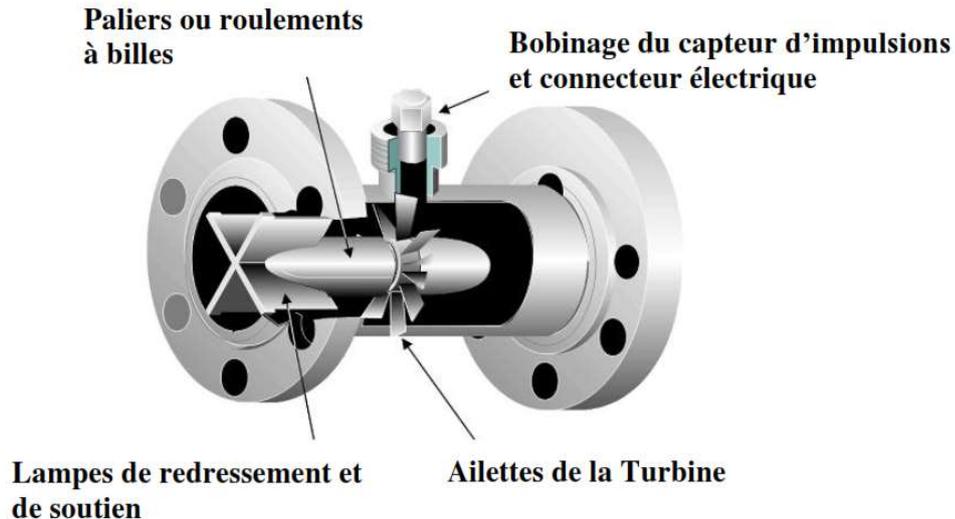
Les revendications d'incertitudes peuvent être de  $\pm 2\%$  de pleine échelle. Un mauvais montage peut provoquer des réflexions parasites et les vibrations de la conduite peuvent donner de faux résultats des signaux d'écoulement [11], [41].

#### III.4.4 Débitmètre à turbine

En 1790, Reinhard Woltmann développé un ventilateur multi lame pour mesurer le débit des rivières. Le premier débitmètre moderne de ce type, a été élaboré en États-Unis en 1938 [38], [41]. Aujourd'hui, ces débitmètres sont très largement utilisés, en particulier en transport de gaz [57].

##### III.4.4.1 Principe et théorie

Un axe libre de rotation porte une turbine (cas des liquides) ou une hélice (cas des gaz) est placée au centre de la conduite où on veut mesurer le débit ; Sous l'action des forces de pression et de viscosité exercées sur les pales, l'hélice de la turbine se met à tourner à une vitesse  $\omega$  qui dépend du débit de l'écoulement. La vitesse de rotation est mesurée en comptant la fréquence de passage des ailettes détectée à l'aide d'un bobinage. Chaque impulsion représente un volume de fluide [20].



*Figure III. 12: Compteur à turbine [20].*

#### III.4.4.2 La norme ISO 2715

Les normes ISO 2715-2017 relative aux hydrocarbures liquides, décrivent la turbine comme un débitmètre à mesure volumétrique. Elles décrivent, le modèle, l'installation, les opérations et la maintenance du compteur. Elles sont généralement utilisées pour la métrologie légale et la transaction commerciale dans le domaine des hydrocarbures. Le débitmètre à turbine se compose généralement des organes principaux :

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

Les principaux organes constitutifs d'un mesureur, d'après la norme internationale ISO 2715 :

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

Le tranquiliseur d'écoulement permet de réduire les perturbations spatiales de la vitesse amont sur la réponse de la turbine [58].

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

- Soit par comptage d'impulsions électriques ;
- Soit au moyen d'un compteur mécanique relié par un jeu d'engrenages à l'axe de la turbine.

#### III.4.4.3 Métrologie

Certains compteurs à turbine présentent une exactitude comprise entre  $\pm 0.25\%$  et  $\pm 0.5\%$  pour des débits supérieurs. La précision est élevée et peut atteindre  $\pm 0,1\%$ . Les compteurs à turbine sont adaptés aux températures et pressions extrêmes et peuvent être appliqués aux liquides et aux gaz. Ils s'installent facilement et sont bien acceptés dans les applications de traitement, en particulier dans les industries du pétrole et du gaz. En revanche, les compteurs à turbine ne conviennent que pour les faibles viscosités et sont sensibles au profil d'écoulement et aux vibrations. Disposant de pièces mobiles, elles nécessitent généralement un étalonnage fréquent. Les vannes partiellement ouvertes en amont d'un compteur à turbine peuvent provoquer des erreurs importantes. En règle générale, les compteurs à turbine nécessitent des aubes redresseuses à flux amont [11].

#### III.4.5 Les débitmètres massiques

La mesure du débit massique est la base de la plupart des déterminations de bilan matières et des opérations de facturations et de transactions commerciales dans l'industrie. La fiabilité et la précision du débit massique sont très importantes dans une usine de traitement. Dans le passé, le débit massique était souvent calculé à partir d'un débitmètre volumétrique et d'un densitomètre. La densité a été mesurée directement ou calculée à l'aide des sorties des transmetteurs de température et de pression du processus. Ces mesures n'étaient pas très précises, car la relation entre la pression du procédé, la température et la densité n'est pas toujours connue avec précision car chaque capteur ajoute son erreur propre à l'erreur de mesure globale, et la rapidité de réponse de tels calculs n'est généralement pas suffisante pour détecter les changements dans le débit [59].

Les deux principaux types de débitmètres massiques sont : les débitmètres Coriolis et les débitmètres thermiques.

##### III.4.5.1 Débitmètres Coriolis

Le principe revient à Coriolis, un ingénieur français qui a constaté que tous les corps en mouvement à la surface de la terre, avaient tendance à dériver latéralement en raison de la rotation de la planète vers l'est. Dans l'hémisphère nord, la déviation se situe à droite du

mouvement, au sud c'est à gauche. Cette dérive joue un rôle principal à la fois dans l'activité des marées des océans et dans la météo de la planète.

Les premiers brevets industriels des débitmètres Coriolis remontent aux années 1950 et les premiers débitmètres massiques Coriolis ont été construits dans les années 1970. Ces débitmètres introduisent artificiellement une accélération de Coriolis dans le courant et mesurent le débit massique en détectant le moment cinétique résultant [59].

### Principe du fonctionnement :

Lorsqu'un objet est déplacé dans un système en rotation, il semble être poussé sur le côté. Pour une masse  $M$  se déplaçant avec une vitesse radiale linéaire constante  $v$  et soumise à une vitesse angulaire  $\omega$ , la force exercée  $F_c$  de Coriolis est de :

$$F_c = 2M\omega v \quad (\text{III.15})$$

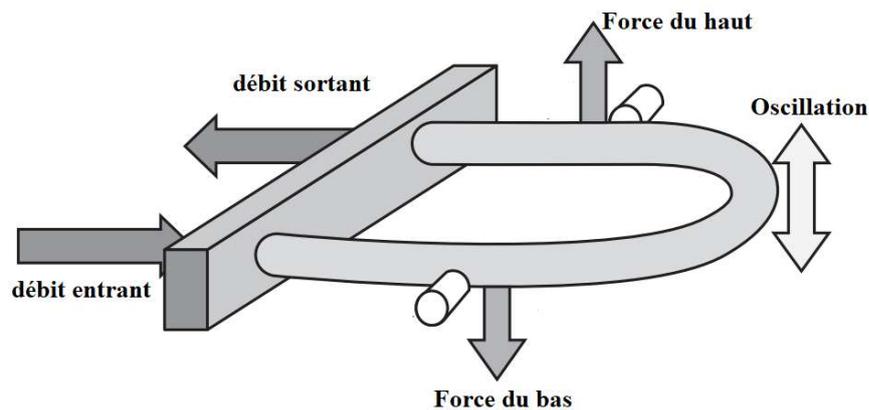


Figure III. 13: Débitmètre à Coriolis [20].

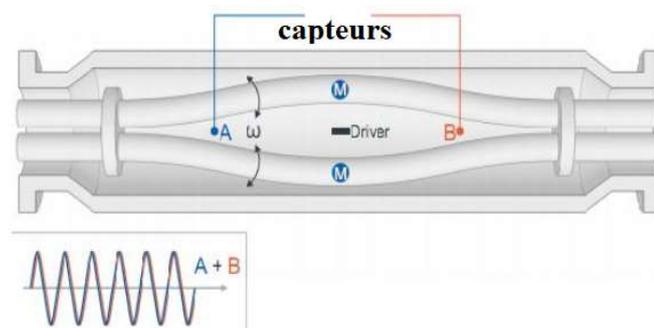


Figure III. 14: Principe de fonctionnement d'un débitmètre à Coriolis [20].

Dans un débitmètre Coriolis, le fluide traverse deux tubes vibrant parallèles. Les conceptions de tubes prennent une multitude de formes, tel que la forme en C, la forme en B, la forme en D, en forme de triangle, en forme d'hélice et en forme droite. Les tubes sont fabriqués à partir de divers matériaux, l'acier inoxydable étant le plus courant.

A la mise sous tension, la bobine excitatrice met les tubes de mesure en vibration et les soumet à une oscillation de base de forme sinusoïdale. Cette onde sinusoïdale est mesurée par les deux capteurs, montrés sur les côtés des tubes.

Le mouvement vibratoire de chaque tube provoque des forces sur les particules dans le fluide en écoulement. Ces forces induisent un mouvement des particules de fluide dans une direction orthogonale à la direction de l'écoulement, ce qui produit une force de Coriolis.

Les forces de Coriolis résultantes sur le fluide dans les deux tubes sont donc dans des directions opposées. Lorsque la direction de la vitesse angulaire est inversée, les forces s'inversent et les tubes se déplacent dans la direction opposée. Ces déplacements sont proportionnels au débit massique de fluide à travers le tube. Les déplacements et les changements de forme des tubes sont détectés au moyen des capteurs optiques, leurs signaux de sortie étant une impulsion de largeur proportionnelle au débit massique.

L'amplitude de la vibration est maintenue très faible, bien qu'elle puisse être ressentie en touchant les tubes de circulation. La fréquence de vibration des tubes dépend uniquement de la taille du débitmètre massique. En l'absence de fluide, la vibration des deux tubes est symétrique, ils vibrent à la même fréquence que la vibration globale,

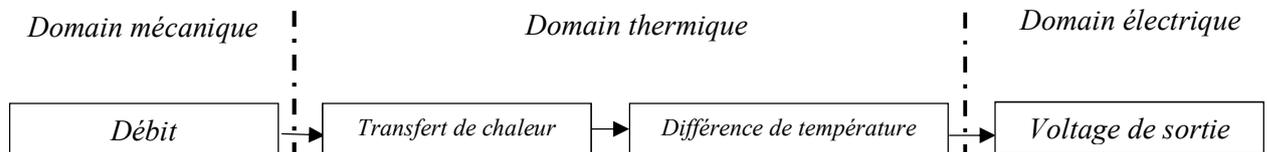
Ce débitmètre peut être appliqué à pratiquement tous les fluides liquides, gaz et boues. Il est immunisé contre les changements de viscosité, de pression, de température ou de densité du fluide et il n'est pas affecté par les perturbations du profil d'écoulement. Il fournit une mesure supplémentaire de la densité du fluide.

Le compteur Coriolis offre une excellente précision, l'incertitude de mesure est de  $\pm 0,5\%$ . Il ne nécessite pas beaucoup d'entretien. Cependant, en plus de son coût d'achat et d'installation relativement élevés, de même que leur sensibilité aux vibrations, il souffre d'un certain nombre de problèmes opérationnels. Une défaillance peut survenir après une période d'utilisation en raison d'un épuisement mécanique dans les tubes. Les tubes sont également sujets à la corrosion causée par une interaction chimique avec le fluide mesuré et à l'abrasion causée par des particules contenues dans le fluide. La déviation du fluide circulant autour du débitmètre entraîne une perte de charge importante [11], [60]–[62].

### III.4.5.2 Débitmètres massiques thermiques

La mesure de débitmètre massique thermique, qui remonte aux années 1930, est une méthode quasi directe, adapté, surtout à la mesure du débit de gaz. Les débitmètres massique thermiques déduisent les propriétés thermiques du fluide en écoulement (tels que la chaleur spécifique et la conductivité thermique) et ils sont capables de fournir des mesures qui sont proportionnels à la masse du milieu. Dans les plages normalement rencontrées dans l'industrie des processus, la chaleur spécifique du gaz est essentiellement indépendante de la pression et de la température et proportionnelle à la densité et donc à la masse. Les deux façons les plus courantes de mesure le débit en utilisant des techniques thermiques sont de mesurer le taux de perte de chaleur du corps chauffé dans le courant d'écoulement, ou de mesurer la hausse de la température du fluide en écoulement quand il est chauffé [62].

Un débitmètre massique thermique produira généralement un signal lié au débit massique, et convertir la variable mécanique (débit) par l'intermédiaire d'une variable thermique (transfert thermique) en signal électrique (courant ou tension) qui peut être traité après par un microcontrôleur par exemple. Le schéma suivant illustre ce principe de fonctionnement. La gamme de fonctionnement de n'importe quel débitmètre massique dépend des propriétés du fluide telles que la conductivité thermique, la chaleur spécifique et la densité [63].



**Figure III. 15:** *Processus d'un débitmètre thermique avec une sortie électrique [63].*

#### Principe et théorie

Les débitmètres massiques thermiques mettent en œuvre une ou plusieurs sources de chaleur, généralement d'origine électrique, et un ou plusieurs détecteurs de température. Leur principe de fonctionnement est illustré sur la figure III.15.

Le principe de fonctionnement consiste à faire passer le fluide qui coule devant un élément chauffant et à mesurer la température du fluide avant et après le réchauffeur. Les températures de part et d'autre de l'élément de chauffage sont généralement mesurées par un thermomètre à résistance de platine RTD.

Le débit massique est déduit de l'une des deux manières suivantes :

- En mesurant l'augmentation de la température du fluide en écoulement ;
- En mesurant la puissance de chauffage requise pour obtenir une différence de température de consigne constante dans le fluide en écoulement.

Dans les deux cas, la chaleur et la densité spécifiques du fluide doivent être connues.

Les réalisations industrielles reposent principalement sur :

- ✓ Le micro-débitmètre symétrique ou MEMS, utilisé pour les gaz s e u l e m e n t ;
- ✓ Le débitmètre asservi à mesurer la capacité thermique, principalement appliqué aux liquides ;
- ✓ Le débitmètre asservi convectif, pour les forts débits gazeux [62].

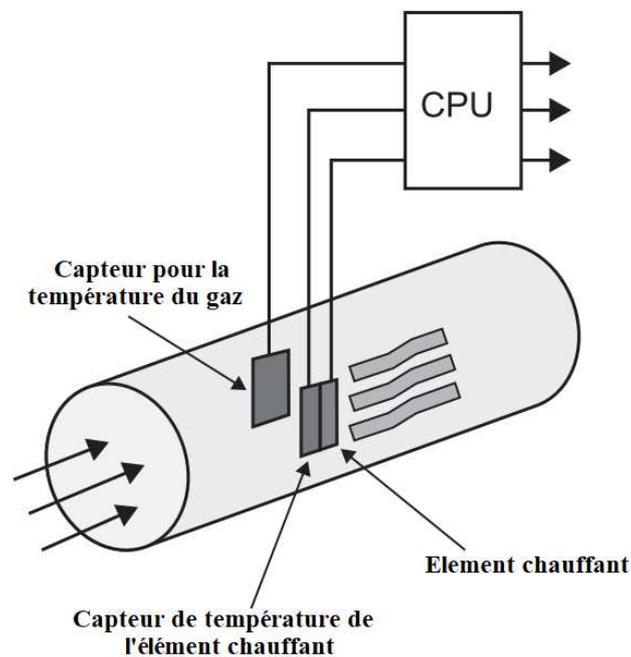


Figure III. 16: Débitmètre thermique massique [11].

### III.5 Code et normes de conception des stations du comptage du gaz

En plus des normes ISO citées avant, voilà quelques normes générales de conception d'une station du gaz de l'Association Américaine du Gaz AGA :

- AGA - Rapport n°3 : Comptage transactionnel du gaz basé sur le comptage de l'orifice [54];
- AGA - Rapport n°7 : Comptage transactionnel du gaz à l'aide de compteurs à turbine [64] ;

- AGA - Rapport n°8 : Compressibilité et super compressibilité du gaz naturel et des autres gaz d'hydrocarbures ;
- AGA - Rapport n°9 : Comptage transactionnel du gaz à l'aide de débitmètres à ultrasons [65];
- AGA-Rapport n°10 : Vitesse du son dans le gaz naturel et les gaz d'hydrocarbures connexes [66] ;
- AGA - Rapport n°11 : Comptage transactionnel du gaz à l'aide de débitmètres massiques Coriolis [67];
- ISO 10723 : Gaz naturel - Évaluation des performances des systèmes d'analyse en ligne ;
- ISO 5168 : Mesure de débits des fluides : Procédures pour le calcul de l'incertitude [24]

### III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, L'objectif était de mettre en évidence les principaux débitmètres dans le domaine de l'industrie gazier ainsi que leurs principes physiques de fonctionnements.

Nous avons commencé par le débit, la station du comptage et ses différentes constructions et les critères influençant le choix d'un débitmètre. Puis nous avons décrit les différentes propriétés d'un débit de fluide dans un canal.

Dans la suite de l'étude, nous allons décrire avec plus de détails les débitmètres massiques thermiques.

## *Chapitre IV :*

### *Les capteurs et les débitmètres thermiques*

## IV.1 Introduction

Les débitmètres massiques thermiques industriels, sont des dispositifs conçus pour effectuer la mesure de la quantité de fluide durant son écoulement dans une application industrielle. Ils sont fondés sur le principe de la cinétique du transfert de chaleur au sein d'un fluide, ils exploitent à cet effet une propriété caractéristique de la matière qui est : la capacité thermique (appelée aussi chaleur spécifique). La mesure de cette chaleur est effectuée par différents capteurs thermiques.

La norme descriptive des types de débitmètres et leurs utilisations, prend la dénomination « ISO/CD 14511 »[68]. Cette norme couvre deux types des débitmètres : le débitmètre thermique massique capillaire (en Anglais : capillary thermal mass flowmeter (CTMF)), le second type, est le débitmètre thermique massique à passage intégral ou à dispersion (en Anglais : immersif thermal mass flowmeter (ITMF), disponible en tant que sonde insérée ou intégrée.

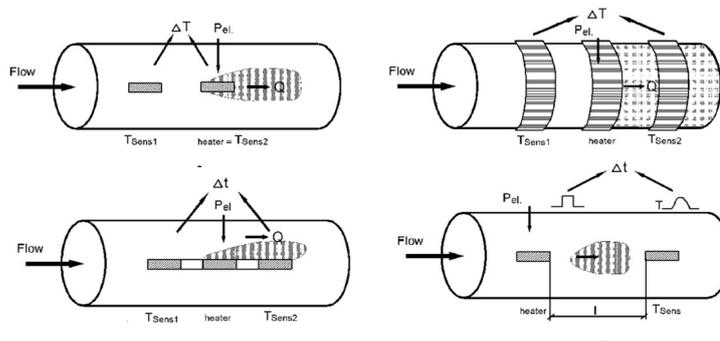
Dans ce chapitre, nous allons décrire les différents capteurs thermiques décrits dans la littérature, leurs principes de fonctionnements, les variétés de modèles existants dans les domaines d'applications.

Ainsi, ce chapitre analyse l'ensemble des débitmètres massiques thermiques industriels et les différentes technologies utilisées dans leurs fabrications.

## IV.2 Les capteurs thermiques

Pour mesurer le débit avec un capteur thermique, les trois modes suivants peuvent être appliqués :

- Perte de chaleur (anémomètre thermique) ;
- Principe de Thermotransfert (calorimétrie) ;
- Capteurs à Temps-de-vol (TOF).



**Figure IV. -1:** Les 3 principes utilisés dans les débitmètres thermiques[69].

Le principe des anémomètres thermiques, est que le flux est mesuré par son effet de refroidissement par rapport à une sonde chauffée. Pour les sondes de débit calorimétriques, une autre sonde de température est placée séparément de la sonde chauffée et dans la même région thermique. Les sondes de débit de Temps-de-vol sont des sondes de température placées en dehors de la couche thermique de la sonde chauffée et mesurent le temps prit pour qu'une impulsion thermique atteigne les sondes. Une sonde de débit thermique idéale est sensible seulement aux effets thermiques de l'écoulement [69].

#### IV.2.1 Les anémomètres thermiques

L'anémomètre, terme du XVIIIe siècle, composé du préfixe « anémo » (en grec «νεμος», «anemos », en français « vent ») et du suffixe « mètre » (« mesure »), est un appareil permettant de mesurer la vitesse ou la pression du vent.

L'anémométrie à fil chaud est une technique classique de mesure de la vitesse instantanée d'un fluide s'écoulant autour d'une sonde à fil chaud placée au sein de l'écoulement à partir de celle de transfert thermique pour un élément sensible. Son point fort est son excellente résolution spatiale et temporelle, qui en fait la technique de choix pour l'étude des fluctuations turbulentes. Ses points faibles sont sa fragilité et (dans la configuration la plus simple) la limitation de la mesure à une seule composante de la vitesse [21], [43].

Le principe de l'anémométrie à fil chaud consiste à placer un fil fin, chauffé électriquement, dans un écoulement et mesurer la puissance transférée depuis ce fil chauffé par effet Joule et refroidi par le passage du fluide. La puissance emportée par le fluide donne donc une mesure indirecte de la vitesse de l'écoulement mais pas de sa direction [70]. Il existe deux types des capteurs qui fonctionnent selon ce principe : le fil chaud et le film chaud.

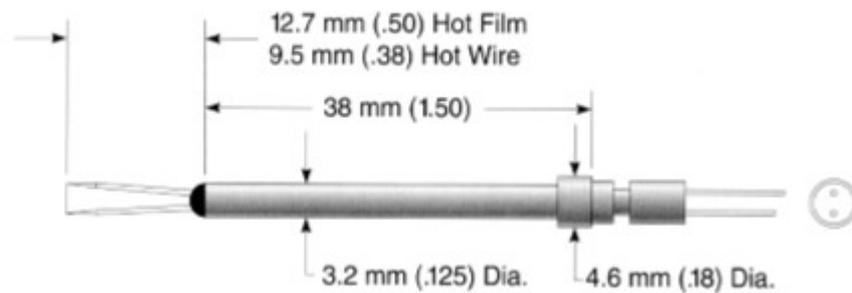
Les anémomètres à fils chauds usuels, sont constitués d'un fin fil métallique d'environ 0.4 à 2.2 mm de long, et de 0.5 à 10  $\mu\text{m}$  de diamètre, tendu entre deux broches et placé à l'endroit où les mesures sont souhaitées. Divers compromis entre résistivité, conductivité thermique et robustesse mécanique conduisent à privilégier pour le fil des matériaux noble comme le tungstène, le platine qui présente une meilleure tenue mécanique.

