



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



Université Ahmed Draïa Adrar
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de sciences de la matière

MEMOIRE

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : de la matière

Filière : Physique

Spécialité : physique énergétique et énergie renouvelable

INTITULÉ

**ÉTUDE ET CONTRÔLE D'UN SYSTÈME
DE COMPTAGE DYNAMIQUE DES
PRODUIT PÉROLINE DANS TOUAT GAZ**

Présenté par

MARDJANE Mohammed

TALBI Boualam

Devant le jury

Président Belabbaci mohammed

Univ. Adrar

Promoteur HARROUZ Abdelkader

Univ. Adrar

Examineur Hadjadj Kacim

Univ. Adrar

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Louange à ALLAH maître de l'univers pour toutes ses bontés, pour la science qu'il nous a enseigné, pour l'esprit qu'il nous a illuminé, pour la foi qu'il sème dans nos cœurs et pour la miséricorde. Paix et salut sur notre premier éducateur le prophète Mohamed pour la simplicité, la valeur et la bonté de ses paroles, dignes de guider l'humanité vers le bonheur, la justice et l'amour vers la vie.

Nous tenons à présenter nos sincères remerciements à :

- ❖ Mr l'encadreur **Dr. HARROUZ ABDELKADER** pour son aide et d'avoir proposé ce thème, et donner tous les conseils et les informations*
- ❖ Les responsables et les agents de l'office nationale de la métrologie légale (ONML) annexe de wilaya d'ADRAR sur l'aide de de fourni des informations et des décrets de vérification.*

En fin

Nous remercions vivement nos encadrateurs pour leur aide et leur conseil ainsi le président et les membres de jury qui ont accepté d'évaluer notre travail.

*Je vous remercie les examinateur **Mr Hadjadj Kacim** et **Mr belebassi mohammed***

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail ((mémoire)) à :

- **Mes chère parents en aspirant de bon santé et longévités**
- **Ma chère femme et mon partenaire de vie pour sa patience tout en long de mes études**
- **Mes chères fils ((mohammed djaouad ; adam))**
- **Mes frères**
- **Mes collègues de travail de l'Annexe ONML Adrar**
- **Mon collègue qui a partagé de cette réalisation et tous mon collègue de la spécialité de Master : physique énergétique et tous les professeurs d'université Adrar surtout des professeurs de Science et technologie**
- **Tous la famille et les habitants de Timimoune et tous les amis pour leur solution leur sincérité et leur amour**

Sommaire

Introduction générale.....	14
Chapitre I Généralité sur la métrologie	
1. Introduction	17
1.1 À quoi sert la métrologie	17
1.2 La mesure d'une grandeur physique.....	18
1.3 Un peu de vocabulaire.....	18
1.4 Types de ...métrologie.....	19
1.4.1 Métrologie scientifique et industrielle.....	20
1.4.1.1 Domène d'activité	20
1.4.2 Etalons de mesure.....	22
1.4.3 Matériaux de référence certifiés	23
1.4.4 Traçabilité.....	23
1.4.5 Etalonnage	23
1.4.6 Métrologie légale	24
1.5 Vocabulaire métrologique, définitions	24
1.5.1 Métrologie	24
1.5.2 Matériau de référence	24
1.5.3 Grandeur	25
1.5.4 Valeur d'une grandeur	25
1.5.5 Valeur numérique d'une grandeur	25
1.5.6 Etalon	25
1.5.7 Etalon de travail	26
1.5.8 Mesurande	26
1.5.9 Mesurage.....	26
1.5.11 Principe de mesure	26
1.5.12 Procédure de mesure	26
1.5.13 Modèle de mesure	26
1.5.14 Valeur mesurée	27
1.5.15 Résultat de mesure (Résultat d'un mesurage)	27
1.6 Les institutions internationales de métrologie	27
1.6.1 La Convention du Mètre	27
1.6.2 Conférence Générale des Poids et Mesures (CGPM).....	27
1.6.3 Comité International des Poids et Mesures (CIPM)	28
1.6.4 Bureau International des Poids et Mesures (BIPM)	29
1.6.5 Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML)	29
1.7 Les institutions nationales de métrologie	30
1.7.1 Histoire de la métrologie algérienne	30
1.7.2 Office National de Métrologie Légale (ONML)	31
1.7.2.1 Missions de l'ONML	31
1.7.2.2 Règlements et législation	31
1.7.2.3 Mise en œuvre du système national légal de métrologie	31
1.8 Les normes et les standards techniques	32
1.8.1 Type de normes	33

1.8.2 les notions de la valeur.....	33
I.9 L'erreur de mesure	34
I.10 Erreur aléatoire	34
I.11 Erreur systématique.....	34
I.12 La correction d'erreurs.....	35
I.13 Jugement d'erreur de mesure	35
I.14 Erreur maximale tolère EMT	36
I.15 Répétabilité et reproductibilité du processus de mesurage.....	37
I.16 Conclusion.....	38