Le matériau doit suivre les caractéristiques suivantes :

- Coefficient a élevé de variation de la résistance avec la température ;
- Résistivité élevée ;
- Bonne résistance mécanique ;

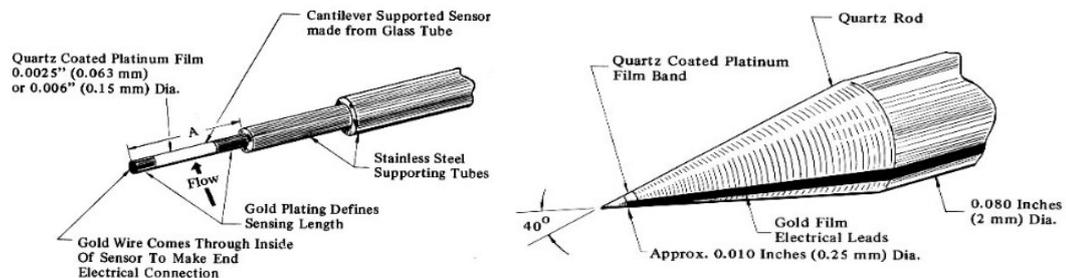
- Conductivité thermique faible, pour réduire la conduction vers le support ;
- Matériau ductile, pour pouvoir être étiré en fils de petits diamètres. [43], [71].

D'autre part, la longueur et le diamètre du fil doivent être choisis de façon à avoir une résolution maximale, et de très faibles pertes vers les broches pour pouvoir obtenir une distribution uniforme de la température le long du fil. Pour cela, le rapport entre la longueur du fil et son diamètre doit être le plus grand possible ( $l = 100D$ ) [72][43].



**Figure IV. 2:** Sonde à fil chaud droit [72].

Le fil chaud est adapté à la mesure de vitesse dans les gaz. Les mesures dans les liquides, qui sont souvent conducteurs, ou les mesures dans des écoulements diphasiques (liquide, vapeur) nécessitent que l'élément chauffant soit isolé électriquement et soit relativement peu chauffé (10 à 20°C) au-dessus de la température du fluide pour éviter l'apparition des bulles, ainsi on peut utiliser des films chauds. C'est un film métallique très mince (de 0.1  $\mu\text{m}$  d'épaisseur) en Nickel ou en platine déposé sur un support en Quartz, recouvert d'une couche mince isolante. Ces sondes ont une résistance mécanique beaucoup plus élevée, et elles sont donc utilisées dans des conditions plus dures que les fils. De nombreuses formes de films existent dans le commerce : coniques, cylindriques, plans, sphériques [43], [73].



**Figure IV. 3:** Capteur à film chaud à une seule extrémité, Capteur à film chaud en forme de cône [74].

A partir du principe du fil chaud, plusieurs catégories de fil chaud sont réalisables. Un fil simple permet de mesurer une composante de vitesse et une sonde à fils croisés deux composantes de vitesse. Les sondes peuvent également être alignées sur une antenne pour des mesures multi points [74], [75].

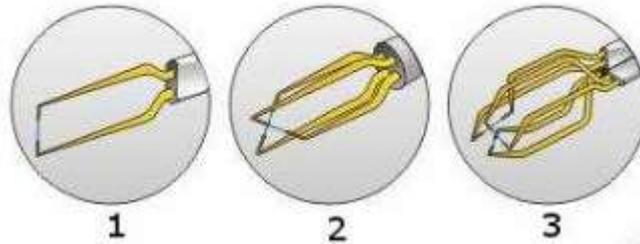


Figure IV. 4: Trois catégories de sondes à fil chaud [75].

#### IV.2.1.1 Bilan thermique pour un fil chaud

Le développement de la théorie pour le bilan thermique d'un fil chauffé par effet *Joule*, permet d'établir ses paramètres d'utilisation. L'étude du bilan thermique en régime permanent et transitoire, permet de définir les relations : statique et dynamique, entre le fil et le fluide en mouvement. Afin de simplifier les équations pour le bilan thermique, on suppose que le transfert de chaleur est monodimensionnel [76].

On considère un fil de longueur  $l$  et de diamètre  $d$  (figure IV.5), tel que le rapport d'aspect  $l/d$  soit très grand (typiquement  $l/d \approx 200$ ). On fait circuler dans ce fil de résistance  $R_w$  un courant d'intensité  $I$ . Le transfert de chaleur  $Q$  du fil à l'écoulement, est fonction de la vitesse du fluide, de la différence de températures entre le fil et le fluide ( $T_w - T_0$ ), où  $T_w$  est la température de fil et  $T_0$  de fluide, ainsi que d'autres paramètres physiques du fluide [77].

En notant  $E$ , l'énergie stockée sous forme de chaleur dans le fil, le bilan de puissance de fil chaud, est représenté sur la figure IV.5.

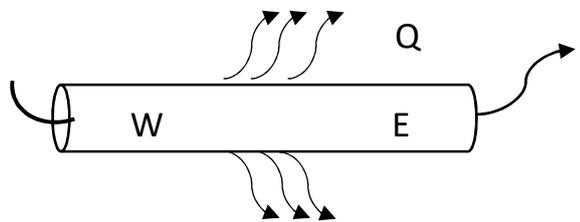


Figure IV. 5: Bilan de puissance sur le fil chaud.

On peut écrire le bilan de puissance de la forme :

$$\frac{dE}{dt} = \frac{dW}{dt} - \frac{dQ}{dt} \quad (IV.1)$$

Où :  $dW = I^2 dR_w > 0$  est la puissance apportée par l'effet Joule et  $dQ$  la chaleur transférée depuis le fil vers le fluide.

Plusieurs effets contribuent à la dissipation de cette chaleur. Pour établir le bilan thermique  $Q$ , on considère les effets physiques suivants :

- Énergie emmagasinée par l'élément (capacité thermique du fil  $\frac{dE}{dt}$ )

$$\rho_w c_w A_w \frac{\partial T_w}{\partial t} dx \tag{IV.2}$$

- Énergie cédée au fluide par convection :

$$\pi dh(T_w - T_0) dx \tag{IV.3}$$

- Énergie cédée au fluide par rayonnement :

$$\pi d \sigma \varepsilon (T_w^4 - T_0^4) dx \tag{IV.4}$$

- Énergie cédée au fluide par conduction :

$$k_w A_w \frac{\partial T_w}{\partial x} \tag{IV.5}$$

En écrivant le bilan thermique total du fil, nous avons :

$$\rho_w c_w A_w \frac{\partial T_w}{\partial t} dx = I^2 R_w - \pi dh(T_w - T_0) dx - \pi d \sigma \varepsilon (T_w^4 - T_0^4) dx - k_w A_w \frac{\partial T_w}{\partial x} \tag{IV.6}$$

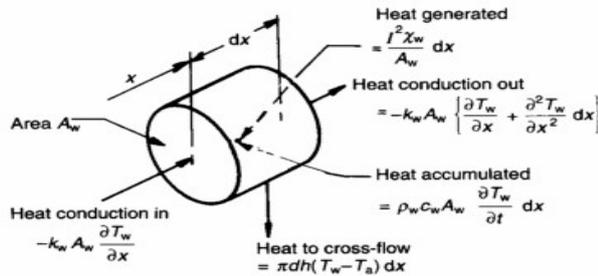


Figure IV. 6: Bilan thermique de fil chaud.

Nous négligerons dans un premier temps la conduction vers les supports, en prenant un rapport d'aspect  $l/d \gg 1$ . Nous admettrons également dans toute la suite, que la puissance rayonnée est négligeable et en posant  $\frac{\partial T_w}{\partial t} = \frac{dT_w}{dt}$  (car on a supposé que la température du fil soit uniforme) et en intégrant sur la longueur  $l$  du fil, nous obtenons :

$$\rho_w c_w A_w \frac{dT_w}{dt} l = I^2 R_w - \pi dh(T_w - T_0) l \tag{IV.7}$$

Dans des conditions équilibrées, on néglige également la petite conduction de la chaleur limite pour les fils minces. La température du fil peut varier, cependant nous supposons que le régime est stationnaire ou permanent et  $T_w$  est indépendante du temps, soit  $\frac{dE}{dt} = 0$ .

Le bilan de puissance devient alors :

$$I^2 R_w = \pi l d h (T_w - T_0) \quad (IV.8)$$

C'est-à-dire que toute l'énergie fournie au fil par effet Joule, est équilibrée par une perte égale en convection [76]. Pour obtenir le coefficient de transfert thermique,  $h$ , nous employons le nombre de Nusselt,  $Nu$  :

$$Nu = \frac{hd}{k_f} \quad (IV.9)$$

En remplaçant  $hd$  dans l'équation par  $Nu \cdot k_f$  on obtient :

$$I^2 R_w = \pi l k_f (T_w - T_0) Nu \quad (IV.10)$$

#### IV.2.1.2 Relation fondamentale de l'anémomètre à fil chaud : la Loi de King

Nous avons une relation qui montre la dépendance du nombre de Nusselt et la vitesse, maintenant on doit déterminer la loi de transfert de chaleur,  $Nu$  en fonction de la vitesse  $v$ , c'est-à-dire du nombre de Reynolds  $Re_w$ , basé sur le fil :

$$Re_w = \frac{vd}{\vartheta} \quad (IV.11)$$

Où  $v$  est la vitesse du fluide,  $d$  le diamètre de fil et  $\vartheta$  la viscosité cinématique.

L.V. King en 1914, a proposé une relation qui relie le nombre de  $Nu$  et le nombre de Reynolds par :

$$Nu = a + b \sqrt{Re_w}^n \quad (IV.12)$$

Donc :

$$I^2 R_w = \pi l k_f (T_w - T_0) \cdot (a + b \sqrt{Re_w}^n) \quad (IV.13)$$

$$\frac{I^2 R_w}{(T_w - T_0)} = \left( a + b \sqrt{\frac{vd}{\vartheta}}^n \right) \pi l k_f \quad (IV.14)$$

$$\frac{I^2 R_w}{(T_w - T_0)} = (A_0 + B_0 \sqrt{v}^n) \quad (IV.15)$$

Où  $A_0$  et  $B_0$  sont des constantes déterminées lors de l'étalonnage statique de la sonde. King, a trouvé une valeur pour l'exposant  $n$  de 0.5 [78] .

### IV.2.1.3 Dépendance de $R_w = f(T_w)$

Reprenons notre bilan de puissance avec le transfert de chaleur :

$$I^2 R_w = \pi l k_f (T_w - T_0) (a + b \sqrt{Re_w})$$

L'avantage de l'anémométrie à fil chaud, réside dans la dépendance de la résistance  $R_w$  avec la température  $T_w$ , permettant ainsi d'accéder à la température  $T_w$  du fil.

Les sondes à fils chauds, ont comme élément sensible un fil de métal dont la résistance électrique varie avec la température. En fait, il s'agit plus exactement de la résistivité du métal qui varie avec la température. Ce changement de résistivité produit un changement de résistance électrique suivant la relation :

$$R = \frac{\rho l}{A} \quad (IV.16)$$

$\rho$  est la résistivité de matériau,  $l$  sa longueur et  $A$  sa surface.

La résistance électrique  $R(T)$  peut s'exprimer à partir d'une expansion en série de Taylor centrée sur  $T_0$ , cette dernière étant une température de référence à laquelle la résistance est  $R_0$ . Dans le cas où seule la température fait varier la résistance, on obtient :

$$R = R_0 + (T - T_0) \frac{\partial R}{\partial T_{T_0}} + \frac{(T - T_0)^2}{2!} \frac{\partial^2 R}{\partial T^2_{T_0}} + \dots + \frac{(T - T_0)^n}{n!} \frac{\partial^n R}{\partial T^n_{T_0}} + r_n(T) \quad (IV.17)$$

En notant :

$$\alpha = \frac{1}{R_0} \frac{\partial R}{\partial T_{T_0}}, \beta = \frac{1}{2! R_0} \frac{\partial^2 R}{\partial T^2_{T_0}}$$

La série de Taylor peut être réécrite sous la forme d'un polynôme de degré  $n$  (pour des applications particulières, certains utilisent jusqu'à  $n = 20 \dots$ ) :

$$R = R_0 [1 + \alpha(T - T_0) + \beta(T - T_0)^2 + \dots] \quad (IV.18)$$

Pour des variations de température relativement faibles (par exemple 0 à 100°C) plusieurs se limitent à une loi d'étalonnage linéaire :

$$R_w(T_w) = R_0 [1 + \alpha(T_w - T_0)] \quad (IV.19)$$

$$\text{Où : } \alpha = \frac{1}{R_w} \frac{\partial R_w}{\partial T}$$

En remplaçant,  $T_w - T_0 = \frac{(R_w - R_0)}{\alpha R_0}$  dans (IV.15), on obtient la relation fondamentale de l'anémométrie, ou loi de King :

$$\frac{I^2 R_w}{(R_w - R_0)} = A + B \sqrt{v} \quad (IV.20)$$

$$\text{Avec } A = \frac{\pi l k_f}{\alpha R_0} A_0 \text{ et } B = \frac{\pi l}{\alpha R_0} B_0 \sqrt{d/\vartheta}$$

#### IV.2.1.4 La dépendance du nombre de Nusselt

Le nombre de Nusselt, caractérisant l'efficacité du transfert convectif. Plusieurs expressions, ont été proposées pour le nombre de Nusselt, mais aucune n'est strictement valide pour un mélange particulier [79]. La relation générale proposée par brun [80] est :

$$Nu = f\left(Re, Pr, Kn, M, \frac{l}{d}\right) \quad (IV. 21)$$

$$Nu : \text{nombre de Nusselt } Nu = \frac{hd}{k} ;$$

$$Re : \text{nombre de Reynolds } Re = \frac{\rho v d}{\mu} ;$$

$$Pr : \text{nombre de Prandtl } Pr = \frac{\mu c_p}{k} ;$$

Gr : nombre de Grashof ;

Ma : nombre de Mach ;

Kn : nombre de Knudsen.

$k$  est la conductivité thermique du gaz,  $\mu$  sa viscosité et  $c_p$  la capacité calorifique du fluide ont une pression constante. Si on prend les considérations suivantes telles que :

- ❖ La convection naturelle est fonction de  $Re$  et  $Pr$  ;
- ❖ La vitesse est inférieure à  $<100\text{m/s}$  ;
- ❖ L'écoulement n'est pas au niveau élevé

Alors, nous pouvons ignorer les effets de  $Gr$ ,  $Ma$  et  $Kn$ . Ainsi, la relation de  $Nu$  devient :

$$Nu = f(Re, Pr)$$

Plus tard Kramer [40], à la base des essais dans différents fluides, a établi une relation empirique entre le nombre de Nusselt, le nombre de Prandtl et le nombre de Reynolds [77]. La loi de Kramer (pour le cas du cylindre circulaire infiniment long) [81] :

$$Nu = 0.42Pr^{0.2} + 0.57Pr^{0.33}Re^{0.5} \quad (IV. 22)$$

La loi de Kramer, est valide dans la plage du nombre de Reynolds de  $1 < Re < 10000$  [76].

La loi de Collis et Williams (tient compte des effets de la variation de température du milieu) :

$$Nu = (0.24 + 0.56Re^{0.45})\left(\frac{T_m}{T_0}\right)^{0.17} \quad (IV. 23)$$

Où  $T_m$  est la température moyenne du film avec :  $T_m = \frac{T_w + T_0}{2}$  [79].

On s'aperçoit donc que toutes ces lois peuvent s'écrire sous la forme de la loi de King. Les valeurs que peuvent prendre les constantes  $A$ ,  $B$  et  $n$ , sont résumées dans le tableau ci-dessous. Soulignons que les lois de Kramer et de Collis & Williams, ont été élaborées pour des cylindres de longueurs infinies. L'étalonnage de Fiedler, a été effectué sur une sonde de longueur finie ( $l = 1 \text{ mm}$  et  $d = 0.65 \text{ }\mu\text{m}$ ).

	A	B	n
Kramer	$3.226 \cdot 10^{-5}$	$8.715 \cdot 10^{-6}$	0.5
Collis et Williams	$1.975 \cdot 10^{-5}$	$11.23 \cdot 10^{-6}$	0.45
Étalonnage de Fiedler	$2.25 \cdot 10^{-5}$	$6.55 \cdot 10^{-6}$	0.5

#### IV.2.2 Mode du fonctionnement des anémomètres

Nous avons la loi de King :

$$I^2 R_w = A + B\sqrt{v} \quad (IV.20)$$

Nous avons maintenant un lien entre le membre de droite représenté par la vitesse et le membre de gauche représenté par la tension  $IR_w$ . On a deux possibilités maintenant :

- ❖ Garder le courant  $I$  constant et mesurer  $v$  à travers les fluctuations de  $R_w$  uniquement ; c'est l'Anémométrie à Courant Constant (CCA) ;
- ❖ Garder la résistance  $R_w$  constante, et donc la température du fil  $T_w$  constante, et mesurer  $v$  à travers les fluctuations de  $I$  : c'est l'Anémométrie à Température Constante (CTA).

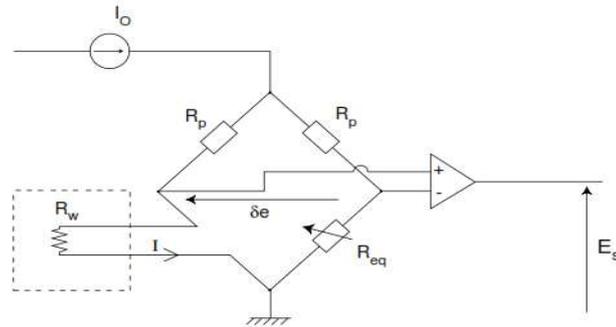
##### IV.2.2.1 L'Anémométrie à Courant Constant (CCA)

Dans ce cas, le courant passant par le fil chaud, est constant. Les fluctuations temporelles de vitesse, induisent des fluctuations de la résistance du fil, que l'on peut écrire sous la forme :

$$R_w(t) = \bar{R}_w + \delta R_w(t) \quad (IV.24)$$

Afin d'obtenir une mesure précise des fluctuations  $\delta R_w(t)$ , il est judicieux de retrancher la valeur moyenne  $\bar{R}_w$ . Ceci s'effectue au moyen d'un montage électronique, le pont de Wheatstone. Dans ce circuit, les deux branches sont équilibrées en moyenne (on règle la

résistance d'équilibre  $R_{eq} = \bar{R}_w$ ), et reçoivent donc chacune, un courant  $I = I_0/2$ , où  $I_0 = cst$  est le courant d'alimentation du pont ; la tension mesurée  $\delta e$ , est donc nulle [82].



**Figure IV. 7:** Circuit électronique utilisé en anémométrie à courant constant [43].

Les fluctuations de résistance  $\delta R_w(t)$ , vont induire un léger déséquilibre du pont, mesurable par la fluctuation de tension :

$$\delta e(t) = I(R_w(t) - R_{eq}) = I\delta R_w(t) \quad (IV.25)$$

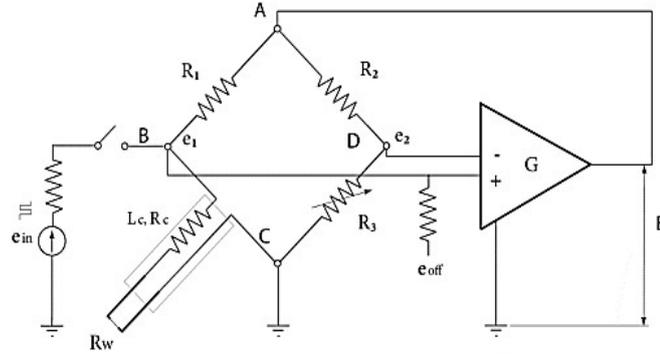
L'avantage de cette méthode est que  $\delta e$  est nul en moyenne, et peut donc être amplifiée ( $E_s = G\delta e$ , où  $G \approx 10^3$ , est le gain de l'amplificateur) afin d'optimiser le rapport signal/bruit.

Cette méthode de mesure n'est pas adaptée à la mesure de fluctuations de l'écoulement à haute fréquence. Le fil peut être facilement brûlé, quand la vitesse est élevée. Par contre, si la vitesse est trop faible, le signal devient trop faible [77] [82].

#### IV.2.2.2 Anémométrie à Température Constante (CTA)

Les défauts de la CCA (inertie thermique et propriétés physiques du film variables) seront corrigés, si l'on trouve le moyen de garder la température du fil  $T_w$ , et donc la résistance  $R_w$  constante : c'est le principe de la CTA [10]. Le fonctionnement de l'anémométrie à température constante est le suivant : le fil ou le film est chauffé électriquement par effet Joule de façon à compenser les pertes thermiques par convection dans l'écoulement, par conduction dans les broches et par rayonnement. Une rétroaction électronique fournit à chaque moment la

puissance électrique nécessaire pour maintenir la résistance, donc la température du fil toujours constante face aux variations de vitesse de l'écoulement [43], [75].



**Figure IV. 8:** Circuit électronique utilisé en anémométrie à température constante [77].

De cette manière, c'est le courant  $I$  qui fluctue, et que l'on mesure à travers les fluctuations de la tension  $e(t) = R_w I(t)$ . Ainsi, l'équation fondamentale de l'anémométrie devient :

$$e = R_w I = \sqrt{R_w(R_w - R_0)(a + b\sqrt{v})} \quad (IV.26)$$

Donc, la tension de sortie est de la forme :

$$E_s = \sqrt{A + B\sqrt{v}}$$

Afin de contrôler l'équilibrage du pont, le point  $B$ , entre le fil chaud et la résistance  $R_1$  et le point  $D$  entre la résistance  $R_2$  et la résistance variable  $R$ , sont connectés à l'entrée du servo amplificateur. De plus, une tension supplémentaire  $e_{off}$  est fournie à l'entrée de l'amplificateur. Si le pont est en équilibre, on a  $R_1 R_3 = R_w R_2$  et la différence entre les potentiels  $e_1$ , dans le point  $B$  et  $e_2$ , dans le point  $D$  est égale à zéro. Au contraire, si le pont n'est pas équilibré, la tension à la sortie de l'amplificateur devient :

$$E = (e_{off} + (e_1 - e_2))G \quad (IV.27)$$

Où  $G$ , est le coefficient d'amplification ou le gain.

Un paramètre très important du fonctionnement de l'anémomètre est le rapport du pont  $R_1/R_2$ . Habituellement, on utilise un rapport du pont 1:1 ou 1:20. Le rapport 1:1 rend le pont plus sensible aux fluctuations de l'écoulement. Le rapport 1:1 est couramment utilisé quand le câble de connexion du fil chaud est long et quand on a besoin d'augmenter la fréquence de mesure. Un autre paramètre important, est le coefficient de surchauffe  $= \frac{R_w}{R_0}$ . Ce coefficient

représente le rapport entre l'augmentation de résistance durant le fonctionnement et la résistance du fil chaud à froid [77].

Du point de vue rapport signal/bruit, les deux modes de fonctionnement sont équivalents quand les conditions de mesures sont identiques. Les anémomètres CTA sont plus faciles à utiliser et ce mode est actuellement le plus employé.

L'avantage principal de CTA est que la réponse en fréquence n'est pas limitée par l'inertie thermique du fil, puisque sa température ne varie pas (à la différence du CCA). La fréquence de coupure peut aller jusqu'à plus de 100 kHz [43].

### IV.2.3 l'étalonnage

L'équation qui permet d'évaluer analytiquement les coefficients **A**, **B** et  $n$  de la loi de King, ne donne que des valeurs très approximatives. En réalité, la vitesse calculée à l'aide de ces coefficients, présente un écart important et l'étalonnage de fil chaud avant chaque mesure devient indispensable. Le but de l'étalonnage est d'extraire les coefficients de fil chaud réels à partir d'un tableau expérimental composé par  $N$  couples des valeurs de la tension  $E_s$  et de la vitesse correspondante  $v$ , et on ajuste les coefficients **A** et **B** de la loi de King. Il suffit ensuite d'inverser (électroniquement ou informatiquement) la loi de calibration pour en déduire  $v(t)$  à partir du  $E_s(t)$  mesurée.

Remarquons que la non-linéarité de cette loi de King, est la principale difficulté de l'utilisation de l'anémométrie à fil chaud : Une petite erreur sur la mesure de  $E_s(t)$  peut conduire à une erreur importante sur  $v$ .

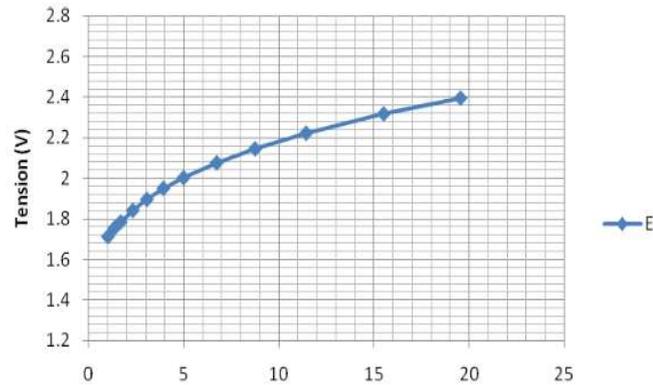
Expérimentalement, on observe qu'une loi de King modifiée est de la forme :

$$E_s^2 = A + Bv^n$$

(Avec  $n$  entre 0.4 et 0.6). Afin de déterminer les coefficients **A**, **B** et  $n$ , on mesure à vitesse nulle  $A = E_s^2$ , puis on trace en coordonnées logarithmiques :

$$\log(E_s^2 - A) = \log B + n \log v \quad (IV. 29)$$

On obtient l'exposant  $n$  en mesurant la pente de la droite  $\log(E_s^2 - A)$  en fonction de  $v$ , et **B** grâce à l'ordonnée à l'origine [10, 36].



**Figure IV. 9:** Étalonnage d'un fil chaud selon la Loi de King en fonction de la vitesse [77].

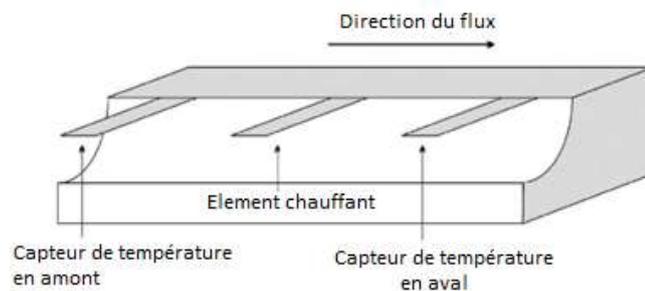
#### IV.2.4 L'évolution des anémomètres à fil chaud

Comte-Bellot dans [71] a noté que l'origine précise de l'anémomètre à fil chaud ne peut pas être précisément déterminée. L'une des études antérieures de transfert de chaleur à partir d'un fil métallique chauffé, a été faite par Boussinesq en 1905. Les résultats obtenus par Boussinesq, ont été utilisés par L.V. King en 1914 dans [78], où il a vérifié expérimentalement ses résultats théoriques. Ces enquêtes antérieures de l'anémomètre à fil chaud considèrent que la chaleur moyenne caractéristique, est transférée par le fil chauffé. Comte-Bellot dans [71] a noté que les premières mesures quantitatives des fluctuations des écoulements incompressibles subsoniques ont été faites en 1929 par Dryden et Kuethe en utilisant un anémomètre à courant constant où la réponse en fréquence du fil, a été étendue par l'utilisation d'un amplificateur compensateur. En 1934, Ziegler a développé un anémomètre à température constante pour la mesure des fluctuations à l'aide d'un amplificateur de contre-réaction pour maintenir la température du fil constante jusqu'à une fréquence donnée. Dans les années 1950, Kovaszny a étendu l'anémomètre à fil chaud aux écoulements compressibles, où il avait constaté expérimentalement que dans un écoulement supersonique le fil chauffé, est sensible seulement au débit massique et la température totale. Kovaszny a développé une technique graphique pour obtenir ces fluctuations, utilisée surtout en écoulement supersonique. Dans un écoulement subsonique compressible, le transfert de chaleur à partir d'un fil, est fonction de la vitesse, la densité, la température totale et la température de fil [83].

### IV.3 Principe de Thermotransfert calorimétrique

Les sondes calorimétriques sont des sondes thermiques à débit qui mesurent l'asymétrie des profils de la température autour de l'élément de chauffage. La figure IV.10 montre la distribution théorique du champ de température autour d'un élément de chauffage. La figure IV.10 montre le champ de température mesuré sur une membrane de silicium avec un élément de chauffage au centre. Dans le cas où il n'y a pas de flux, le profil de la température est, symétrique. Quand un flux existe de droite à gauche, le profil de la température devient asymétrique. Deux sondes de mesure de température en amont et en aval mesurent cette asymétrie et par conséquent, le débit [84].

Le déplacement du profil de température provoquée par l'écoulement de fluide autour d'un élément de chauffage peut être utilisé pour mesurer de très faibles débits de masses. En fonction de l'emplacement des éléments de chauffage et de détection, il existe deux types de capteurs : les capteurs calorimétriques intrusifs qui se trouvent dans le fluide, et non intrusifs situés en dehors du fluide.



**Figure IV. 10:** Schéma d'un capteur calorimétrique [85].

### IV.4 Capteur à Temps de vol

Le capteur à temps de vol est constitué d'un élément chauffant et un ou plusieurs capteurs de température en aval, son principe de fonctionnement est de mesurer le temps qu'il faut à une impulsion de chaleur pour se déplacer à partir de l'élément chauffé jusqu'au capteur. Comme les capteurs de débit calorimétrique, ce type de capteur peut également être utilisé pour la connaissance de direction. Cependant, sur une échelle microscopique, la diffusivité thermique de fluide joue un rôle important pour la mesure du signal d'écart de la relation idéale

$t_{pic} = \frac{x}{v}$  entre la crête de l'impulsion mesurée à une distance  $x$  et la vitesse  $v$ . Pour le cas

simplifié d'une source de chaleur dans une ligne d'écoulement uniforme, Marshall provient à une solution analytique décrivant la réponse thermique à une impulsion de chaleur [86].

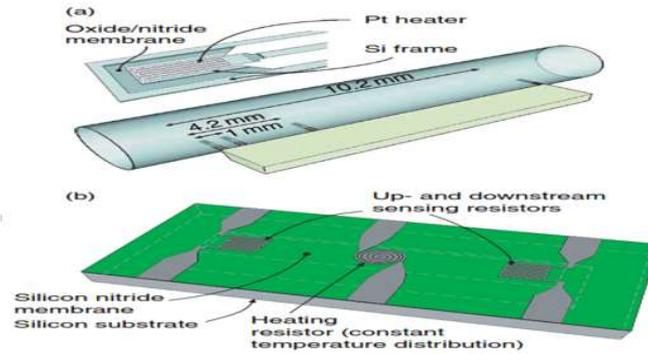


Figure IV. 11: Capteur de temps du vol [86].

#### IV.5 Débitmètre massique thermique

Les débitmètres massiques thermiques sont relativement nouveaux dans le domaine du comptage industriel. Selon ISO 14511, ce sont des appareils de mesure du débit, qui utilisent le transfert de chaleur pour mesurer et indiquer le débit massique. Dans le cas de débitmètre massique thermique à dispersion, ou immergeables la chaleur est transférée à la couche frontière du fluide s'écoulant au-dessus de la surface chauffée. Ce type de débitmètre consiste à mesurer le débit massique de fluide par l'intermédiaire de transfert de chaleur par convection. Dans le cas du type de tube capillaire, la chaleur est transférée à la masse du fluide s'écoulant à travers un petit tube capillaire chauffée [68].

Le débitmètre massique thermique mesure le taux de l'écoulement de la masse du gaz mais, il exige la connaissance de sa composition. Ils sont classés en deux types :

- ✓ Les débitmètres massiques thermiques à dispersion ou immersif ;
- ✓ Les débitmètres massiques thermiques à tube capillaires [87].

Lorsqu'un débitmètre thermique est employé, certains éléments peuvent être ajouté comme :

- Le régulateur de débit massique thermique : dispositif de contrôle du débit comprenant un compteur débitmètre massique thermique, une vanne et l'électronique de commande ;
- Un émetteur : un élément électronique associé fournissant de la puissance électrique à l'élément de chauffage et transformant les signaux provenant des capteurs de température pour fournir les paramètres mesurés de la sortie.

Le choix de la conception appropriée pour une application particulière, dépend principalement de :

- Le débit et la plage requis ;
- La qualité du gaz ;
- Les dimensions de la conduite.

#### IV.5.1 Débitmètre massique thermique à dispersion ou immersif ITMF

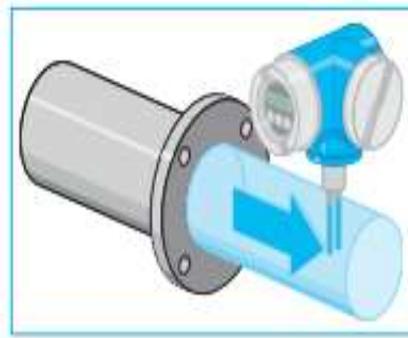
Les débitmètres massiques thermiques à dispersion, sont composés normalement d'un ou deux capteurs de température avec structure de support, exposés à tout le flux du gaz [68]. Ils comprennent une famille d'instruments pour la mesure du débit massique total d'un fluide, principalement des gaz, s'écoulant à travers des conduites fermées. L'opération de débitmètres massiques thermiques à dispersion, est attribuée à LV King qui, en 1914, a publié la loi qui porte son nom [78], montrant comment un fil chauffant immergé dans un écoulement de fluide, mesure la vitesse de masse en un point dans l'écoulement. King a appelé son instrument un "anémomètre à fil chaud" [88]. Il a fallu attendre les années 1960 et 1970 pour que les débitmètres massiques thermiques à dispersion et à revêtement métallique de qualité industrielle deviennent applicable et répondant aux besoins incessants de l'industrie et deviennent disponibles dans le commerce [87]. Les débitmètres thermiques à dispersion, sont généralement employés pour des applications industrielles générales d'écoulement de gaz dans des conduites, les deux types mesurent le taux d'écoulement au moyen de transfert convectif de chaleur à partir d'une surface de chauffage au fluide débordant. L'arrangement de l'élément de chauffage et l'élément sensible diffère selon le fabricant, mais le principe de base reste le même. Ce débitmètre est produit par un nombre croissant de fabricants ces dernières années et devient une solution incontournable aux besoins d'un débitmètre massique trop sensible [41].

Les débitmètres massiques thermiques à dispersion mesurent la chaleur convective transférée à partir de la sonde de vitesse chauffée aux molécules de gaz. Puisque les molécules représentent la masse du gaz, les débitmètres thermiques à dispersion mesurent directement le taux de débit massique.

Cependant, durant ces dernières années, ils sont devenus de plus en plus importants pour la mesure d'écoulement du gaz dans le procédé industriel, offrant une approche de la mesure de débit massique à faible coût que l'alternative de Coriolis [89]–[91].

Le débitmètre thermique à dispersion, a deux configurations principales :

- ❖ Débitmètre à insertion dans une tuyauterie ;
- ❖ Débitmètre en ligne.

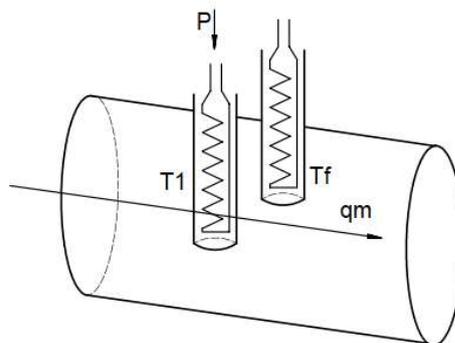


*Figure IV. 12: modèles d'un débitmètre massive thermique à dispersion [92].*

- ❖ **Débitmètre en ligne** : un débitmètre installé directement dans la ligne de conduite et en plein écoulement du fluide dans le tuyau qui le traverse. Un débitmètre avec des capteurs montés dans un corps en écoulement, qui joue le rôle de partie intégrante de la conduite ;
- ❖ **Débitmètre à insertion** : un débitmètre inséré dans la ligne de tuyaux mesure la vitesse en un point (ou un petit volume) dans la surface de section transversale de la conduite avec des capteurs montés sur une sonde, insérée à travers la paroi de la canalisation [68].

#### IV.5.1.1 Principe de fonctionnement

Un débitmètre massive thermique industriel mesure soit la vitesse en un point dans un écoulement du gaz, ou le débit massive totale à travers un canal ou un tuyau. Comme représenté sur la figure IV.13, dans les deux configurations, le débitmètre comprend deux capteurs de température. Un capteur est chauffé électriquement par une puissance de chauffage  $P$ , ce qui fait monter sa température à une valeur mesurée  $T_1$ . L'autre capteur mesure la température du gaz  $T_f$ . Le débit massive de gaz peut être déterminé à partir de la différence de température entre le capteur chauffé et le capteur de gaz  $\Delta T$  et la quantité de puissance de chauffage  $P$  appliquée [68], [93]. Un débitmètre ITMF typique, comprend deux capteurs de température comme montre la Figure IV.13.



*Figure IV. 13: Configuration des capteurs utilisés dans les débitmètres thermiques industriels [68].*

La relation entre la puissance de chauffage  $P$ , la différence de température  $\Delta T$  et le débit massique  $q_m$  peut être exprimé comme suit :

$$\frac{P}{\Delta T} = K_1 + K_2(q_m)^{K_3} \quad (\text{IV.30})$$

Avec :

$K_1$ ,  $K_2$ , et  $K_3$  sont les paramètres de conception et d'étalonnage ;

$\Delta T$  est la différence de température exprimée en Kelvins ;

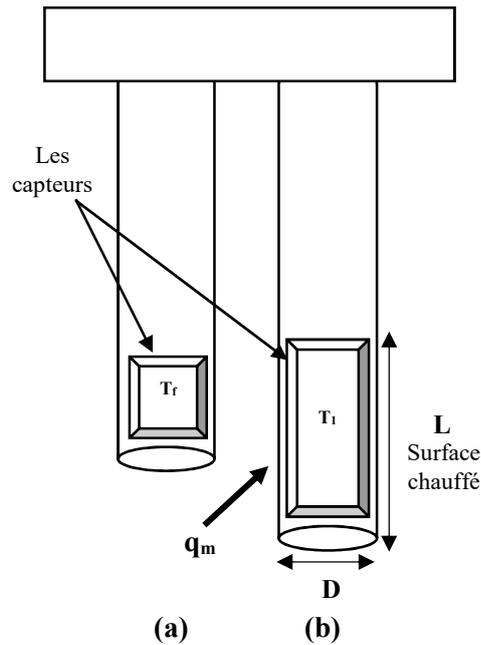
$P$  la puissance de chauffage en W ;

$q_m$ , est le débit massique Kg/s.

Ceci est connu sous la loi du King comme montré au paravent dans ce chapitre. Les coefficients  $K_1$  et  $K_2$  dépendent de la géométrie des capteurs de détection ainsi que des propriétés du gaz spécifiques telles que la conductivité thermique, la viscosité et la capacité thermique spécifique.  $K_3$  dépend du nombre de Reynolds. La valeur numérique de ces facteurs étant spécifique au compteur et au gaz, le débitmètre thermique à dispersion doit être étalonné pour le gaz souhaité pour la mesure du débit [68].

La figure IV.14 montre un élément de détection du flux massique thermique. Il se compose de deux capteurs : un capteur de vitesse de débit et un capteur de température qui corrige automatiquement les changements dans les températures du gaz. La section chauffée du capteur de vitesse est constituée d'un capteur de température auto-chauffé qui chauffe le capteur et mesure sa propre température moyenne  $T_1$ . Le capteur de température de fluide n'est pas auto-chauffé et mesure la température  $T_f$  de fluide. Les deux capteurs sont des résistances détectrices de température (RTD) en platine. La résistance électrique des RTD augmente avec l'augmentation de la température, ainsi, ils sont les capteurs les plus utilisés pour la mesure de température exacte. D'autres types d'éléments de détection, tels que les thermocouples, les thermistances et les dispositifs micro-électroniques usinés sont utilisés par certains fabricants [21].

Les capteurs de débit de la plupart des débitmètres massique thermiques à dispersion industriels, ont des sondes de vitesse et de température de fluide cylindriques asymétriques montées côte à côte. Les deux sondes sont engainées dans des gaines métalliques résistants à la corrosion tubulaire.



(a) Capteur de température de fluide

(b) Capteur de vitesse

**Figure IV. 14:** Élément de détection du flux massique thermique.

Le courant électrique passe à travers le capteur de débit massique pour le chauffer jusqu'à une température différentiel constante ( $T_1 - T_f$ ) au-dessus de la température du gaz  $T_f$  et mesure la quantité de chaleur  $Q_c$  emportée par le refroidisseur de gaz lorsque le flux passe par le capteur. Etant donné que la chaleur est évacuée par les molécules de gaz, le capteur chauffé mesure directement la vitesse du débit du gaz.

De point de vue fonctionnel, la sonde de température du fluide mesure la température de fluide  $T_f$ , la sonde envoie une commande à l'émetteur pour fournir le courant électrique nécessaire à la sonde de vitesse pour qu'elle s'auto chauffe à une température moyenne  $T_1$  élevée au-dessus de la température du fluide. La chaleur transférée par convection de la sonde de vitesse de débit au fluide débordant fournit le taux de débit massique  $q_m$  désiré.

La commande de la sonde de débit, est souvent réalisée par un pont analogique de Wheatstone. La sonde du débit et la sonde de température de fluide, sont situées sur les branches opposées du pont de Wheatstone. Ceci fournit la compensation analogue pour les changements de la température du fluide [93].

#### IV.5.1.2 Mode de fonctionnement

En pratique, La commande de sonde du débit obéit à deux modes de fonctionnement pour mesurer le débit massique du gaz en utilisant soit la méthode à puissance constante, soit la méthode à différence de température constante.

### ❖ Mode de la différence de température constante

Dans ce mode de fonctionnement, la commande maintient la sonde de débit à une valeur différentiel de température constante  $\Delta T$  entre la température de la sonde de débit chauffée  $T_1$  et la température de fluide  $T_f$ . Le signal de sortie est la puissance électrique  $P$  assurant le chauffage de la sonde de débit requise pour garder  $\Delta T$  à une valeur constante.

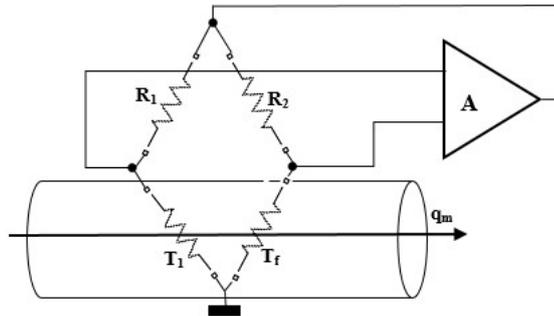


Figure IV. 15: Circuit du mode de différence de température constante.

### ❖ Mode de différence du courant Constant

Dans ce mode de fonctionnement, la puissance de chauffage électrique ( $P$ ) est maintenue constante pendant la mesure de la température différentielle  $\Delta T$  qui représente le signal de sortie.

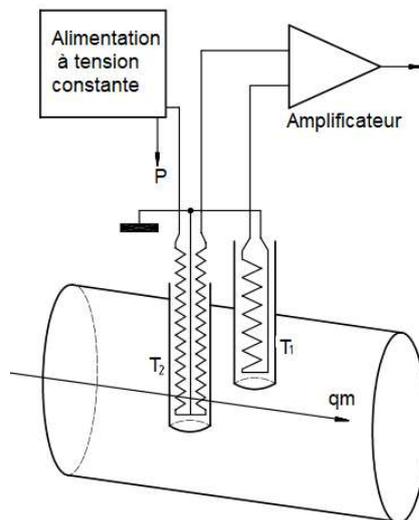


Figure IV. 16: Circuit du mode de différence du courant constant [68].

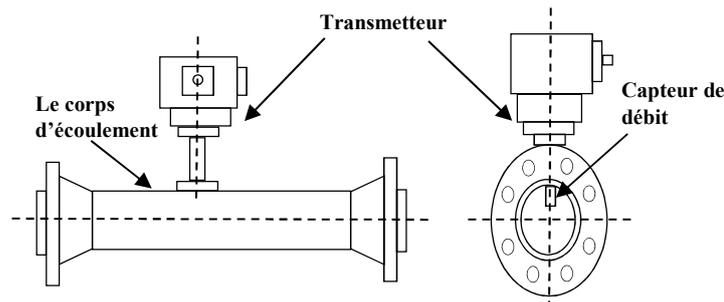
#### IV.5.1.3 Conception de base d'un débitmètre thermique à dispersion

Un compteur massique thermique, est composé de trois composants fonctionnels de base : le corps du compteur, les capteurs et le module électronique. Le module électronique est considéré comme un appareil secondaire et peut être éloigné du corps du compteur. Il fournit

la source d'alimentation pour les capteurs et l'électronique de processus. La sortie du compteur peut être spécifiée sous forme de taux ou sortie totale dans une plage d'unités. Des sorties supplémentaires, peuvent généralement être fournies, comme les performances et les diagnostics [68].

#### IV.5.1.3.1 Configuration du Débitmètre en ligne

Les débitmètres massiques thermiques à dispersion en ligne sont généralement appliqués à des tuyaux et des conduites avec des diamètres de 10 à 200 mm. Comme représenté sur la figure IV.13, les débitmètres en ligne se composent des principaux éléments suivants : le corps d'écoulement, le procédé de raccordement, capteur de débit, conditionneur d'écoulement et l'émetteur. Les Débitmètres en ligne, mesurent le débit massique total circulant à travers le tuyau. Les procédés de raccordement, sont des brides, des filetages de tubes, ou des installations de compressions. Le conditionneur d'écoulement séparé ou intégré en amont du capteur d'écoulement réduit la longueur droite du tuyau en amont du corps d'écoulement requise pour atteindre un profil d'écoulement indépendant des perturbations et des non-uniformité de débit en amont [88].