CHAPITRE II : COMPTAGE ET DEBITMETRES

II.1 Définition du comptage	40
II.2 Le domaine technique	40
II.3 Installations de comptage.....	40
II.3.1. Station de comptage	41
II.4 Technique de mesure des débits des fluides industriels.....	42
II.4.1 Introduction.....	42
II.4.2 Mesure des débits :	43
II.4.4 Classification des principaux débitmètres :	44
II.4.4.1 Débitmètres à pression différentielle :	44
II.4.4.1.1 Principe et théorie.....	44
II.4.4.1.2 Description technique et normative :	47
II.4.4.1.3 Domaine d'utilisation :	48
II.4.4.1.4 Différents types d'organes déprimons.....	49
II.4.4.1.4.1 Tube de venturi :	49
II.4.4.1.4.2 Tuyère :	50
II.4.4.1.4.3 Diaphragme :	51
II.4.4.2 Débitmètre à turbine.....	51
II.4.4.2.1 Principe et théorie :	51
II.4.4.2.2 Caractéristiques métrologiques.....	54
II.4.4.2.3 Domaines d'utilisation.....	54
II.4.4.3 Débitmètre à ultrasons :	55
II.4.4.3.1 Introduction.....	55
II.4.4.3.2 Principe :	56
II.4.4.3.3 Caractéristiques Métrologiques.....	57
II.4.4.3.4 Domaine d'utilisation :	57
II.4.4.3.4 Avantages et inconvénients des ultrasons.....	58
II.4.4.3.5 La norme ISO17089.....	59
II.4.4.4 Débitmètre à effet Coriolis.....	59
II.4.4.4.1 Domaines d'application.....	60
II.5 Conclusion	61

CHAPITRE III : CARACTERISTIQUES PHYSICO-CHIMIQUES DU GAZ NATUREL

III.1. Les caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel.....	63
III.1.1. La composition chimique du gaz.....	63
III.1.2. La masse molaire moyenne d'un gaz.....	64

III.1.3. Masse volumique d'un gaz.....	64
III.1.4. Densité d'un gaz.....	64
III.1.5. Pouvoir calorifique d'un gaz.....	65
III.1.6. Facteur de compressibilité Z.....	66
III.1.7 Détermination du facteur de compressibilité avec des abaques.....	67
III.1.8 Détermination du facteur de compressibilité par corrélation.....	68
III.1.9 Viscosité du gaz.....	69
III.1.9.1 Types de viscosités.....	69
III.1.9.2 Détermination de la viscosité d'un gaz.....	70
III.1.10 Indice de WOBBE.....	71
III.1.11. Point de rosée hydrocarbures.....	72
III.1.12 Point de rosée eau et teneur en eau.....	72
III.1.13 Chaleurs spécifiques « Cp, Cv »	73
III.1.14 Chaleur spécifique molaire.....	73
III.1.15 Exposant isentropique.....	74
III.2.16 Coefficient de Joule Thomson.....	74

CHAPITRE IV Spécification et fonctionnelle d'un Système Comptage du gaz

IV. 1 INTRODUCTION.....	76
IV. 1.1 Description du projet.....	76
IV .2 Les calculateurs de débit au comptage du gaz.	77
IV.2.1 Chaque calculateur :	78
IV.3 Conditions de référence.....	79
IV.3.1 Conditions Standard.....	79
IV.3. 2 Conditions contractuelles.....	79
IV.4 Compositions de gaz.....	80
IV.5 Les calculs.....	80
IV.5.1 Effectuer la correction du corps du compteur.....	80
IV.5.2 L'expansion de la pression du corps.....	81
IV.5.3 Effectuer Linéarisation de mètres.....	82
IV.5.4 Calculs de densité.....	83
IV.5.4.1 Calcul de la masse volumique standard dans des conditions standards (AGA8 : 1994)	83
IV.5.4.2 Calcul de la masse volumique standard dans des conditions contractuelles.....	83
IV.5.4.3 Calcul de la densité de la ligne dans des conditions standard (AGA8 : 1994).....	83
IV.5.4.4 Calcul de la densité de ligne à des conditions contractuelles.....	84
IV.5 Calculer la valeur de chauffage.....	84
IV.5.1 Calculer la valeur de chauffage dans des conditions standard (ISO 6976 : 1995).....	84
IV.5.2 Calculer la valeur de chauffage dans des conditions contractuelles.....	85
IV.6 Calcule débit	85
IV.6.1 Débit de volume non corrigé.....	86
IV.6.2 Taux d'expansion du corps de mesure de débit volumétrique corrigé.....	86
IV.6.3 Taux de linéarité du compteur de débit volumétrique corrigé.....	86