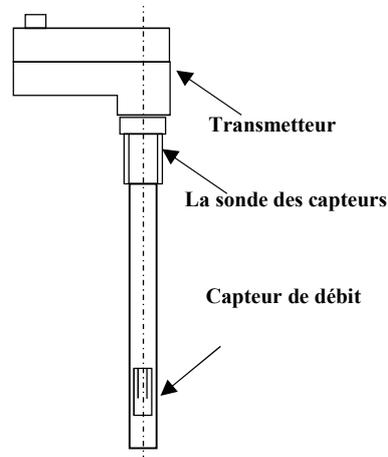


*Figure IV. 17: Configurations du débitmètre en ligne.*

#### IV.5.1.3.1 Configuration du débitmètre à insertion

Les débitmètres à insertion sont généralement appliqués à des tuyaux et des conduites de diamètres de 75 mm à 5 m. Parce qu'ils sont plus économiques que les débitmètres en ligne, on les trouve dans les applications des petites conduites. Les débitmètres d'insertion ont les mêmes composants principaux comme les débitmètres en ligne sauf le corps d'écoulement. Leur procédé de raccordement est une installation de compression ou des brides soudé ou vissée dans une conduite de fluide.

Les capteurs sont installés à l'extrémité d'une sonde qui est insérée dans le flux de gaz en circulation. Le débit massique total est déterminé à partir du débit ponctuel mesuré dans la zone de section transversale de la conduite. Une protection physique des capteurs est généralement inclus [93].



*Figure IV. 18: Configuration du débitmètre à insertion.*

#### IV.5.2 Débitmètre massique thermique à tube capillaire CTMF

Les débitmètres massiques thermiques à tube capillaire ont été commercialisés pour la première fois en 1960, où l'industrie de l'espace était un des premiers utilisateurs avant l'apparition de l'industrie des dispositifs à semi-conducteur. Après l'énorme découverte des circuits intégrés à semi-conducteur et avec leur croissance exceptionnelle, le marché des débitmètres thermiques à tube capillaire a connu aussi un développement en parallèle.

À partir des années 1970 et 1980, l'industrie a identifié les avantages pour l'emploi des débitmètres massiques thermiques à tube capillaire dans une large gamme d'applications et plusieurs nouvelles compagnies étaient formées pour servir ce marché croissant [87]. Cette industrie est d'ailleurs née pour les besoins spécifiques en matière de technologie des semi-conducteurs. Au début des années 70, Celle-ci devait réguler les faibles débits de gaz, notamment pour déposer des dopants ou autres composés à l'état gazeux sur les matériaux semi-conducteurs. C'est ce qu'on appelle la CVD pour *Chemical Vapor Deposition*. Très vite, le principe thermique apparaît comme le seul adapté à des débits de gaz aussi faibles que quelques millilitres par minute [41].

##### IV.5.2.1 Principe du fonctionnement

Un débitmètre CTMF typique, comprend un corps de compteur et un capteur de débit. Le capteur de débit est monté de manière intégrée dans le corps du compteur. Dans sa conception,

l'écoulement entrant prend deux chemins, une partie du gaz, traverse un tube capillaire de diamètre très petit contenant une sonde chauffante avec un rapport suffisant de longueur sur diamètre, pour assurer l'écoulement laminaire et deux éléments de sensation de température ( $T_1$ ,  $T_2$ ) placés en amont et en aval de la sonde chauffante. La deuxième partie traverse un tube parallèle au tube capillaire. La résistance thermique transfère la chaleur au gaz à travers la paroi de tube. La figure IV.19 montre un compteur CTMF simplifié avec un capteur de débit typique constitué d'un tube mince et de deux capteurs de température.

Une alimentation de précision fournit une chaleur constante au capteur de débit. Lorsque le débit augmente, la chaleur est évacuée de la sonde en amont  $T$  vers la sonde en aval  $T$ . Un circuit en pont interprète la différence de température et un amplificateur fournit le signal de sortie du débit. La différence de température entre l'amont et l'aval de l'élément chauffant permet de déduire le débit massique à condition de connaître la chaleur spécifique du gaz [41], [87].

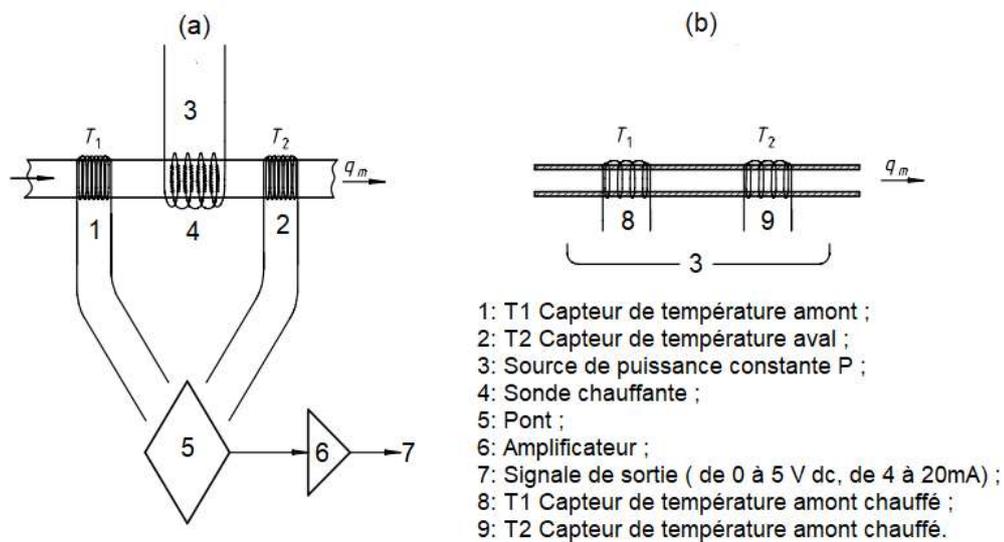


Figure IV. 19 : Deux configurations de débitmètre CTMF [68].

L'incertitude typique d'un débitmètre thermique à tube capillaire est de  $\pm 1\%$ .

L'équation caractéristique de ce phénomène est :

$$q_m = \frac{q_h}{K c_p \Delta T} \quad (IV. 31)$$

Avec :

$q_m$  : le débit massique en g/s ;

$q_h$  : la puissance thermique en J/s ;

$K$  : constante ;

$c_p$  : la chaleur spécifique du gaz en  $J/kg.K$ ;

$\Delta T$  : la différence de température mesurée en Kelvin.

Dans le mode de fonctionnement alternative illustré sur la figure IV.19 (a), la sonde de température, est utilisée pour ajuster la chaleur dans les trois éléments de chauffage pour les garder à température constante.

Le mode illustré sur la figure IV.19 (b) montre une conception qui emploie la différence de température entre les deux enroulements placés le long de l'axe du tube, les deux sont chauffés. Les enroulements agissent également comme des thermomètres. Lorsqu'il y a un écoulement, la sonde en aval est refroidie moins que la sonde en amont et la différence de température est utilisée pour mesurer le débit. Pour les grands écoulements, un élément de déviation laminaire est utilisé. Figure IV.20 montre un modèle du débitmètre CTMF typique.

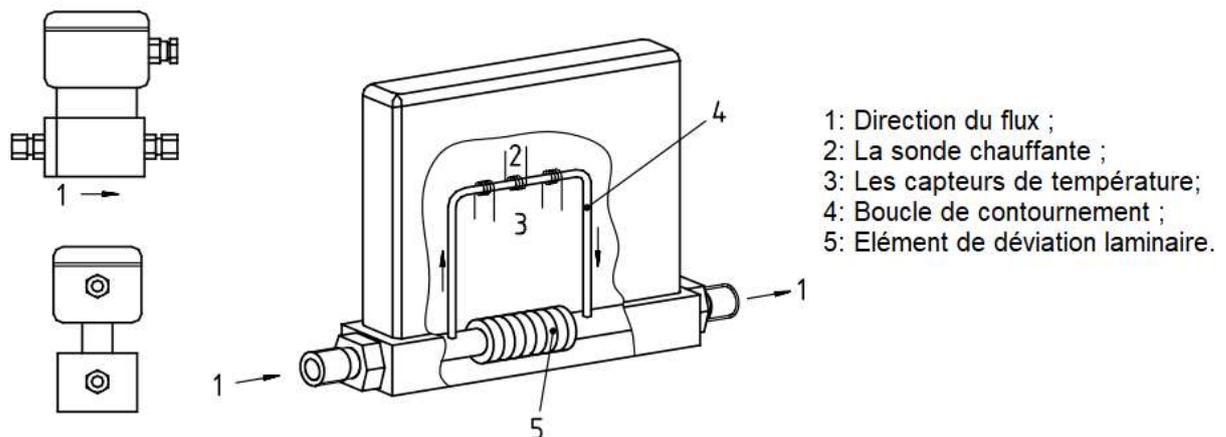


Figure IV. 20: modèle typique d'un débitmètre CTMF [68].

#### IV. 5.2.2 Applications et limitations d'utilisation

##### ❖ Application et propriétés du fluide

Afin d'identifier le compteur optimal pour une application donnée, il est important d'établir la gamme des conditions à respecter auxquels il sera soumis. Ces conditions devraient inclure :

- Les débits de fonctionnement ;
- Les propriétés et la composition du gaz ;
- La gamme de pressions du processus ;
- La gamme de températures du processus.

### ❖ Effets d'installation pour le profil d'écoulement

La performance d'un compteur CTMF, n'est pas affectée par le tourbillon de fluide et les profils de vitesse non uniformes induits par configurations de tuyauterie en amont et en aval.

Des filtres ou autres dispositifs de protection doivent être installés en amont du compteur pour éliminer les particules solides ou les gouttelettes de liquide, susceptibles de provoquer des erreurs de mesures.

### ❖ Les vibrations hydrauliques et mécaniques

Les vibrations dans la chaîne de traitement, n'ont normalement aucun effet sur les performances du compteur CTMF. Cependant, toutes les vibrations doivent rester dans les limites de la pratique courante.

### ❖ Les vannes

Les vannes en amont et en aval d'un compteur CTMF, installées dans le but d'isoler et de mettre à zéro le compteur, peuvent être de tous types. Les vannes de régulation en série avec un compteur CTMF doivent être installées à proximité du compteur TMF de manière à minimiser le volume mort.

#### IV.5.2.3 Paramètres de sélection d'un compteur CTMF

Les spécifications de performance suivantes doivent être prises en compte :

- L'incertitude :
  - La conformité des conditions réelles d'installation et de fonctionnement avec les données du fabricant ;
  - La procédure d'étalonnage utilisée et traçabilité du matériel d'étalonnage ;
- La répétabilité ;
- La stabilité ;
- L'effet de la température ;
- L'effet de la pression ;
- L'effet d'orientation de montage.

#### Les Spécifications de l'émetteur

Les spécifications de l'émetteur suivantes doivent être prises en compte :

- La compatibilité électrique, électronique et climatique de la sécurité ;
- L'options de sortie requise.

### IV.5.3 L'étalonnage des débitmètres massique thermique

Un étalonnage individuel pour chaque débitmètre massique thermique doit être effectué. Les résultats de cet étalonnage et les conditions sous lesquels il a eu lieu doivent être présentées dans un certificat d'étalonnage.

L'étalonnage des débitmètres thermique, est similaire à l'étalonnage de tout autre débitmètre, en ce que la sortie du compteur, soit analogique et / ou numérique, est comparée à une référence appropriée présentant une meilleure incertitude à une norme traçable sur la plage de mesure requise. Lorsque le débitmètre de référence, est un appareil de mesure volumétrique, une compensation de la température et de la pression, sera nécessaire pour permettre le calcul du débit massique.

Les considérations pour l'étalonnage sont les suivantes :

- L'étalonnage préféré est celui qui est effectué dans des conditions aussi proches que possible des conditions de fonctionnement réel du débitmètre ;
- Le dispositif auquel l'étalonnage est effectué doit pouvoir être relié à un étalon national ou primaire ;
- La collecte des données et le calcul de l'incertitude, doivent être effectués conformément à la norme ISO 7066-2 et aux GUM.

#### ❖ L'utilisation du gaz souhaité dans les conditions du procédé

C'est la méthode préférée, qui offre le meilleur énoncé d'incertitude, mais la faisabilité de cette méthode dépend de l'application.

#### ❖ Étalonnage in situ

Lorsque cela est possible, un étalonnage in situ, peut fournir le meilleur résultat d'étalonnage, car il peut être effectué dans les conditions de processus réelles. Il combine également tous les effets d'installation sur le débitmètre TMF dans le résultat final. Cependant, un étalonnage in situ adéquat ne peut être effectué que si le dispositif de référence possède un enregistrement d'étalonnage traçable. Il est de pratique courante que le dispositif de référence soit un « compteur maître » défini, conforme aux normes nationales. Il convient de veiller à ce qu'il n'y ait aucune fuite entre le débitmètre de référence et le débitmètre TMF à étalonner et que les conditions du processus soient stables lors de la collecte des données.

### ❖ Débitmètre thermique à insertion

En raison des grandes tailles de conduits impliquées, il n'est souvent pas pratique d'étalonner en usine le compteur à insertion-ITMF en fonction de la taille réelle de la conduite installée. Par conséquent, il est de pratique courante de calibrer en fonction d'une vitesse normalisée plutôt que du débit total. L'étalonnage final du débit, est obtenu par une mise à l'échelle numérique dans l'émetteur qui tient compte du diamètre final de la conduite et des unités de débit souhaitées. L'incertitude d'une telle installation de mesure est augmentée en raison de la dépendance des calculs sur le profil d'écoulement à travers le diamètre de la conduite.

### ❖ La fréquence d'étalonnage

Un compteur TMF correctement installé en utilisation normale ne comporte aucune pièce d'usure et, sur cette base, il n'y a aucune raison technique pour laquelle l'étalonnage du compteur doit dériver. Sur cette base, il peut être plus approprié de vérifier la performance du compteur in situ plutôt que de procéder à un recalibrage complet. La fréquence à laquelle le débitmètre est vérifié, dépend généralement des qualités, devant être régies par la criticité de l'application. En cas de doute, il est recommandé que cette fréquence, soit une ou deux fois par an réduite en conséquence au fur et à mesure de l'historique des performances du débitmètre [41], [68].

## IV.6 Conclusion

Ce chapitre englobe les différents capteurs thermiques du débit. Le type du capteur et son échelle, dépendent des besoins voulus par le chercheur, des spécifications de chaque type et des besoins en industrie.

Le débitmètre massique thermique à passage intégrale ou à dispersion est un dispositif mettant en œuvre la technologie des anémomètres à fils chaud. L'anémomètre thermique est devenu largement répandu pendant plusieurs années en tant qu'outil de recherche et d'industrie. Le débitmètre massique thermique à tube capillaire CTMF, mesure directement le taux d'écoulement de la masse des gaz propre et les mélanges de gaz propres dans les faibles écoulements.

L'étude de ces débitmètres et les différentes technologies existantes, nous donnent un aperçu sur les conditions appropriées pour l'utilisation de chaque type.

*Chapitre V :*

*Etude numérique des  
débitmètres massiques  
thermiques à dispersion*

## V.1 Introduction

La mesure du débit joue un rôle important dans l'industrie du pétrole et du gaz, où le débitmètre massique, est de plus en plus apprécié que le débitmètre volumétrique [5]. De nombreux dispositifs, sont utilisés pour le débit volumique, en particulier pour le comptage transactionnel du gaz naturel comme les compteurs à plaque à orifice conventionnels, les compteurs à ultrasons et à turbine [5]–[8]. Le débit massique du gaz naturel, est mesuré à l'aide d'autres types d'instruments, indépendants des effets de la température et de la pression, tels que les débitmètres à effet Coriolis et les débitmètres massiques thermiques. Néanmoins, toujours à l'heure actuelle, aucun des débitmètres massiques thermiques n'a été utilisé dans les installations de comptage fiscal pour le gaz naturel [5], [6].

Dans l'industrie d'hydrocarbure, le comptage se caractérise par un haut degré d'exigence en ce qui concerne la qualité et la précision des produits destinés pour la transaction commerciale. Un système de comptage nécessite périodiquement le contrôle, la vérification et l'étalonnage du système pour assurer son efficacité opérationnelle.

Par conséquent, la rareté des études numériques dans le domaine de recherche et d'application des débitmètres massiques thermique à dispersion pour le comptage nous a amenés à réfléchir sur une étude numérique dans le but de combler le vide existant.

Afin de valider l'approche du modèle numérique, les résultats de la simulation ont été comparés aux données expérimentales d'un champ de production du gaz naturel connu sous le nom de Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) situé dans le sud-est de l'Algérie utilisant un débitmètre à Orifice. Les résultats numériques des compteurs thermiques sont en bon accord avec ceux des compteurs à Orifice du gisement GTFT.

Ce chapitre est consacré à l'étude numérique des performances des débitmètres massiques thermique à dispersion :

En premier lieu, la description du fonctionnement d'un modèle industriel est présentée.

Ensuite, une présentation du système du comptage dynamique à Orifice du champ de production GTFT est faite. Cette étude portera sur le problème de calcul d'erreur et l'influence des paramètres thermodynamique sur les résultats de mesure.

## V.2 état d'art des débitmètres massique thermique

Les premiers débitmètres massiques thermiques sont apparus dans les États-Unis d'Amérique résultant d'un développement indépendant mené par deux sociétés. Une de ces sociétés était Fluid Components International FCI qui a commencé par développer des commutateurs de flux thermiques utilisés dans le champ pétrolier. Le développement précoce sur le marché des débitmètres est le résultat de la collaboration de John G. Olin et Jerry Kurz, qu'ils ont développé les anémomètres à fil chaud et à film chaud pour des applications de recherche dans les domaines de la dynamique des gaz, de la turbulence et des flux d'air. Ces recherches ont été élaborées au profit de la compagnie Thermo Systems Inc. (TSI) dans le début des années 1970. Alors que G. Olin et Kurz effectuaient des recherches avec des anémomètres, ils étaient plus intéressés par le développement de produits de mesure pour les environnements industriels, cela nécessitait un appareil plus robuste qu'un anémomètre. Ils ont sollicité TSI pour développer des produits industriels, mais cela n'était pas le cas. En conséquence, Olin et Kurz décident de créer leur propre société nommée Sierra Instruments en 1973. En 1977, Jerry Kurz a décidé de devenir indépendant et a créé Kurz Instruments.

Au début des années 1980, Sierra, Kurz et Fluid Components étaient les seules entreprises à fabriquer des débitmètres massiques thermiques. A nos jours, certaines des plus grandes sociétés de fabrication des débitmètres ont pénétré le marché, parmi lesquelles Endress + Hauser (E+H) et ABB.

Le travail sur les normes de construction de ces appareils était fait par G. Olin [49], [88], [93]–[95] il a étudié la construction, les principes de fonctionnement et les applications des débitmètres massiques à dispersion industrielle. Hardy et al. [12] ont décrit des corrélations empiriques pour les débitmètres thermiques, les méthodes de conversion et les modèles thermiques utilisés pour vérifier les performances des débitmètres. Viswanathan et al dans [96] ont fait le design et le développement d'un débitmètre massique thermique pour les applications des hautes pressions. Baker et Gimson dans [90] ont étudié les effets de la longueur d'immersion, les détails de construction du capteur et son emplacement dans le tuyau d'écoulement. Ficco et al. [97] ont étudié de manière expérimentale l'évaluation et la sensibilité des débitmètres massiques thermiques intelligents avec les changements de la qualité du gaz naturel. Rupnik et al. [15] ont modélisé le débitmètre massique à dispersion thermique en utilisant des méthodes numériques bidimensionnelles du capteur de débit.

Un travail sur l'utilisation potentielle des débitmètres massique thermique à tube capillaire pour mesurer la consommation du gaz naturel résidentiel était fait par Farzaneh et al en [6]. Ce travail est suivis par l'étude de l'effet de variation de la composition du gaz naturel sur la performance d'un débitmètre massique thermique capillaire Parvizi et al [5]. Un autre travail sur les procédures de calibration et l'analyse de l'incertitude d'une nouvelle génération des débitmètres à tube capillaire a été fait par Cascetta et al [98].

Malgré tous ces évolutions, l'analyse métrologique et les performances d'un débitmètre massique thermique à dispersion pour les transactions commerciales dans le domaine du comptage du gaz naturel n'est pas encore disponibles.

### V.2.1 Description d'un débitmètre à dispersion industriel

Les débitmètres massiques à dispersion thermique sont des appareils mesurant la vitesse ou le débit massique de fluide qui s'écoule dans une canalisation sans correction de la température ni des variations de pression au cours du processus ne nécessite pas une correction de la densité [15], [88], [99], [100]. Ils reposent sur le principe de la mesure de transfert de chaleur provoquée par l'écoulement de fluide sur la surface d'un élément de détection chauffé ou d'un capteur immergé dans le tuyau [13], [95], [101]. L'intensité mesurée du transfert de chaleur peut être affectée par la composition des fluides [21], [94], [102].

Olin. G. c'est penché sur l'étude des débitmètres massiques à dispersion, de leur principe de fonctionnement, de leur construction et les différentes applications industrielles. Après tous ces travaux, il a constaté que les performances des débitmètres à dispersion thermique étaient affectées par la structure du capteur de débit thermique. Cette constatation de Olin. G. à encourager de nombreux fabricants a fabriquer les nouveaux débitmètres massiques thermiques à dispersion de pointe.

La Société Américaine des Ingénieurs en Mécanique (ASME) reconnaisse l'applicabilité des débitmètres massiques à dispersion dans les applications industrielles. Elle a publié une norme internationale pour ces types des débitmètres [14], [88], [95].

Il existe deux modes de fonctionnement pour les débitmètres massiques thermiques à dispersion :

- Mode de température constante ;
- Mode du courant constant.

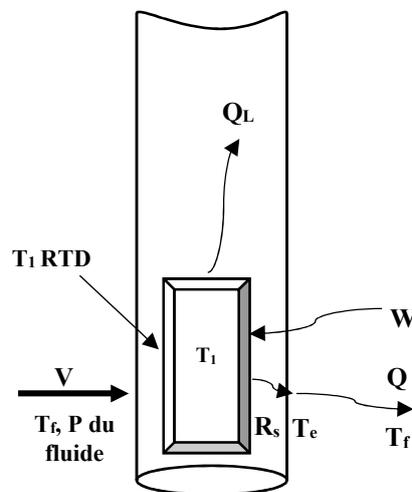
Nous allons analyser dans cette étude le fonctionnement des débitmètres massiques thermiques à dispersion par le mode à température constante.

### Mode à température constante :

Dans le mode à température constante comme il a été démontré au chapitre IV, les capteurs de débit doivent être maintenus à une valeur constante de la température  $\Delta T = T_1 - T_f$ . La variation de la vitesse d'écoulement est responsable de la variation de température des capteurs. Pour maintenir  $\Delta T$  constant, un courant électrique est fourni au capteur de vitesse. Le fonctionnement est obtenu en ajoutant un amplificateur différentiel à réaction [88]. Les propriétés de fluide telles que la conductivité thermique, la viscosité et le nombre de Prandtl  $Pr$  ont une relation directe avec la température. L'avantage principal de ce mode est que l'inertie thermique des capteurs de débit est équilibrée par le changement des conditions de débit [41], [68], [93], [95].

#### V.2.2 Aspect théorique

Le paragraphe suivant fournit une description des débitmètres massiques thermiques à dispersion et les relations les plus importantes impliquées pour trouver la variable de sortie (débit massique  $q_m$ ). Les capteurs du débit utilisés dans cette partie sont les éléments RTD en platine et la figure ci-dessous montre le principe du fonctionnement du débitmètre thermique à dispersion.



**Figure V. 1:** Principe du fonctionnement de la section chauffée du capteur de vitesse.

La valeur à mesurer, est la convection thermique transférée de la section chauffée du capteur de vitesse aux molécules de fluide s'écoulant sur la couche limite visqueuse de la section chauffée [14], [88], [94]. La première loi de la thermodynamique appliquée au capteur de vitesse, est illustrée sur la figure V.1. En régime permanent, l'énergie passant à travers la section chauffée, est égale à l'énergie sortante. Sur la figure V.1, l'élément RTD, a une longueur  $L$ , un diamètre  $D$  et une résistance  $R_1$ . La première loi de la section chauffée est :

$$w = Q + Q_L \quad (\text{V.1})$$

Avec :

w : la puissance fournie à  $T_1$ ,

$$w = I^2 R_1 \quad (\text{V.2})$$

Q: Taux de chaleur transféré de la section chauffée au fluide par convection naturelle et forcée;

$Q_L$ : Conduction de la tige, chaleur transmise par conduction à la pointe et à la tige du capteur de vitesse par conduction.

Le transfert de chaleur par radiation est négligeable dans cette étude, car il n'a de sens que pour les applications à haute température de fluide.

$$Q = h_e A_s (T_1 - T_f) \quad (\text{V.3})$$

Où :

$A_s = \pi DL$ , surface de la section chauffée ;

D : diamètre du capteur de vitesse ;

L : longueur de la section chauffée ;

$T_1$  : température RTD ;

$T_f$ : température du fluide mesurée par le capteur de température.

Le coefficient de convection  $h_e$ , est :

$$h_e = \frac{h}{(1+hA_sR_s)} \quad (\text{V.4})$$

Avec :

h : coefficient de chaleur par convection du capteur de vitesse ;

$R_s$  : résistance extérieure du capteur [88].

La première loi de thermodynamique (V.1), devient de la forme :

$$w = h_e A_s (T_1 - T_f) + Q_L \quad (\text{V.5})$$

Dans notre étude,  $(T_1 - T_f) = \Delta T$ , est maintenu constante. Le coefficient souhaité nous permet de trouver le nombre de Reynold en utilisant une corrélation empirique pour le transfert de chaleur par convection.

Une de ses corrélations employée par le débitmètre utilisé dans notre étude, est donnée comme suit :

$$Nu = b_1 + b_2 Pr^{b_3} Re^{b_4} \quad (V.6)$$

Avec :

$b_i$ : les constantes sans dimension qui se rapportent au capteur de vitesse,  $i = 1, 2, 3$  ou  $4$  ;

$Nu$ : nombre de Nusselt,  $Nu = hD/k_f$ , il s'agit d'un nombre de transfert de chaleur non dimensionnel;

$Re$ : nombre de Reynolds,  $Re = \rho VD/\mu$ , paramètre non dimensionnel, il représente les forces dynamiques aux forces visqueuses, en fonction du diamètre du capteur de vitesse;

$Pr$ : nombre de Prandtl,  $Pr = \mu c_p/k_f$ , nombre non dimensionnel;

$K_f$ : conductivité thermique du fluide [K.W/m].

$\rho$ : la masse volumique du gaz ( $\text{kg/m}^3$ );

$\mu$ : viscosité dynamique du gaz (Ps.s);

$c_p$ : Coefficient de chaleur spécifique du gaz à pression constante (Jkg/K).

Pour obtenir le nombre de Reynolds à partir des conditions standard ou de base, la loi de conservation de la masse (équation de continuité) est requise :

$$\rho V = \rho_s V_s \quad (V.7)$$

Le point milieu de la section chauffée du capteur de vitesse mesure la vitesse réelle  $V$  au point appelé vitesse du point.  $V_s$  fait référence aux conditions standards de température  $T_s$  et  $P_s$  "pression absolue".  $\rho_s$  est la masse volumique standard constante ( $\text{kg/m}^3$ ) pour le fluide, et l'équation de l'état du gaz parfait, est donnée par :

$$\rho_s = \frac{P_s M}{Z_s R T_s} \quad (V.8)$$

Avec :

$M$  : poids moléculaire du gaz pur ( $\text{kg/kg.mole}$ );

$R$  : Constante du gaz universelle ( $\text{m}^3\text{bar/kg.mole/K}$ );

$Z_s$ : Compressibilité du fluide dans les conditions standards;

$P_s$ : pression absolue standard (bar);

$T_s$  : température absolue standard (K).

Ainsi, le nombre de Reynolds **Re**, peut être exprimé par :

$$Re = \frac{\rho_s V_s D}{\mu} \quad (V.9)$$

Avec :

$$V_s = \frac{\mu}{\rho_s D} Re \quad (V.10)$$

La variable de sortie souhaitée, est le débit massique total  $q_m$  traversant la conduite. Nous pouvons l'avoir de l'équation suivante :

$$q_m = (F_c A_{pipe}) \rho_s V_s \quad (V.11)$$

$A_{pipe}$  est la coupe transversale de la conduite. Le terme  $F_c$ , représente le rapport de la vitesse moyenne de  $V_{moy}$  sur  $A_{pipe}$  à la vitesse ponctuelle  $V$ .

$$F_c = \frac{V_{moy}}{V} = \text{factor de la conduit} \quad (V.12)$$

Compte tenu du débitmètre à dispersion thermique en ligne,  $F_c$ , est proche de l'unité. Pour la configuration de l'insertion, le  $F_c$  est fonction du nombre de Reynolds du tuyau  $Re_{pipe}$ .

$$\begin{cases} F_c = 0.5 \text{ écoulement laminar } (Re_{pipe} \leq 2.000) \\ F_c = 0.83 \pm 0.03 \text{ écoulement turbulent } (Re_{pipe} \geq 40.000) \end{cases} \quad (V.13)$$

Ainsi, le résultat est obtenu lorsque le nombre de Reynolds est connu [14], [88], [94].

### Nombre de Reynolds Re :

La variable de sortie souhaitée  $q_m$  dépend de  $\rho$  et  $V$ , ces valeurs sont incorporées dans le nombre de Reynolds. Le nombre de Reynolds est en fonction du nombre de Nusselt  $Nu$  :

$$Nu = \frac{hD}{k_f} \quad (V.14)$$

Le coefficient de la convection  $h$  provient de l'équation (V.5) :

$$h = \frac{w - Q_L}{A_{pipe} [\Delta T - (w - Q_L) R_s]} \quad (V.15)$$

L'équation V.14 devient de la forme :

$$Nu = \frac{D}{k_f A_{pipe}} \frac{(w - Q_L)}{[\Delta T - (w - Q_L) R_s]} \quad (V.16)$$

En utilisant la corrélation proposée dans l'équation V.6,  $Re$  devient :

$$Re = \left[ \frac{Nu - b_1}{b_2 Pr^{b_3}} \right]^{b_4} \quad (V.17)$$

Alors :

$$Re = \left\{ \frac{\left[ \frac{D}{k_f A_{pipe} [\Delta T - (w - Q_L) R_s]} \right]^{-b_1}}{b_2 Pr^{b_3}} \right\}^{b_4} \quad (V.18)$$

Et l'équation (V.10) devient de la forme :

$$V_s = \frac{\mu}{\rho_s D} \left\{ \frac{\left[ \frac{D}{k_f A_{pipe} [\Delta T - (w - Q_L) R_s]} \right]^{-b_1}}{b_2 Pr^{b_3}} \right\}^{b_4} \quad (V.19)$$

Les variables de sortie du débitmètre thermique, sont présentées dans le tableau V.1 [10].

**Tableau V. 1** Variables de sortie des débitmètres massiques thermiques à dispersion.

Variation	Unités	Symboles	Formulas
La vitesse massique en un point	Standard (Sm/s)	$V_s$	A partir des équations ou de l'étalonnage
Vitesse Actuel	m/s	$V$	$(\rho_s/\rho)V_s$
Débit massique	Kg/s	$q_m$	$(A_{pipe} Fc)\rho_s V_s$
Débit massique exprimé en volume référent standard	Standard (Sm <sup>3</sup> /s)	$q_{v,s}$	$(A_{pipe} Fc)V_s$
Débit volumique	M <sup>3</sup> /s	$q_v$	$(A_{pipe} Fc)(\rho_s/\rho)V_s$

### V.3 Paramètres thermodynamiques du gaz naturel :

D'après les équations vues précédemment, il est évident que la sortie du débitmètre massique thermique dépend fortement du gaz mesuré ainsi que les conditions opératoires. La variation des propriétés du fluide, tel que la composition du gaz, la pression du gaz et sa température, affectent la valeur de la chaleur spécifique et des autres propriétés thermodynamiques. Ces variations affecteront également les performances métrologiques des débitmètres. Dans certaines situations, il est nécessaire de compenser ces variations, ou de les corriger avec précision pour avoir le signal de sortie du débitmètre.

En effet, cette composition avec la concentration de chaque composant permettra le calcul de plusieurs facteurs influençant les paramètres de sortie du débitmètre massique thermique, tels que, la densité standard  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>), la viscosité dynamique  $\mu$  (Pa.s), la conductivité thermique  $k_f$  (W/m.K), et la chaleur spécifique  $c_p$  (J/kg.K).

#### V.3.1 Les conditions de base

Dans l'industrie gazière, les débits sont généralement exprimés à des conditions de base. Les plus courantes sont :

- Les conditions normales (n) : T= 0 °C et P= 1 atm ;
- Les conditions standards (S) : T= 25 °C et P = 1 atm ;
- Les conditions contractuelles (C) : T = 25 °C et P = 1 bar.

• **La conductivité thermique :**

Certains modèles du calcul de la conductivité thermique des mélanges du gaz, sont disponibles dans la littérature scientifique, parmi eux nous utilisons ceux développés par Ficco [103]. Ils utilisent une équation polynomiale en fonction de la température comme montrer ci-après :

$$k_f = A + BT + CT^2 + DT^3 \quad (\text{V.20})$$

Les coefficients A, B, C et D, sont montrés dans le tableau V.2.

**Tableau V. 2** Valeurs des coefficients de la conductivité thermique [103].

	A	B	C	D
CH <sub>4</sub>	-1.869 10 <sup>-3</sup>	8.727 10 <sup>-5</sup>	1.179 10 <sup>-7</sup>	-3.614 10 <sup>-11</sup>
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-3.174 10 <sup>-2</sup>	2.201 10 <sup>-4</sup>	-1.923 10 <sup>-7</sup>	1.664 10 <sup>-10</sup>
N <sub>2</sub>	3.919 10 <sup>-4</sup>	9.816 10 <sup>-5</sup>	-5.067 10 <sup>-8</sup>	1.504 10 <sup>-11</sup>
CO <sub>2</sub>	-3.273 10 <sup>-4</sup>	9.966 10 <sup>-5</sup>	-3.743 10 <sup>-8</sup>	9.732 10 <sup>-12</sup>

Par conséquent, k<sub>f</sub> total, est la somme de toutes les conductivités :

$$k_{ft} = k_{fCH_4} * CH_4\% + k_{fC_2H_6} * C_2H_6\% + k_{fN_2} * N_2\% + k_{fCO_2} * CO_2\% \quad (\text{V.21})$$

• **La densité standard, ρ**

Elle est calculée conformément à la norme ISO 6976 [104].

• **La chaleur spécifique, c<sub>p</sub>**

Comme la conductivité thermique, ce paramètre dépend de la température comme suit [103] :

$$c_p = X + YT + ZT^2 + \frac{W}{T^2} \quad (\text{V.22})$$

Les constantes X, Y, Z et W, sont motionnées dans le tableau ci-dessous.

**Tableau V. 3** Valeurs des coefficients de chaleur spécifique [103].

	X	Y	Z	W
CH <sub>4</sub>	0.23607 10 <sup>2</sup>	0.49622 10 <sup>-1</sup>	-0.52248 10 <sup>-5</sup>	-0.21280 10 <sup>6</sup>
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.41385 10 <sup>2</sup>	0.83145 10 <sup>-1</sup>	-0.87601 10 <sup>-5</sup>	-0.11449 10 <sup>6</sup>
N <sub>2</sub>	0.37741 10 <sup>2</sup>	0.19836 10 <sup>-1</sup>	-0.20910 10 <sup>-5</sup>	-0.42985 10 <sup>6</sup>
CO <sub>2</sub>	0.36299 10 <sup>2</sup>	0.20352 10 <sup>-1</sup>	-0.21455 10 <sup>-5</sup>	-0.44910 10 <sup>6</sup>

La chaleur spécifique totale c<sub>pt</sub> est la somme de toutes les chaleurs spécifiques :

$$c_{pt} = c_{pCH_4} * CH_4\% + c_{pC_2H_6} * C_2H_6\% + c_{pN} * N_2\% + c_{pCO_2} * CO_2\% \quad (\text{V.23})$$

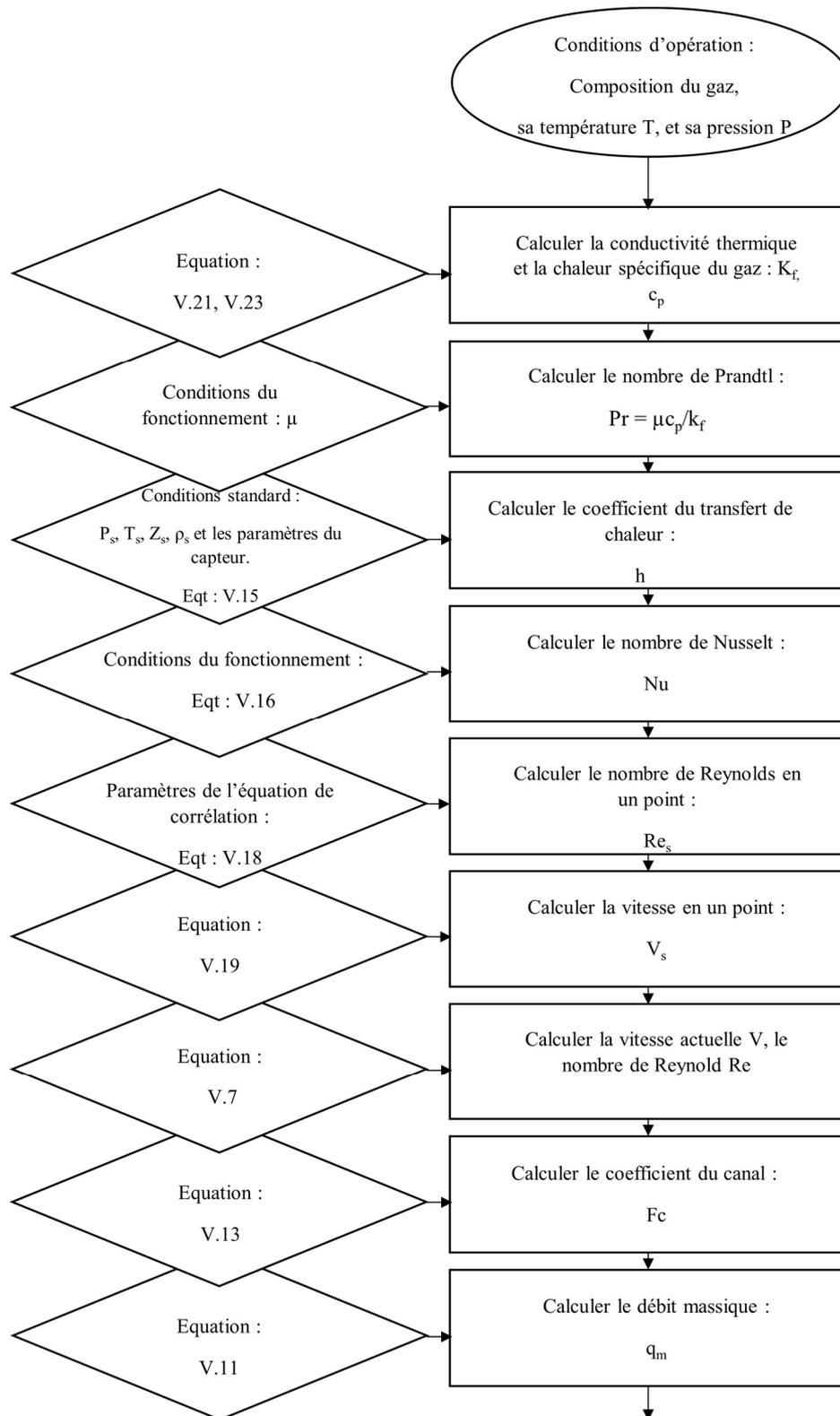


Figure V. 2 : Organigramme de calcul du débit massique d'un débitmètre thermique.

#### V.4 Méthode d'analyse

Comme indiqué dans l'introduction, nous avons étudié la possibilité d'utiliser les débitmètres massiques à dispersion dans le comptage transactionnel du gaz naturel. Les simulations visaient à observer le comportement de ce débitmètre puisqu'aucun standard n'est disponible pour l'utilisation de ce type d'appareil pour le comptage transactionnel du gaz naturel. Nous avons utilisé la norme publiée par l'ASME MFC21-2 [14] « Measurement of Fluid Flow by Means of Thermal Dispersion Mass Flowmeters » de mesure du débit d'un fluide à l'aide d'un débitmètre massique thermique à dispersion pour obtenir le modèle réel de ce débitmètre. Le débitmètre massique thermique à dispersion de la compagnie Sierra a été utilisé pour obtenir les différents paramètres de construction.

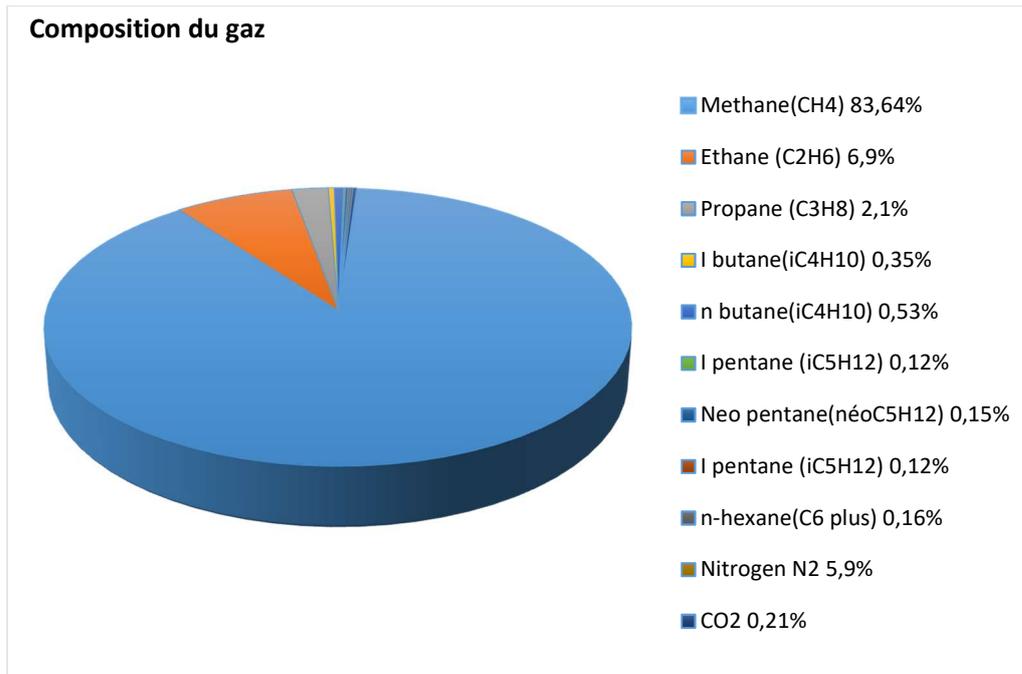
L'analyse des tests a été effectuée à l'aide des données du champ de production du gaz naturel GTFT. Les paramètres thermodynamiques utilisés pour cette simulation sont la pression et la température selon deux simulations locales réalisées par les ingénieurs du champ GTFT.

La quantité souhaitée est le débit massique  $Q_m$ , elle peut être calculée en supposant une variation de l'intervalle de puissance électrique  $W$ . Dans la présente étude, la résistance extérieure du capteur  $R_s$  et le transfert de chaleur par conduction  $Q_L$  sont ignorés car ils constituent des quantités indésirables pour les fabricants.

##### V.4.1 La station du comptage du gaz naturel GTFT

Le Gisement de TIN FOUYE TABANKORT (TFT) est situé aux coordonnées géographiques  $28^{\circ} 26' N$   $7^{\circ} 33' E$ , à 1500 Km au Sud d'Alger dans la région Nord du Sahara. L'estimation de la production journalière des puits est de 20 millions  $Nm^3$  du gaz naturel, correspondant à une production commerciale de 18 millions  $Nm^3$  de Gaz Sec par jour [105].

Les compositions molaires de base du gaz naturel sont les suivants [106] :



**Figure V. 3 :** La composition du gaz du champ GTFT.

Les conditions de base pour le design de l'unité de comptage sont :

Process data	Gaz Natural
Température (°C)	60
Pression (barg)	77,4
Débit minimal (Nm <sup>3</sup> /h)	375 000
Débit normal (Nm <sup>3</sup> /h)	747 683
Débit maximal (Nm <sup>3</sup> /h)	875 000
Densité	0,647
Viscosité (c <sub>p</sub> )	0,014
Poids moléculaire	18,72
Z factor	0,902

L'unité de Comptage de gaz sec est située sur le pipeline de 24'' à la sortie de l'usine.

Elle est constituée de :

- 02 lignes 30'' parallèles A et B de comptage ;
- 01 point d'échantillonnage pour analyse et contrôle de qualité en laboratoire ;
- 01 chromatographe en ligne DANIEL 2350 ;
- 01 analyseur d'humidité PANAMETRICS M série 3 ;

Chaque ligne de comptage gaz sec (A et B) comprend :

- 01 tube 30'' amont avec redresseur d'écoulement ;
- 01 tube 30'' aval de longueur 7D minimum ;
- 01 plaque d'orifice DANIEL FE-40109 A/B calculée pour un  $\beta$  ratio = 0.6 ;

- 02 transmetteurs de pression différentielle haute échelle ROSEMOUNT 3051CD (FT- 4010911 et FT-4010921) ;
- 02 transmetteurs de pression différentielle basse échelle ROSEMOUNT 3051CD (FT4010912 et FT-4010922) ;
- 02 transmetteurs de température ROSEMOUNT 3144D (TT-401111 et TT-401112) ;
- 02 transmetteurs de pression absolue ROSEMOUNT 3051CA (PT-401101 et PT-401102) ;
- 02 Calculateurs du comptage CDN 12-4 MECI (Master et Back up) ;
- (FQY-401091 et FQY-401092).
- La plaque à Orifice utilisée dans ce site, est illustrée sur la figure V. 4.



*Figure V. 4 : Plaque à Orifice du site GTFT [20].*

Pour la mesure du débit, il sera nécessaire de combiner les valeurs de différentes quantités d'entrée pour obtenir la valeur de sortie [103]. Ensuite, la documentation de l'incertitude des débits mesurés par les stations de comptage de débit, sont essentielles dans le cadre de l'évaluation de l'état de ces stations de comptage. Il est nécessaire de surveiller attentivement le processus en ce qui concerne l'incertitude maximale tolérée afin de protéger les intérêts nationaux.