IV.6.4	Calcul pour le débit de volume normal.....	86
IV.6.5	Calcul pour le débit de masse.....	87
IV.6.6	Calcul pour le débit d'énergie.....	87
IV.6.7	Intégrer des débits pour totalisation.....	87
IV.7.	Calculer l'indice de Wobbe.....	88
IV.8	Calculer et comparer la vitesse du son.....	88

CHAPITRE V Validation Système de Comptage du Gaz fiscale Par ONML

V.1	Introduction.....	90
V.2	Les appareils qui ne nécessitent pas de validation :	90
V.3	L'équipement fiscal.....	91
V.4	Vérification du transmetteur de pression.....	92
V.5	Etalonnage d'un transmetteur de température.....	96
V.6	Etalonnage et test des sondes RTD PT100.....	99
V.6.1	Pour effectuer le test	100
V.6.2	Mesure de la température par résistances thermoélectrique :	101
V.6.3	Classes de précision (tolérance) des Pt100.....	101
V.7	Vérification d'un chromatographe.....	102
V.7.1	Définition	102
V.7.2	Fonction.....	102
V.7.3	Méthodes de vérification	103
V.8.1	Vérification de la fonction de calcul de la densité et du facteur de compressibilité suivant AGA8.....	105
V.8.2	Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976.....	106
V.9	Fonction de calcul de PTZ.....	107
V.9.1	le résultat effectue.....	108
V.10	Vérification des totaliseurs.....	108
V.11	Conclusion.....	110
	Conclusion générale.....	112
	Résumé :.....	113

Liste des Tableaux

Tableau I.1. Domaines, sous- domaines et étalons de mesures principales	21
Tableau I.2 : Expression par la dispersion des résultats	37
Tableau III.2 composition chimique du gaz	63
Tableau III.3 Chaleurs spécifiques molaires des constituants du GN	73
Table IV.1 Conditions standard dosage du gaz	79
Table IV.2 dosages du gaz de conditions contractuelles	79
Table IV.3 composants de gaz	80
Tableau V.1 Gaz d'exportation de matériel de comptage fiscal	91
Tableau V.2 : étape de Vérification du Transmetteur de Pression	92
Tableau V.3 Modèle de vérification d'un transmetteur de Pression	96
Tableau V.4 : étape de Vérification du Transmetteur de température	96
Tableau V.5 Modèle de vérification d'un transmetteur de Température	99
Tableau V.6 Modèle de vérification d'une sonde de Température	102
Tableau V.7 Calcul de la densité et du facteur de compressibilité AGA8	105
Tableau V.8 Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976	107
Tableau V.9 Fonction de Calcul de la densité de ligne par PTZ	108
Tableau V.10 vérification du totalisateur en utilisant les débits	109
Tableau V.11 vérification du totalisateur en utilisant les impulsions	109
Tableau V.12 vérification calcul de débit à partir de la vitesse du gaz	110

Liste des figures

Figure I.1 La chaîne de traçabilité	22
Figure I.2. Description l'erreur et l'incertitude	35
Figure. I.3. La qualité de la mesure dépanade de la différent facteur	36
Figure I.4 comment déterminée l'EMT	37
Figure II.1 Diagramme de l'unité de comptage liquide et de l'étalon.	42
Figure II.2 : station de comptage gaz	42
Figure II- 3 : Répartition des débitmètres dans l'industrie (Baker 1988)	44
Figure II - 4 : principe d'un organe déprimogène	45
Figure II - 5 : Les principaux débitmètres à organes déprimogènes	47
Figure II - 6: Tube de venturi classique	50
Figure II - 7 : Tuyère ISA 1932	51
Figure II - 8: Diaphragme	51
Figure II - 9 - Schéma de principe d'un débitmètre à turbine.	52
Figure II - 10 - Schéma débitmètre à turbine.	53
Figure II - 11 : Principe de fonctionnement d'un débitmètre ultrasonique	57
Figure II.12 débitmètre à effet Coriolis.	61
Figure III. 1 abaques utilisés pour la détermination du facteur de compressibilité Z	68
Figure III.2 abaque pour la détermination de la viscosité des gaz hydrocarbures.	71
Figure III. 3 rapports des viscosités en fonction de la température et de la pression réduites	71
Figure IV.1 Système de comptage fiscal gaz	78
Figure V.1 : Proposition de raccordement pour une vérification sur Site d'un Transmetteur de Pression	95
Figure V.2 Montage de calibration de transmetteur de température [GTG]	97
Figure V.3 Proposition de raccordement pour une vérification de la boucle de Température	99
Figure V.4 Sondes RTD PT100	101
Figure V.5 Chromatographie en Phase gazeuse et composé de soufre analyseur	102
Figure V.6 Calculateur krohne summit 8800	105