En métrologie légale, la précision de mesure a un rôle important, où la qualité et la crédibilité de la mesure utilisée dans la réglementation et les domaines commerciaux, est assurée. Il y a une limite d'erreur légale à être respectée, appelée erreur maximale tolérée = MPE qui garantit l'exactitude des transactions commerciales. La fiabilité métrologique des compteurs de gaz, est évaluée initialement en vérifiant ces compteurs de gaz chez les fabricants, puis ils sont soumis à des vérifications périodiques dans la plupart des pays.

L'ISO 5168 fournit des procédures pour l'évaluation des incertitudes pour la mesure du débit de fluide. En fonction des compteurs, les procédures doivent encore être développées pour aborder l'évaluation de l'incertitude [103].

Nous avons effectué une analyse métrologique du gaz naturel de l'installation de mesure. Les logiciels utilisés dans notre étude étaient le FLOCALC développé par la société KELTON et un autre pour le calcul de l'incertitude élargie, effectué par la Société Norvégienne de Mesure du Pétrole et du Gaz, NFOGM [107], [108].

L'incertitude, est étudiée en raison des conditions météorologiques difficiles dans le désert, caractérisées par des températures basses et élevées. Par conséquent, les débitmètres ne peuvent pas être performants en ce qui concerne leurs précisions et leurs incertitudes.

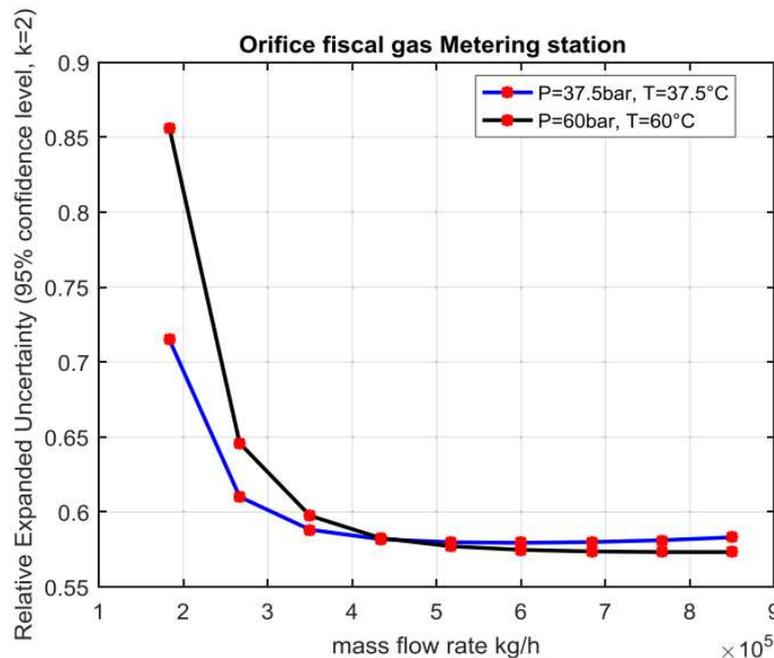


Figure V. 5 : Variation de l'incertitude en fonction du débit massique.

Nous avons utilisé le logiciel réalisé par la société NFOGM pour calculer aussi les différents paramètres tels que la perte de charge, le coefficient de décharge, la vitesse, le nombre de Reynolds et l'incertitude.

L'étude avait pour objectif d'évaluer l'incertitude métrologique du débitmètre à Orifice de la station de mesure en fonction des variables thermodynamiques de fonctionnement, telles que l'influence de la température et de la pression sur l'incertitude du débit massique. La variation de ces deux variables thermodynamiques de fonctionnement du processus dans le comptage en ligne a été effectuée selon deux simulations locales (37,5 ° C et 60 ° C) effectuées par les ingénieurs du champ GTFT.

Sur la figure V.5, l'incertitude a été modifiée à la suite des variations de pression et de la température en respectant le rapport d'erreur maximale définie dans la norme ISO 5168 (PME  $\pm 1\%$ ). Nous notons que l'incertitude est très importante pour les situations de haute pression et de température.

Ce résultat nous a obligé à réfléchir et à travailler sur la manière de remplacer le débitmètre à Orifice par un autre plus adapté aux conditions météorologiques extrêmes de cette région désertique. Ce qui conduit à la proposition du débitmètre massique thermique à dispersion.

#### V.4.2 Simulation numérique du débitmètre massique thermique à dispersion

Pour notre étude, deux points réels ont été retenus, notamment le changement de température et la pression statique de la ligne suivant le changement saisonnier de l'année. En conséquence, les conditions de base de la température  $T_b$  et de la pression absolue  $P_b$  sont les suivantes :  $T_b = 15^\circ\text{C}$  et  $P_b = 1,01325\text{ bar}$ .

Les paramètres des conditions de traitement présentés dans les Tableau V.4 et Tableau V.5 sont calculés conformément à AGA8 [109].

**Tableau V. 4** Valeur réelle pour le premier point ( $P = 37,5\text{ bar}$  et  $T = 37,5^\circ\text{C}$ ).

<b><math>P=37.5\text{ bar}, T=37.5^\circ\text{C}, DP=305\text{ mbar}</math></b>	<b>Valeur du Calculateur</b>
Compressibilité de ligne (Z)	0.9258
Densité de ligne $\text{Kg/m}^3$	29.488
Densité de base $\text{Kg/m}^3$	0.8417
Compressibilité de base Z	0.9968

**Tableau V. 5** Valeur réelle pour le deuxième point ( $P = 60\text{ bars}$  et  $T = 60^\circ\text{C}$ ).

<b><math>P=60\text{bar}, T=60^\circ\text{C}, DP=400\text{ mbar}</math></b>	<b>Valeur du Calculateur</b>
Compressibilité de ligne (Z)	0.9133
Densité de ligne $\text{Kg/m}^3$	44.597
Densité de base $\text{Kg/m}^3$	0.8417
Compressibilité de base Z	0.9968

Les deux variables de condition du fonctionnement, la température du gaz et la pression du gaz provoquent des modifications dans les performances de la chaîne de mesure. La température ambiante est un autre paramètre important qui peut influencer les performances de

l'installation de mesure. Par conséquent, les températures saisonnières ont une influence significative sur la température du gaz.

#### V.4.2.1 Simulations numériques pour les deux points :

Dans cette partie, des simulations numériques sont effectuées pour calculer le débit massique du gaz naturel à travers des capteurs de débit du débitmètre massique thermique à dispersion. Les résultats obtenus pour différentes validations utilisant les caractéristiques du gaz naturel et du débitmètre sont présentés ci-dessous.

Comme indiqué ci-dessus, le principe de fonctionnement des débitmètres massiques à dispersion thermique est basé sur le calcul du transfert de chaleur entre le capteur de vitesse et le flux de fluide ; l'équation d'énergie, est utilisée pour résoudre le transfert de chaleur de la manière suivante :

$$w = \frac{h}{(1+hA_sR_s)} A_s (T_1 - T_f) + Q_L \quad (\text{V.22})$$

Donc, la quantité désirée est h, elle peut être calculée en supposant un intervalle de variation industriel réel de la puissance électrique W. Le débitmètre industriel utilisé pour notre étude est le 640i de Sierra Instruments Company [110].



**Figure V. 6 :** Le débitmètre thermique 640i de Sierra Instruments Company [110].

Pour valider nos résultats numériques, nous les comparons avec des résultats expérimentaux tirés de ceux de la station du comptage à plaques Orifice du champ GTFT et représentés dans [111]. En outre, la résistance extérieure du capteur et la conduction de la tige transférée de la section chauffée par conduction sont également ignorées, car elles représentent des quantités non souhaitables pour les fabricants.

**Tableau V. 6** Description des paramètres utilisés pour la simulation numérique.

Diamètre du capteur (m)	$2.11.10^{-6}$
Longueur du capteur (m)	0.03
Diamètre du pipe (m)	0.686
Longueur du pipe (m)	3
Viscosité dynamique du gaz (P s)	$1.4.10^{-5}$
Courant électrique (mA)	[0.4 to 20]



**Figure V. 7 :** Le capteur thermique du débitmètre 640i [110].

#### V.4.2.2.1.1 Calcul de la puissance électrique :

La puissance électrique  $W$  requise pour le capteur chauffé est calculée à l'aide de l'équation V.22. Les éléments de capteurs de débit utilisés sont des éléments de détection de température RTD en platine, l'équation utilisée pour la température est :

$$R_1 = R_{10}[1 + \alpha(T_1 - T_0)] \quad (\text{V.23})$$

Avec :

$R_{10}$  : résistance électrique à la température  $T_0$  (Ohms) ;

$\alpha$  : coefficient de température de la résistivité approximativement égal à  $0,0039 \text{ (K}^{-1}\text{)}$ ;

Les capteurs de débit thermique sont modélisés pour le mode à température constante,  $\Delta T$  est réglé sur une valeur constante, généralement prise entre 10 et 50 ° C par les fabricants.

Nous avons :

$$\Delta T = T_1 - T_2 \quad (\text{V.24})$$

$T_2$  est la température actuelle des gaz ;

En remplaçant l'équation V.24 dans l'équation V.23, nous trouvons :

$$w = I^2 R_{10} [1 + \alpha(\Delta T + T_2 - T_0)] \quad (\text{V.25})$$

Les éléments de capteur de débit Pt100 sont utilisés pour le capteur de vitesse, il s'agit d'une résistance électrique nominale  $R_{10}$  dans les conditions de base sa valeur égale à 100  $\Omega$ . Par conséquent, la variation de la puissance électrique est comprise entre 0,2 et 5 W.

## V.5 Résultats et discussions

Dans cette partie, les résultats des deux études de simulations numériques pour le gaz naturel sont représentés. La température du capteur de vitesse est réglée pour une température supérieure à la température du gaz. Elle est de (60 ° C + 50 ° C) pour le premier point et de (37,5 ° C + 50 ° C) pour le deuxième point.

Nous avons créé des interfaces graphique GUI sous Matlab qui aideront aux calculs des différents paramètres utilisés pour arriver à la quantité désirée, le débit massique. Les résultats sont comme suit :

- Résultats des différentes propriétés thermodynamiques du gaz ;
- Transfert de chaleur en différents points du capteur thermique ;
- La vitesse massique ponctuelle ;
- Nombres de Prandtl, Reynolds et Nusselt ;
- Le débit massique et le débit volumique.

Les interfaces créées illustrent :

- ❖ Le calculateur des paramètres thermodynamiques du gaz :
  - Résultats de la chaleur spécifique  $c_p$  et de conductivité thermique  $k_f$  ;
  - Nombre de Prandtl.

- ❖ Le débit massique pour le débitmètre massique thermique à dispersion :
  - Transfert de chaleur en différents points du capteur de flux thermique ;
  - La vitesse massique ponctuelle ;
  - Résultats du débit massique.
- ❖ Comparaison des analyses avec des résultats réels.

### V.5.1 Calculateur des paramètres thermodynamiques du gaz

La figure V.8 montre une interface GUI, créée sous Matlab. Ce GUI est le calculateur des propriétés thermodynamiques du gaz ainsi que le nombre de Prandtl. Les entrées de l'interface graphique sont la composition du gaz et sa température.

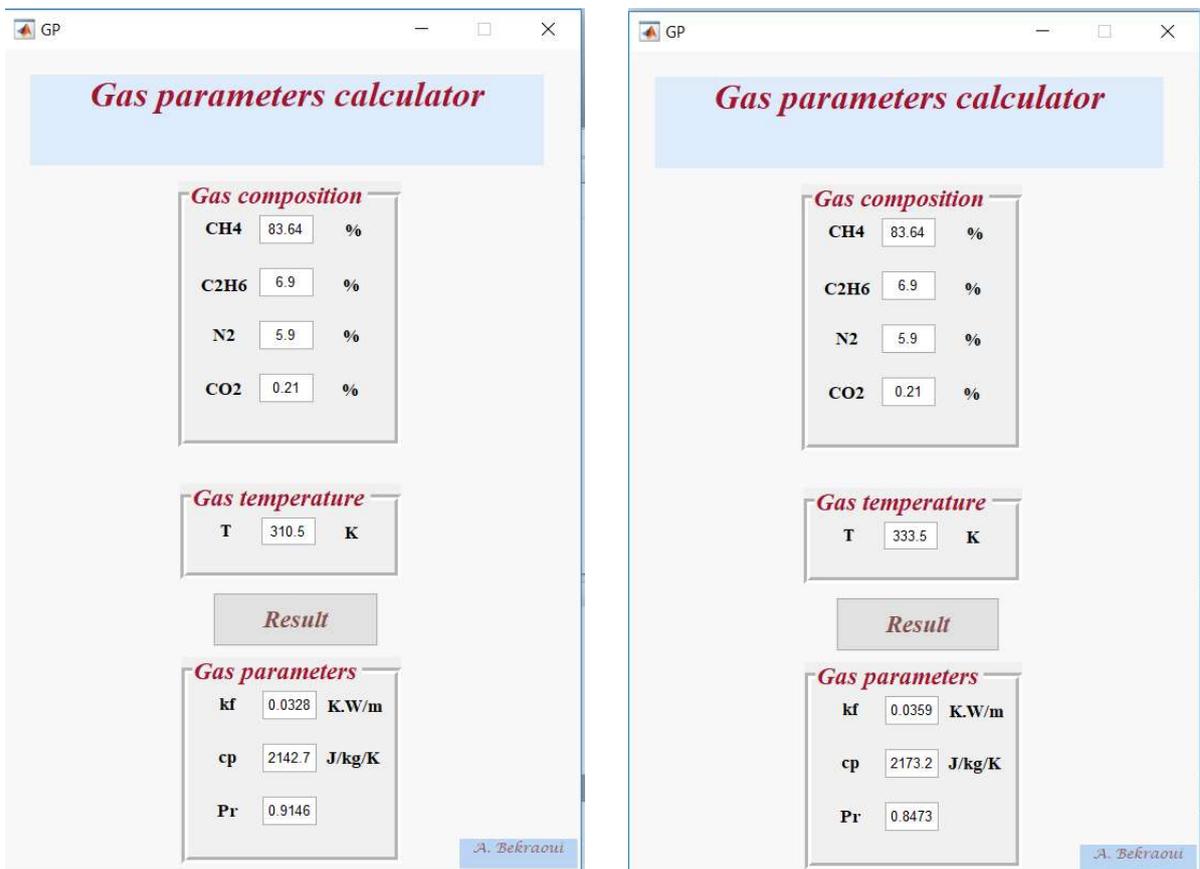
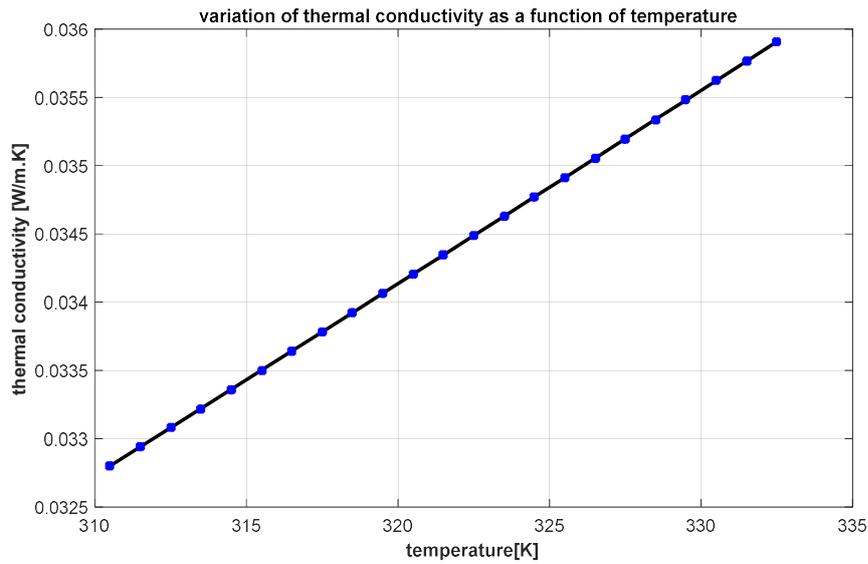
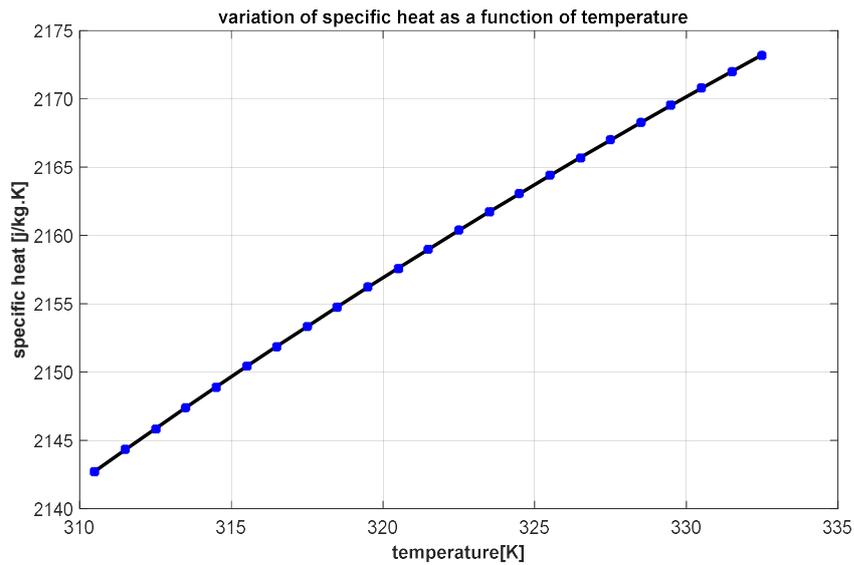


Figure V. 8: Calculateurs des paramètres thermodynamiques du gaz.

L'effet du changement de température sur la chaleur spécifique et la conductivité thermique du gaz naturel est étudié. Les résultats montrent que dans le site GTFT, l'étude de cas de ce travail, l'intervalle de température des gaz peut modifier considérablement les propriétés thermodynamiques. Les figures V.9 et V.10 montrent les valeurs de capacité thermique et de la conductivité thermique spécifiques pour différentes valeurs de température.



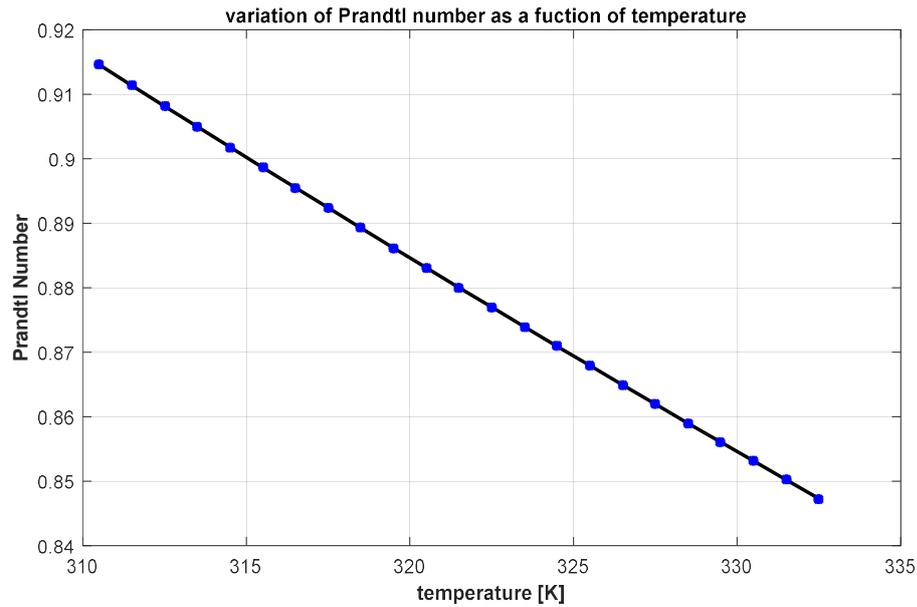
**Figure V. 9 :** Variation de la conductivité thermique en fonction de la température.



**Figure V. 10 :** Variation de la chaleur spécifique en fonction de la température.

Nous observons que les propriétés thermodynamiques du gaz (conductivité thermique et chaleur spécifique) augmentent linéairement avec l'augmentation de la température.

D'autre part, le nombre de Prandtl décroît, ce qui influence le transfert de chaleur et les autres sorties du débitmètre thermique.



**Figure V. 11:** Variation du nombre de Prandtl en fonction de la température.

Comme le montre la figure V.11, le nombre de Prandtl représente le rapport entre la diffusivité de la quantité de mouvement et la diffusivité thermique. Il est inversement proportionnel à la température du gaz, ce qui a également entraîné la diminution du nombre de Reynolds  $Re$ .

### V.5.2 Les résultats du débitmètre massique thermique à dispersion

Les figures suivantes montrent les données de sortie du débitmètre, et illustrent la variation de la vitesse massique en fonction de la puissance électrique. Sur la figure V.12, la vitesse massique  $V_s$  est supérieure à celle de la figure V.13 en raison de la variation des paramètres du gaz en fonction de la température, respectivement 37,5 et 60 °C.

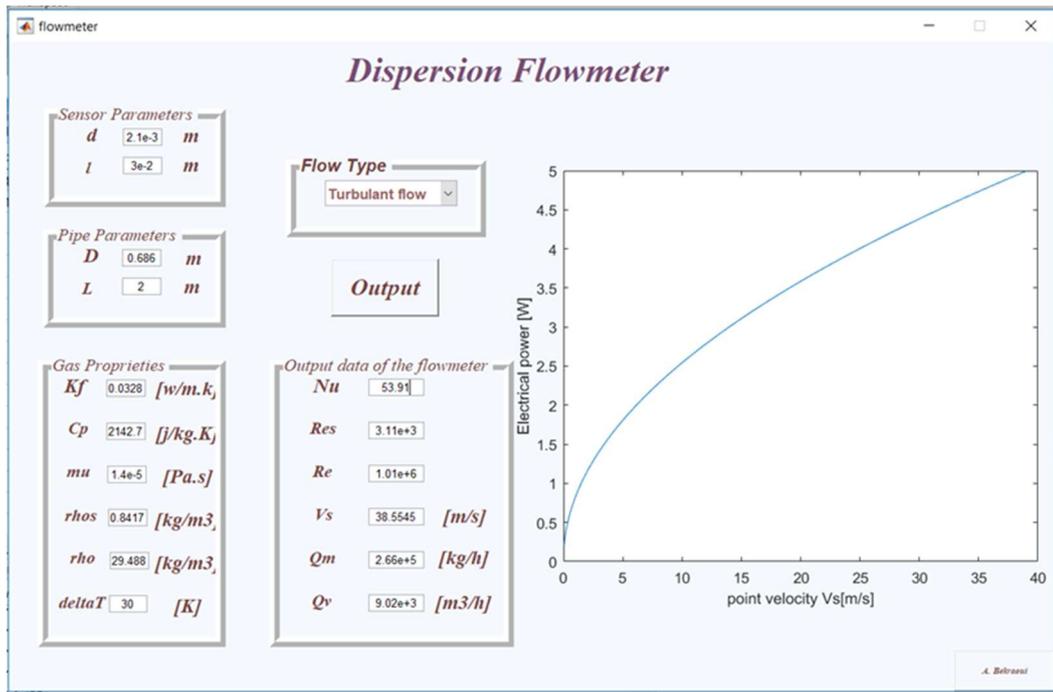


Figure V. 12: Variation de la vitesse ponctuelle en fonction de la puissance électrique pour  $T_g = 37,5$  ° C.

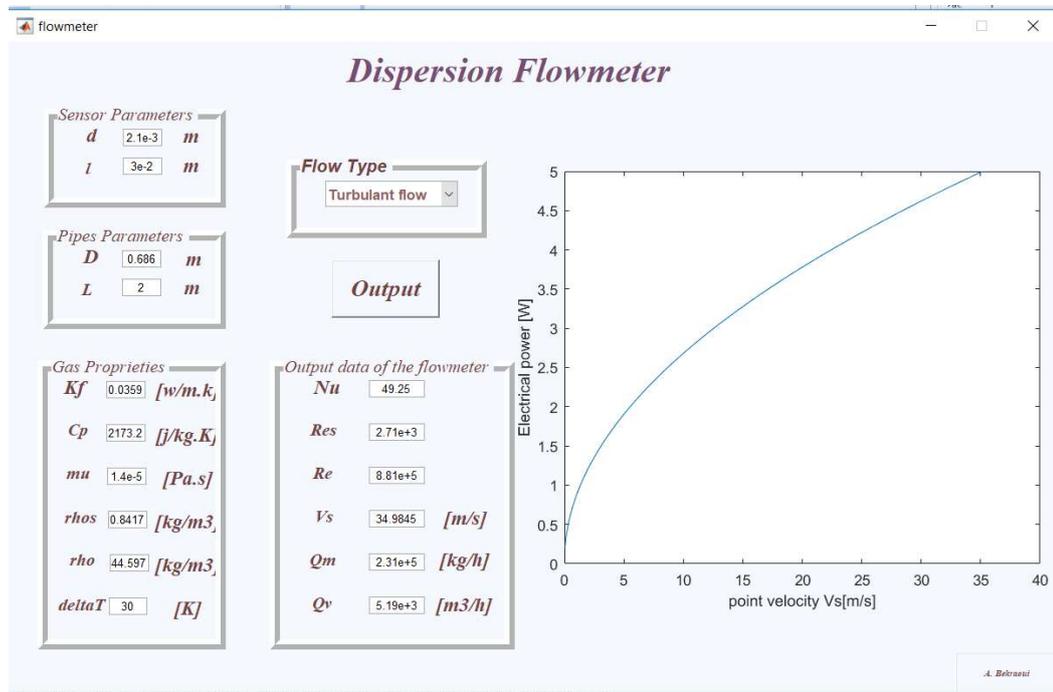
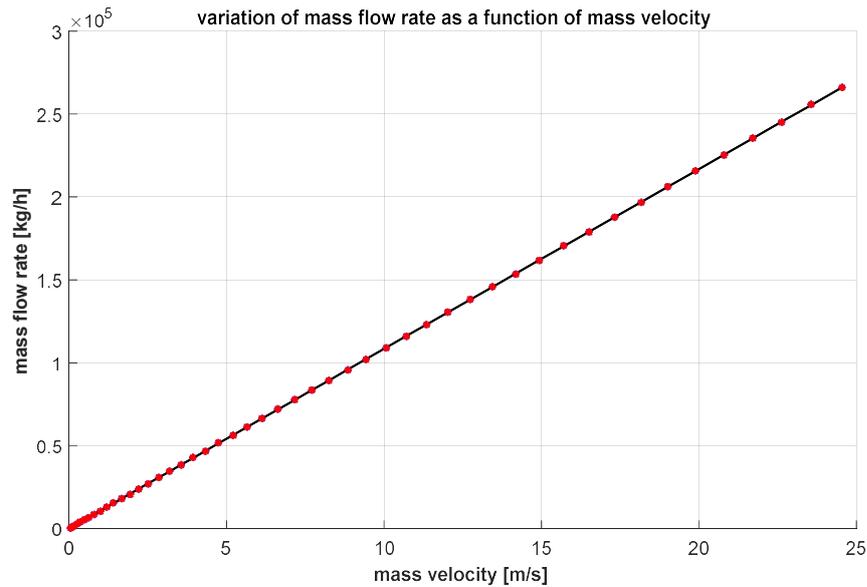
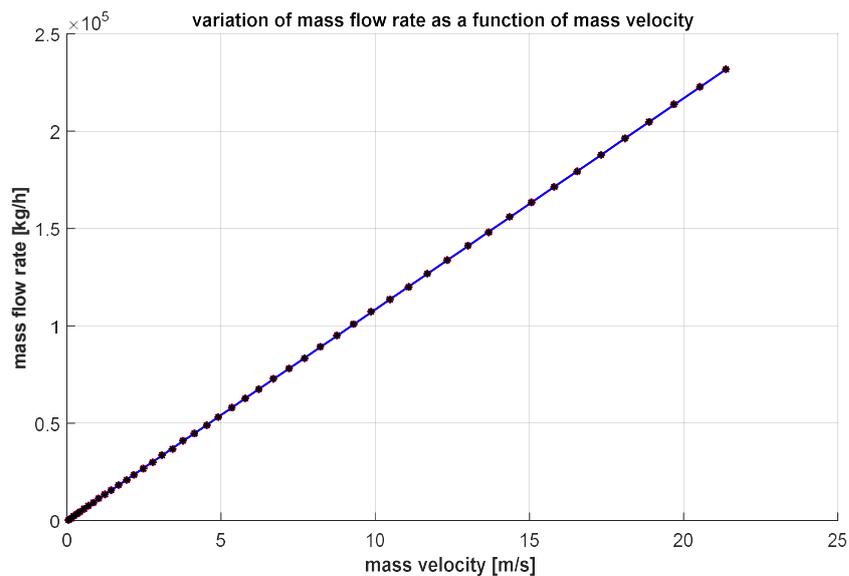


Figure V. 13: Variation de la vitesse ponctuelle en fonction de la puissance électrique pour  $T_g = 60$  ° C.



**Figure V. 14:** Variation du débit massique en fonction de la vitesse massique pour  $T_g = 37,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .



**Figure V. 15:** Variation du débit massique en fonction de la vitesse massique pour  $T_g = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Les figures V.14 et V.15 montrent les résultats de la simulation numérique du gaz naturel dans les deux conditions de traitement. Comme on peut le constater, le débit massique est plus important dans le premier cas où la température du gaz est égale à  $37,5 \text{ }^\circ\text{C}$  contrairement au second cas ( $T_g = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ). A haute température, le gaz naturel est de plus en plus léger et le débit massique est moins important. En outre, les modifications des conditions de fonctionnement, telles que la température et les propriétés du gaz, modifient de manière significative les données de sortie des installations de mesure.

**Tableau V. 7** Paramètres de gaz pour le débitmètre à dispersion ( $T_g = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

$W$	$Nu$	$Re_s$	$V_s$	$Re_d$	$Q_m$	$q_v$
0,9	8,86	87,840	0,692	$2,85.10^4$	$7,50.10^3$	168,31
1,6	15,76	277,62	2,18	$9,02.10^4$	$2,37.10^4$	531,95
2,5	24,62	677,78	5,34	$2,20.10^5$	$5,79.10^4$	$1,29.10^3$
3,2	31,52	$1,1.10^3$	8,75	$3,61.10^5$	$9,48.10^4$	$2,12.10^3$
4,5	44,33	$2,2.10^3$	17,31	$7,13.10^5$	$1,87.10^5$	$4,20.10^3$

**Tableau V. 8** Paramètres de gaz pour le débitmètre de dispersion ( $T_g = 37,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

$W$	$Nu$	$Re_s$	$V_s$	$Re_d$	$Q_m$	$q_v$
0,9	9,7	100,92	0,795	$3,28.10^4$	$8,62.10^3$	292,46
1,6	17,25	318,96	2,51	$1,03.10^5$	$2,72.10^4$	924,33
2,5	26,95	778,72	6,13	$2,53.10^5$	$6,65.10^4$	$2,25.10^3$
3,2	34,50	$1,27.10^3$	10,05	$4,14.10^5$	$1,09.10^5$	$3,69.10^3$
4,5	49,60	$2,52.10^3$	19,88	$8,20.10^5$	$2,15.10^5$	$7,31.10^3$

Les deux tableaux ci-dessus représentent les paramètres de sortie du débitmètre thermique à dispersion ; le changement de puissance électrique peut modifier considérablement le débit massique pour les deux cas étudiés.

### V.5.2.1 Influence de la variation de $\Delta T$ sur le débit massique

La sensibilité à la variation de la différence de température  $T$  est étudiée. Selon les résultats présentés dans les tableaux ci-dessous, la variation du débit massique est causée d'une manière significative par l'influence de  $\Delta T$  sur le coefficient de transfert de chaleur  $h$ . À cet égard, la sensibilité est évaluée pour les deux températures de gaz afin d'observer le taux de variation. Dans les deux tableaux, nous pouvons choisir  $\Delta T = 10$  comme différence de température appropriée car elle couvre un large intervalle de variation du débit massique.

**Tableau V. 9** Variation du débit massique en fonction de la variation de  $\Delta T$  ( $T = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

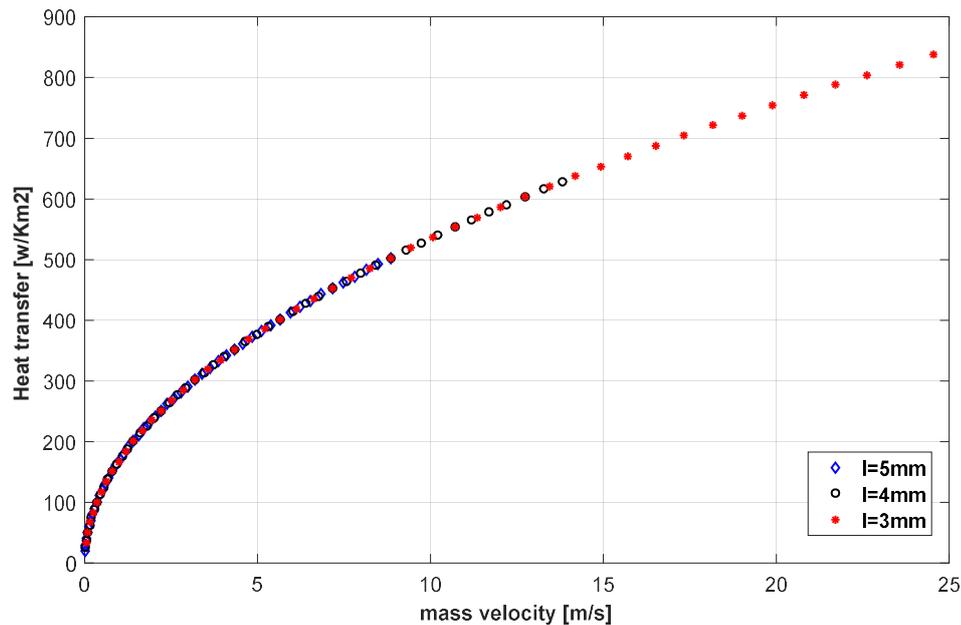
$W$	$\Delta T=10$	$\Delta T=20$	$\Delta T=30$
0,9	$6,75.10^4$	$1,68.10^4$	$7,50.10^3$
1,6	$2,13.10^5$	$5,33.10^4$	$2,37.10^4$
2,5	$5,21.10^5$	$1,30.10^5$	$5,79.10^4$
3,2	$8,54.10^5$	$2,13.10^5$	$9,48.10^4$
4,9	$2,00.10^6$	$5,00.10^5$	$2,22.10^5$

**Tableau V. 10** Variation du débit massique en fonction de la variation de  $\Delta T$  ( $T = 37,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

$W$	$\Delta T=10$	$\Delta T=20$	$\Delta T=30$
0,9	$7,76.10^4$	$1,94.10^4$	$8,62.10^3$
1,6	$2,45.10^5$	$6,13.10^4$	$2,72.10^4$
2,5	$5,98.10^5$	$1,49.10^5$	$6,65.10^4$
3,2	$9,8.10^5$	$2,45.10^5$	$1,09.10^5$
4,9	$2,30.10^6$	$5,75.10^5$	$2,55.10^5$

### V.5.2.2 Influence de la variation de longueur du capteur immergé sur le coefficient de transfert de chaleur h

L'effet de la longueur du capteur immergé est présenté à la figure V.16. Comme nous pouvons le constater, la longueur immergée, a une influence sur l'intensité du transfert de chaleur liée à la surface du capteur de vitesse. Selon la figure V.16, le capteur de longueur la plus courte, est plus sensible au transfert de chaleur, le transfert de chaleur du capteur de vitesse au fluide diminue avec la longueur du capteur ; plus il est grande moins le transfert de chaleur est important.



**Figure V. 16:** L'influence de la longueur du capteur immergé sur le transfert de chaleur.

De même, les mêmes résultats sont obtenus pour les autres températures du gaz, la température du gaz égale à 37,5 ° C a été choisie ici et une longueur de sonde de 3 mm a été prise sur la base des spécifications du fabricant.

### V.5.3 Comparaison avec les résultats opérationnels

Les résultats de la simulation numérique sont effectués sur le capteur de vitesse pour le gaz naturel et validés par les résultats opérationnels du champ GTFT. Les erreurs entre les valeurs enregistrées et les valeurs simulées sont calculées pour faciliter la détermination de la puissance électrique nécessaire pour obtenir la valeur approchée du débit massique.

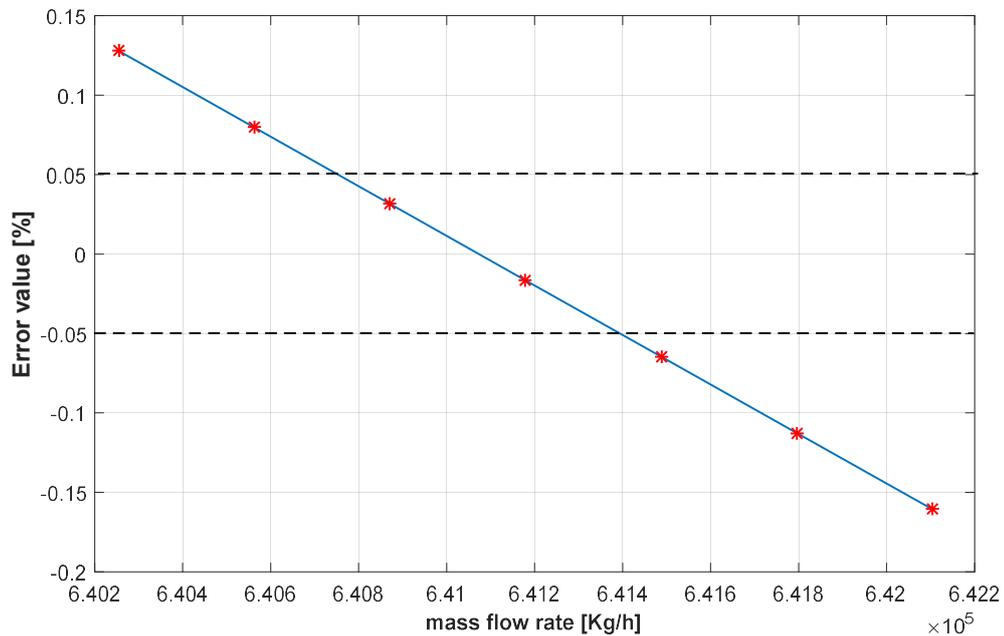
La méthode de mesure d'erreur est le « % de la valeur mesurée » ou MV% définit comme suite :

$$\left| \frac{\text{valeur réelle} - \text{valeur mesurée}}{\text{valeur mesurée}} \right| * 100\% \quad (\text{V.26})$$

Les valeurs réelles utilisées ici sont celles du processus réel, la valeur mesurée est la valeur calculée à partir de la simulation numérique. Les deux tableaux ci-dessous illustrent la valeur d'erreur à différents points pour les deux températures du gaz naturel.

**Tableau V. 11** Valeur d'erreur des deux points correspondants ( $T = 60^\circ \text{C}$ ).

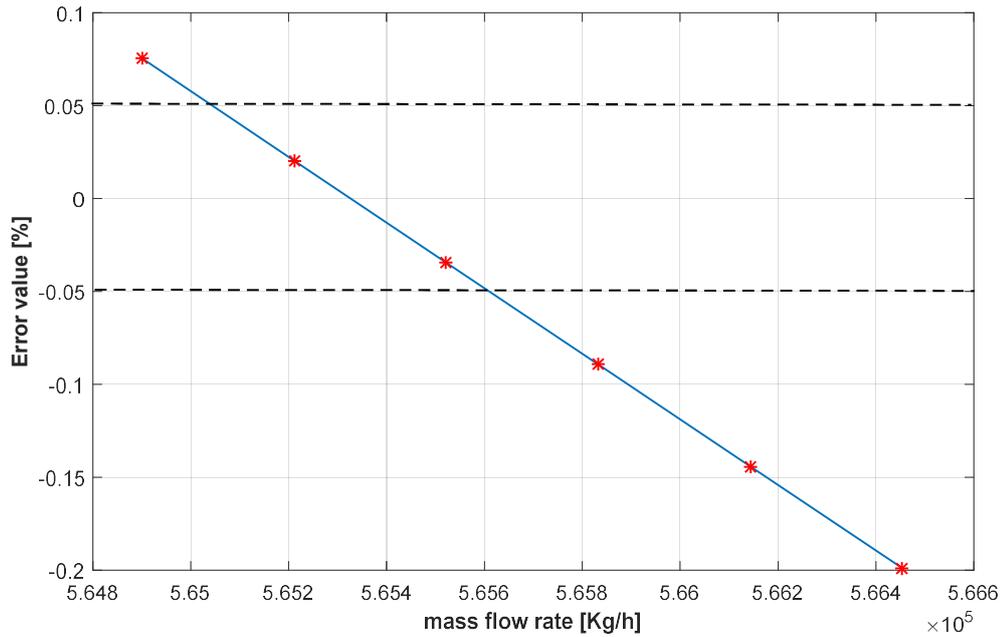
	<i>Valeur du calculateur</i>	<i>Valeur simulée</i>	<i>Erreur (%)</i>	<i>Puissance électrique requise (W)</i>
Débit massique [kg/h]	641073.31	641179.62	-0.016	4.159
Débit massique [kg/h]	641073.31	640871.32	0.034	4.158



**Figure V. 17:** Marge d'erreur attendue sur le débit massique ( $T_g = 60^\circ \text{C}$ ).

**Tableau V. 12** Valeur d'erreur des deux points correspondants ( $T = 37,5^\circ \text{C}$ ).

	<i>Valeur du calculateur</i>	<i>Valeur simulée</i>	<i>Erreur (%)</i>	<i>Puissance électrique requise (W)</i>
Débit massique [kg/h]	565327.12	565211.55	0.020	3.6430
Débit massique [kg/h]	565327.12	565521.89	-0.034	3.6440



**Figure V. 18:** Marge d'erreur attendue du débit massique pour  $T_g = 37,5 \text{ } ^\circ \text{C}$ .

Les tableaux V.11 et V.12 et les figures V.17 et V.18 indiquent que la valeur de l'erreur diminue avec l'augmentation du débit massique, car la perte de charge décroît avec l'augmentation du débit massique. En outre, les deux points simulés sont pris car ils présentent une erreur comprise dans la marge d'erreur maximale tolérée définie dans la Recommandation R140 ( $\text{EMT} \pm 0,05\%$ ) [22].

## V.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la possibilité d'utiliser un débitmètre massique thermique à dispersion dans le champ pétrolier GTFT a été envisagée.

Une procédure numérique pour la vérification de l'incertitude du système du comptage dynamique à Orifice du champ du gaz naturel destinés à la transaction commerciale en fonction de la pression et la température a été faite. La méthode métrologique utilisée respecte les normes et les standards internationaux. Les résultats obtenus sont jugés corrects puisque les incertitudes de mesures calculées, sont dans la marge des erreurs maximales tolérées par la norme ISO 5168.

L'objectif était de montrer le taux d'incertitude des résultats de mesure pour réfléchir à d'autres technologies qui peuvent présenter moins d'erreur. La technologie choisie dans notre étude était le débitmètre massique thermique à dispersion.

Le modèle numérique exposée dans ce chapitre a été mise en pratique sur les résultats expérimentaux du système du comptage dynamique gaz.

La simulation numérique a été faite pour donner la possibilité de comparer les résultats obtenus avec les données du système du comptage dynamique à Orifice. Le modèle numérique sur le logiciel Matlab, a été utilisé pour illustrer les effets des paramètres dimensionnels du capteur de flux thermique sur les performances du débitmètre.

Les résultats des simulations montrent l'influence de la température différentielle et de la structure du capteur de débit thermique sur le débit massique.

# *Conclusion générale*

Ce travail de recherche porte sur l'étude des systèmes du comptage des produits hydrocarbures utilisés en Algérie.

L'objectif de cette thèse était de proposer un débitmètre massique thermique à dispersion pour le comptage transactionnel en prenant en compte le débit massique.

Une approche métrologique de calcul de l'incertitude d'un système du comptage à Orifice utilisé dans un champ de production en Algérie a été faite. L'incertitude est étudiée en raison des conditions météorologiques difficiles dans la région qui se caractérise par des changements de température importants. Par conséquent, les débitmètres ne peuvent pas fournir une bonne performance en ce qui concerne la précision.

Bien que les résultats trouvés soient convaincants car l'incertitude est dans la marge d'erreur ( $MPE \pm 1\%$ ) requise dans la norme ISO 5168, les situations de haute pression et température engendrent une incertitude importante. Cette anomalie nous a conduits à la recherche d'un nouveau système de comptage d'approche capable d'envisager ces situations ; ce système est donc étudié dans ce travail.

Dans le premier chapitre, les fondamentaux des systèmes de mesure ont été représentés. Nous avons commencé par le système de mesure, ses constitutions et les normes qui peuvent être employées. Les erreurs et l'incertitude commises sur le résultat des mesures sont étudiées afin de voir la plage des résultats admis, pour une mesure effectuée.

Dans le deuxième chapitre, l'historique d'évolution des débitmètres par tranche d'âge et le progrès technologique durant ces années a été présenté. Le marché mondial des débitmètres était entamé brièvement.

Le troisième chapitre était consacré à la description du débit, des systèmes de comptage, les lois physiques influençant le calcul du débit et les principes de fonctionnement des principaux débitmètres ainsi que les critères de choix des compteurs.

Ensuite, les différents types des capteurs thermiques du débit, les débitmètres massiques thermiques à passage intégrale ou à dispersion et les débitmètres massiques thermiques à tube capillaire CTMF, sont présentés dans le chapitre quatre. L'étude de ces débitmètres et les différentes technologies existantes, nous donnent un aperçu sur les conditions appropriées pour l'utilisation de chaque type.

Le dernier chapitre de ce travail a été consacré à l'étude des débitmètres massiques thermiques basée sur le principe de l'anémomètre à fil chaud. Le principe de l'anémomètre à fil chaud est basé sur la loi de King et les transferts thermiques entre ce fil et le fluide en écoulement. Les effets du transfert de chaleur, les propriétés physique-chimique de fluide ainsi que les propriétés physiques du fil sur la quantité de débit calculé, ont été étudiées et simulées numériquement.

Le débitmètre thermique à dispersion et le capteur de flux thermique immergés dans le tuyau d'écoulement de fluide sont modélisés sur la base de l'équation physique du capteur chauffé dominée par le transfert de chaleur par convection en tant que processus thermique. Le modèle numérique a été utilisé pour illustrer les effets des paramètres dimensionnels du capteur du débit thermique sur les performances du débitmètre. La longueur du capteur influence de manière significative le transfert de chaleur transféré de la section immergée au fluide. L'effet des variations de pression et de température du gaz naturel sur les paramètres thermodynamiques, a également été étudié. Les résultats des simulations montrent l'influence de la température différentielle et la structure du capteur de débit thermique sur le débit massique. Les paramètres du modèle, tels que la température différentielle et la longueur du capteur, ont été choisis pour obtenir le meilleur accord entre les résultats numériques et expérimentaux.

Les résultats ont été comparés à la station de mesure Orifice utilisée pour le comptage transactionnel fiscale réalisé par les services des douanes Algériens.

Les résultats obtenus montrent que le débitmètre massique thermique, est une technologie prometteuse pour la mesure du débit du gaz. En fait, les performances métrologiques d'un tel débitmètre en mode de conservation conservent leur efficacité malgré la norme ISO 14511 existante, qui ne concerne que les essais, l'inspection, l'installation, le fonctionnement et l'étalonnage.

Pour conclure, les résultats trouvés dans ce travail nous amènent à proposer les débitmètres massiques thermiques qui se sont spécialisés dans les faibles débits de gaz, où toutes les autres technologies n'ont pas été utilisées dans la mesure transactionnelle en tant que nouveau dispositif garantissant une mesure exacte. Nous espérons que cette étude numérique sera industrialisée dans un proche avenir.

# *Bibliographies*

- 
- [1] S. Mokhatab, W. A. Poe, and J. Y. Mak, "Natural gas measurement," in *Handbook of natural gas transmission and processing*, Elsevier, 2019, pp. 489–508.
  - [2] "GasFlows." [Online]. Available: <http://www.gasflows.com/>. [Accessed: 10-Nov-2019].
  - [3] "FlowVolumeX." [Online]. Available: [http://www.flowvolumex.com/6th\\_Edition/welcome.htm](http://www.flowvolumex.com/6th_Edition/welcome.htm). [Accessed: 11-Nov-2019].
  - [4] "FlowVolumeX." [Online]. Available: <http://www.flowvolumex.com/>. [Accessed: 10-Nov-2019].
  - [5] S. Parvizi and A. Arabkoohsar, "Natural gas compositions variation effect on capillary tube thermal mass flow meter performance," *Flow meas. instrum. vol 50*, 2016.
  - [6] M. Farzaneh-gord, S. Parvizi, A. Arabkoohsar, L. Machado, and R. N. N. Koury, "Potential use of capillary tube thermal mass flow meters to measure residential natural gas consumption," *J. Nat. gas sci. eng.*, vol. 22, pp. 540–550, 2015.
  - [7] A. Bekraoui and A. Hadjadj, "An overview of thermal mass flowmeters applicability in oil and gas industry," in *Energy procedia*, 2017.
  - [8] D. K. Kim, I. Y. Han, and S. J. Kim, "Study on the steady-state characteristics of the sensor tube of a thermal mass flow meter," *Int. j. heat mass transf.*, vol. 50, no. 5–6, pp. 1206–1211, Mar. 2007.
  - [9] J. B. Prettyman, "Comparison of selected differential producing , ultrasonic , and magnetic flow meters," 2014.
  - [10] B. M. Menezes and B. D. Manager, "Calculating & optimizing repeatability of natural gas flow measurements," November, 2012.
  - [11] L. Parkkonen and R. Salmelin, "Measurements," in *MEG: An introduction to methods*, 2010, p. 84.
  - [12] J. E. Hardy, J. O. Hylton, and T. E. Mcknight, "Empirical correlations for thermal flowmeters covering a wide range of thermal-physical properties", National Conference of Standards labs (NCSL) 1999 Workshop and Symposium, Charlotte, NC, July 19-22 1999.
  - [13] K. Rupnik, J. Kutin, and I. Bajsić, "A method for gas identification in thermal dispersion mass flow meters" *Strojniški Vestn. – J. Mech. Eng.*, vol. 60, no. 9, pp. 607–616, Sep. 2014.
  - [14] American Society of Mechanical Engineers. and American National Standards Institute, "*Measurement of fluid flow by means of thermal dispersion mass flowmeters*" American Society of Mechanical Engineers, 2011.
  - [15] K. Rupnik, I. Bajsić, and J. Kutin, "Modelling of a thermal dispersion mass flow meter," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 59, pp. 37–44, Mar. 2018.
  - [16] F. Cascetta and P. Vigo, "The future domestic gas meter: Review of current developments," *Measurement*, vol. 13, no. 2, pp. 129–145, 1994.
  - [17] JCGM 100:2008, "Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement GUM" 2008.
  - [18] JCGM 200:2012, "International vocabulary of metrology – Basic and general concepts and associated terms (VIM) 3rd EDITION," 2012.

- [19] OIML R 137-1&2, “R Ecommendation,” 2012.
- [20] A. Harrouz, “Étude expérimentale de contrôle et de vérification d’un système de comptage dynamique des hydrocarbures,” Université Tahri Mohamed, Bechar, 2016.
- [21] J. G. Webster, *The measurement, instrumentation and sensors handbook (electrical engineering handbook)*, 1st ed. Davis/California: CRC Press, 1998.
- [22] OIML R-140, “Measuring systems for gaseous fuel,” 2007.
- [23] “Document sans titre.” [Online]. Available: <http://www.onml.dz/>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [24] BS ISO 5168:2005, “Measurement of fluid flow—procedures for the evaluation of uncertainties,” British Standard, 2005.
- [25] “Gas Flow Study.” [Online]. Available: [http://www.gasflows.com/gasflow\\_study/welcome.htm](http://www.gasflows.com/gasflow_study/welcome.htm). [Accessed: 11-Nov-2019].
- [26] “Advancements in flowmeter technology | Flow Control Network.” [Online]. Available: <https://www.flowcontrolnetwork.com/instrumentation/flow-measurement/coriolis/article/15564192/advancements-in-flowmeter-technology>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [27] M. Barometer, “EZ study menu : Thermal Flowmeter Study,” 2018.
- [28] I. Flow Research, “Volume X : The World Market for Flowmeters , 5 th Edition Overview,” vol. X, no. August, 2014.
- [29] C. Study, “The world market for natural gas and gas flow measurement , 3 rd edition the world market for natural gas and gas flow measurement ” vol. 7552, pp. 1–14, 2016.
- [30] F. Cascetta, “Short history of the flowmetering,” *ISA Trans.*, vol. 34, no. 3, pp. 229–243, 1995.
- [31] “Fluid Flow Measurement: A Practical Guide to Accurate Flow Measurement - Paul J. LaNasa, E. Loy Upp - Google Livres.” [Online]. Available: [https://books.google.dz/books?hl=fr&lr=&id=jrPrAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=«+Fluid+Flow+Measurement%3B+a+Practical+Guide+to+Accurate+Flow+Measurement»,+2éme+édition,+2002,+pp.1-17.&ots=QxyRtsSyeu&sig=f5-pIscQNqd6C2pSLhc6iUd2imo&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.dz/books?hl=fr&lr=&id=jrPrAgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=«+Fluid+Flow+Measurement%3B+a+Practical+Guide+to+Accurate+Flow+Measurement»,+2éme+édition,+2002,+pp.1-17.&ots=QxyRtsSyeu&sig=f5-pIscQNqd6C2pSLhc6iUd2imo&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false). [Accessed: 11-Nov-2019].
- [32] “Advanced wiring technologies for Coriolis flowmeters | Flow Control Network.” [Online]. Available: <https://www.flowcontrolnetwork.com/instrumentation/flow-measurement/coriolis/article/15564221/advanced-wiring-technologies-for-coriolis-flowmeters>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [33] “CoriolisMeters.” [Online]. Available: <http://www.coriolismeters.com/>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [34] “TurbineFlow.” [Online]. Available: <http://www.turbineflow.com/>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [35] “NewTechFlow.” [Online]. Available: <http://www.newtechflow.com/>. [Accessed: 11-Nov-2019].
- [36] “Gas Module C.” [Online]. Available: [http://www.custodytransfer.com/gasflow\\_3rded/welcome.htm](http://www.custodytransfer.com/gasflow_3rded/welcome.htm). [Accessed: 11-Nov-

- 2019].
- [37] G. Mouloud, "Mesure de gros débit de gaz, contribution des venturis tuyère à col sonique," Université M'hamed Bougueera Boumerdes, 2002.
- [38] J. E. Gallagher, *Natural gas measurement handbook*. Gulf Pub, 2006.
- [39] I-CR-100, "Fiscal measurement systems," NORSOK Standards I-CR-100, 1995.
- [40] M. Scotto and G. Pitre, "Masse volumique des fluides en conduite fermée," *Ref TIP672WEB - "Mesures Phys.*, Mar. 2008.
- [41] R. C. Baker, *"Flow measurement handbook: industrial designs, operating principles, performance, and applications"*, Cambridge University Press, 2016.
- [42] S. M. Ghiaasiaan, *"Convective heat and mass transfer"* Cambridge University Press, 2011.
- [43] E. S. García, "Influence de la micromorphologie de surface dans les échanges thermiques convectifs .," l'école Centrale de Lyon, Mécanique et Énergétique, 2007.
- [44] J. Fraden, *"Handbook of modern sensors: physics, designs, and applications"*, 2016.
- [45] D. P. D. Theodore L. Bergman, Adrienne S. Lavine, Frank P. Incropera, *"Fundamentals of heat and mass transfer"*, John Wiley., vol. 66. John Wiley & Sons, 2011.
- [46] M. F. Modest, *"Radiative Heat Transfer"*, Academic Press, 2013.
- [47] C. Della Bella, "Compteurs de volume de gaz - Partie 2," *Ref TIP672WEB - "Mesures Phys.*, Sep. 2007.
- [48] "Métrologie relative aux fluides - Vitesses et débits." [Online]. Available: <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/mesures-analyses-th1/metrologie-relative-aux-fluides-vitesses-et-debits-42402210/>. [Accessed: 12-Nov-2019].
- [49] M. Aller, *"Measurement, instrumentation, and sensors handbook"*, CRC Press, 1999.
- [50] ISO 5167-1, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full—Part 1: General principles and requirements," Geneva, Switzerland, 2003.
- [51] ISO 5167-2, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full -- Part 2: Orifice plates," *Int. Stand. Organ.*, 2003.
- [52] ISO 5167-3:2003, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full—Part 3: Venturi and Venturi Nozzles," 2003.
- [53] ISO 5167-4:2003, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full—Part 4: Venturi tubes," 2003.
- [54] AGA Report No.3, "Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Part 1: general equations and uncertainty guidelines," American Gas Association, 1990.
- [55] ISO/CD 17089-1, "Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas -- Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement," *Iso/Cd*,

- 2007.
- [56] K. B. Bouakaz Ali, “Comptage des hydrocarbures débitmètre à Ultrasons,” ONML, 2010.
- [57] “Étalonnage et vérification périodique des compteurs de volume de gaz : Vérification des compteurs industriels en pression | Techniques de l’Ingénieur.” [Online]. Available: <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/mesures-analyses-th1/metrologie-relative-aux-gaz-42539210/etalonnage-et-verification-periodique-des-compteurs-de-volume-de-gaz-r2000/verification-des-compteurs-industriels-en-pression-r2000v2niv10004.html>. [Accessed: 12-Nov-2019].
- [58] ISO 2715:2017, “Hydrocarbures liquides — Mesurage volumétrique au moyen de compteurs à turbine,” 2017.
- [59] I. Omega Engineering, “transactions in measurement and control: Flow & Level Measurement,” vol. 4, p. 113.
- [60] S. Basu, A. K. Debnath, S. Basu, and A. K. Debnath, “Chapter V – Special Instrument,” in *Power plant instrumentation and control handbook*, 2015, pp. 297–386.
- [61] E. W. McAllister, “chapter 15 - Measurement,” in *Pipeline rules of thumb handbook: a manual of quick, accurate solutions to every day engineering problems*, Gulf Professional Publishing, 2005, pp. 476–682.
- [62] A. S. M. and R. Langari, “chapter 16- Flow Measurement,” in *Measurement and instrumentation: theory and application*, Elsevier, 2016, pp. 493–529.
- [63] Huibert-Jan Verhoeven, “Smart thermal flow sensors,” Delft University, 1996.
- [64] AGA 7, “Measurement of gas by turbine meters,” 1996.
- [65] AGA 9, “Measurement of gas by multipath ultrasonic meters,” 2017.
- [66] AGA 10, “Speed of sound in natural gas and other related hydrocarbon gases”, 2002.
- [67] AGA 11, “Measurement of natural gas by coriolis meter”, 2013.
- [68] BS ISO 14511, “Measurement of fluid flow in closed conduits.,” 2001.
- [69] M. Ashauer, H. Glosch, F. Hedrich, N. Hey, H. Sandmaier, and W. Lang, “Thermal flow sensor for liquids and gases based on combinations of two principles,” *Sensors Actuators, A Phys.*, vol. 73, no. 1–2, pp. 7–13, Mar. 1999.
- [70] A. Fethi, “Etude de contrôle des écoulement,” université de Toulouse, 2010.
- [71] G. Comte-Bellot, “Hot-wire anemometry,” *Annu. Rev. Fluid Mech.*, vol. 8, no. 1, pp. 209–231, Jan. 1976.
- [72] and A. T. M. Jungho Kim, Sherif A. Sherif, “Flow Measurement,” in *The CRC handbook of thermal engineering Frank Kreith*, CRC Press, 2000, p. 497.
- [73] J.-P. Schon, G. Comte-Bellot, and G. Charnay, “Anémomètres à fil ou à film chaud,” *Ref TIP676WEB - "Instrumentation méthodes Mes.*, Apr. 1994.
- [74] G. Comte-Bellot, “Les méthodes de mesure physique de la turbulence”, *Le J. Phys. Colloq.*, vol. 37, no. C1, pp. 67–78, Jan. 1976.
- [75] M. Jourieh, “Développement d’un modèle représentatif d’une éolienne afin d’étudier l’implantation de plusieurs machines sur un parc éolien,” l’école Nationale Supérieure

- d'Arts et Métiers, 2007.
- [76] R. Dufour, "Développement d'un peigne de fils froids pour l'étude d'écoulement turbulents en présence d'un champ thermique," université Laval, 1998.
- [77] I. Dobrev, "Modele hybride de surface active pour l'analyse du comportement aerodynamique des rotors eoliens a pales rigides ou deformables," l'école Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2009.
- [78] L. V. King, "On the convection of heat from small cylinders in a stream of fluid : determination of the convection constants of small platinum wires , with applications to hot-wire anemometry", 1914.
- [79] Benoit Talbot, "Mélange et dynamique de la turbulence en écoulements libres à viscosité variable," 2001.
- [80] H. H. Bruun, *Hot wire anemometry : principles and signal analysis*, Oxford University Press, 1995.
- [81] T-W. Lee, *Thermal and flow measurements*. CRC Press, 2008.
- [82] F. Moisy, "Méthodes expérimentales en mécanique des fluides," université Paris Sud, 2014.
- [83] P. C. Stainback and K. A. Nagabushana, "Review of hot-wire anemometry techniques and the range of their applicability," *Electron. J. Fluids Eng. Trans. ASME*, pp. 93–133, 1950.
- [84] N. T. Nguyen and S. Wereley, *Fundamentals and applications of microfluidics*. 2006.
- [85] P. Fürjes, G. Légrádi, C. Dücso, A. Aszódi, and I. Bársony, "Thermal characterisation of a direction dependent flow sensor," in *Sensors and Actuators, A: Physical*, 2004, vol. 115, no. 2–3 SPEC. ISS., pp. 417–423.
- [86] S. Haasl and G. Stemme, "Flow sensors," in *comprehensive microsystems*, vol. 2, Elsevier, 2007, pp. 209–272.
- [87] J. G. Olin, "Capillary tube thermal mass flow meters & controllers user's guide.", 2014.
- [88] J. G. Olin, "New developments in thermal dispersion mass flow meters," *Proc. Am. Gas Assoc. Oper. Sect.*, vol. 2, pp. 1131–1150, 2014.
- [89] J. G. Olin, "Introducing a new paradigm for thermal dispersion mass flow.", 2014.
- [90] R. C. Baker and C. Gimson, "The effects of manufacturing methods on the precision of insertion and in-line thermal mass flowmeters," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 12, no. 2, pp. 113–121, Apr. 2001.
- [91] M. Altendorf, T. Stauss, and W. Eckert, *Flow handbook*. Endress + Hauser Flowtec, 2004.
- [92] "Débitmètre massique thermique Proline t-mass B 150 pour la mesure de gaz industriels | Endress+Hauser." [Online]. Available: <https://www.dz.endress.com/fr/instrumentation-terrain-sur-mesure/debit-mesure-produits/debitmetre-massique-thermique-t-mass-B-150>. [Accessed: 12-Nov-2019].
- [93] J. G. Olin, "Industrial thermal mass flowmeters part i: principles of operation, Part II: Application," *Meas. Control*, no. 193, pp. 83–90, 1999.
- [94] J. G. Olin, "a Standard for users and manufacturers of thermal dispersion mass flow meters," 2008.

- [95] J. G. Olin, "Dispersion mass flowmeters and calibration," *Chemical engineering*, no. February, 2014.
- [96] M. Viswanathan, R. Rajesh, and A. Kandaswamy, "Design and development of thermal mass flowmeters for high pressure applications," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 13, pp. 95–102, 2002.
- [97] G. Ficco, "Metrological performance of diaphragm gas meters in distribution networks," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 37, pp. 65–72, 2014.
- [98] F. Cascetta, G. Rotondo, A. Piccato, and P. G. Spazzini, "Calibration procedures and uncertainty analysis for a thermal mass gas flowmeter of a new generation," *Measurement*, 2016.
- [99] J. G. Olin, "A new paradigm for thermal dispersion mass flowmeters: The ASME standard and recent technology advances," *Flow Control Magazine*, no. February, pp. 20–23, 2013.
- [100] Magnetrol International Inc., "Thermal dispersion mass flow measurement handbook," 2012.
- [101] W. Shannon and M. International, "Tracking natural gas with flowmeters," *Chemical Engineering*, p. 8, October 2009.
- [102] P. Marius Alexandru, "Investigation on characterizing heated pulsating flows with hot wire anemometers - A hands-on approach," *Incas Bull.*, vol. 6, no. 2, pp. 95–101, 2014.
- [103] G. Ficco, L. Celenza, M. Dell'Isola, A. Frattolillo, and P. Vigo, "Experimental evaluation of thermal mass smart meters influence factors," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 32, pp. 556–565, May 2016.
- [104] "ISO - ISO 6976:2016 - Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition." [Online]. Available: <https://www.iso.org/standard/55842.html>. [Accessed: 13-Nov-2019].
- [105] "Procédure site, procédure de comptage Gaz, GPL et condensat de GTFT, Service Process (Département Exploitation), PS XP/PRO 01, Rév 3," 2007.
- [106] A. Harrouz, A. Benatiallah, and O. Harrouz, "Control information and analyzing of metering gas system based of orifice plate," in *16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 2014.
- [107] "Flocalc - Kelton." [Online]. Available: <http://www.kelton.co.uk/FLOCALC>. [Accessed: 16-Jan-2019].
- [108] K.-E. F. and P. L. E. O. Dahl, "*Handbook of uncertainty calculations. fiscal orifice gas and turbine oil metering stations*", Norwegian Society for Oil and Gas Measurement: Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, March.2003.
- [109] AGA 8, "Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases," 2003.
- [110] "QuadraTherm® Série 640i/780i débitmètre massique à insertion et en ligne," 2013.
- [111] A. Bekraoui, A. Hadjadj, A. Benmounah, and M. Oulhadj, "Uncertainty study of fiscal orifice meter used in a gas Algerian field," *Flow Meas. Instrum.*, vol. 66, no. February 2018, pp. 200–208, 2019.

L'objectif de ce travail est d'étudier théoriquement et numériquement les compteurs thermiques et la réduction des effets thermiques sur le processus de mesure d'une façon générale. La mesure et le contrôle jouent un rôle important dans l'industrie des hydrocarbures, précisément dans le cas des transactions fiscales et du calcul du revenu chez les pays producteurs qui dépendent de la rente pétrolière. En effet, des nombreux appareils utilisés pour la mesure du débit dans le comptage transactionnel pour le pétrole et le gaz existant sur le marché ; comme les débitmètres à orifice à turbine et ultrasonique. Selon nos observations sur les questions opérationnelles, le débitmètre massique thermique est une technologie prometteuse pour la mesure du débit de fluide ; en particulier le débitmètre massique à dispersion, qui est l'un des types des débitmètres thermiques le plus appropriés pour les débits élevés. (Nous proposons dans cette recherche et pour la première fois l'utilisation de ce procédé pour la mesure du gaz naturel transactionnel. Le choix de ce type de débitmètre vient à la suite d'une différence considérable observée dans un champ de production situé au sud du pays, entre le débit total obtenu dans tous les puits et la quantité récupérée du réservoir de stockage en particulier pendant la saison estivale. Nous sommes convaincus que l'utilisation de ce type d'appareil nous aidera à comprendre et réduire cette irrégularité.

Par conséquent, une étude numérique a été entreprise en utilisant les différentes caractéristiques du gaz naturel soumis à des variations de pression et de température afin de voir leur influence sur les performances des débitmètres thermiques à dispersion. Pour valider l'approche du modèle numérique, les résultats de la simulation ont été comparés aux données expérimentales d'un champ de production du gaz naturel connu sous le nom de Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) situé dans le sud-est de l'Algérie utilisant un débitmètre fiscal à Orifice. Les résultats numériques des compteurs thermiques sont en bon accord avec ceux du débitmètre à Orifice du champ GTFT.

**Mot-clé :** mesure, métrologie, gaz naturel, débit, débitmètre massique thermique, transfert de chaleur, comptage transactionnel.

Measurement and control have an important role in the hydrocarbon industry. Especially, in the case of fiscal metering and the calculus of income for countries, which depend on oil rent. Actually, many devices used for flow rate measurement in oil and gas fiscal metering like orifice, ultrasonic and turbine meters often employed in oil and gas trade. According to our observation on operational issues, the thermal mass flowmeter is a promising technology in fluid flow measurement; particularly the dispersion thermal mass flowmeter, which is one of the diverse types of thermal flowmeters, that are more appropriate for high flow rate. For this work, we propose the dispersion thermal flowmeter for measuring natural gas in transaction operations, where it is unusually used. The choice of this type of flowmeter comes from the fact that we observed an abnormality in a production field in the south of the country, which consists in the fact that, the total flow rate of different wells is extensively different from the amount recovered in the storage bin especially in the summer season. We are sure that the use of this kind of device will help us to understand this irregularity.

Therefore, a numerical study is undertaken using different characteristics of natural gas and process variation on the performance of dispersion thermal flowmeters. In order to validate the numerical model approach, the results of the simulation were compared to experimental data from a natural gas production field known as Gas Tin Fouye Tabankort (GTFT) located in the south-east of Algeria using an orifice fiscal meter. The numerical results of thermal meters are in good agreement with those of GTFT field orifice meters.

**Keywords** – Measurement, metrology, naturel gas, flow rate, thermal mass flowmeter, fiscal measurement, heat transfer, custody transfer.