Grandeur	Symbole	Unité SI
Débit	Q	m ³ /h
Masse volumique	P	Kg/m ³
Masse molaire	M _m	g/mol
Densité de gaz	D	Kg/m ³
Température	T	°C
Pression	P	Pascal
Nombre de Reynolds	Re	-
la diamètre	D	m
la vitesse du fluide	V	m/s
Surface	S	m ²
Fréquence d'impulsion du compteur	F	Hz
Facteur de base	K	pulse/m ³
Pourcentage d'erreur	E	%
Débit massique	q _m	Kg/h
Débit d'énergie	Q _e	M.cal/h
Le coefficient de Poisson pour le matériel de mètre	Σ	
Rayon extérieur du corps du compteur	A	Mm
Module d'élasticité	E	KPa
Coefficient de dilatation thermique linéaire pour le matériau de corps de bobine	A	1/K
Groupement Touat GAZ	GTG	-

AGA	Normes "American Gas Association"
API	Normes "American Petroleum Institute"
COS	"CarbonylSulphide" Oxysulfure de Carbone
CPSM	Facteur de correction des effets de pression sur le compteur à ultrasons
CPU	"Central Processing Unit"
CTSM	Facteur de correction des effets de température sur le compteur à ultrasons
DanPac	"Daniel Process Acquisition"
DBB	"Double Block and Bleed valve" Vanne à double isolation et avec purge
DCS	"Distributed Control System"
EG	"ElectrolyticGalvanized"
ESD	"Emergency Shutdown" Système d'arrêt d'urgence
FAT	"Factory Acceptance Test"
FC	"Flow Computer" Calculateur
FDS	"Functional Design Specification" - Spécifications de la conception fonctionnelle
FRMM	"Flow Reference MeterMethod" - Méthode du compteur de référence
FWA	"Flow WeightedAverage" - Moyenne pondérée du débit
GC	système de chromatographie en phase gazeuse - chromatographe Gaz
GHV	"Gross Heating Value" équivalent au Povoir Calorifique Supérieur PCS
GMAO	Système de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur
H2S	"HydrogenSulphide" Sulfure d'hydrogène
HCDP	"Hydro CarbonDew Point" Point de rosée hydrocarbures
IHM	Interface Homme Machine
ISO	"International Standards Organization"
KVM	"Keyboard, Video& Mouse" Clavier, vidéo et souris
LAN	"Local Area Network" - Réseau local
MON	Logiciel de diagnostic des Chromatographes gaz
MSOS	Vitesse du son mesurée par le compteur à ultrasons
O2	Oxygène
P&ID	"Piping and Instrumentation Diagram"
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PMCS	"Process Monitoring and Control System" Système de contrôle et de monitoring process
PT	Transmetteur de Pression
RSH	Mercaptans
SAT	"Site Acceptance Test"
SC	"Supervisory Computer" - station de travail Proplus - Système de supervision
TS	"Total Sulphur" Teneur en soufre
TSOS	Vitesse du son théorique obtenue à partir de l'AGA10
TT	Transmetteur de Température
USM	"UltrasonicMeter" compteur à ultrasons

Norms standards

NM	Code / Standard	Description
1	ISO 5168	Mesure de débit des fluides - Calcul de l'incertitude
2	ISO 6141	Analyse des gaz - Prescriptions relatives aux certificats des mélanges de gaz pour étalonnage
3	ISO 6142	Analyse des gaz - Préparation des mélanges de gaz pour étalonnage
4	ISO 6145	Préparation des mélanges de gaz pour étalonnage à l'aide de méthodes volumétriques dynamiques
5	ISO 6974-1	Gaz naturel -- Détermination de la composition et de l'incertitude associée par chromatographie en phase gazeuse -- Partie 1: Lignes directrices générales et calcul de la composition
6	ISO 6974-2	Gaz naturel -- Détermination de la composition et de l'incertitude associée par chromatographie en phase gazeuse -- Partie 2: Calculs d'incertitude
7	ISO 6974-3	Gaz naturel -- Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse -- Partie 3: Détermination de l'hydrogène, de l'hélium, de l'oxygène, de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures jusqu'à C8 à l'aide de deux colonnes remplies
8	ISO 6974-4	Gaz naturel - Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse - Partie 4 : détermination de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures (C1 à C5 et C6+) pour un laboratoire et un système de mesure en continu employant deux colonnes
9	ISO 6974-5	Gaz naturel -- Détermination de la composition et de l'incertitude associée par chromatographie en phase gazeuse -- Partie 5: Méthode isotherme pour l'azote, le dioxyde de carbone, les hydrocarbures C1 à C5 et C6+
10	ISO 6975	Gaz naturel -- Analyse étendue -- Méthode par chromatographie en phase gazeuse
11	ISO 6976 + CORR3	Gaz naturel -- Calcul des pouvoirs calorifiques, de la masse volumique, de la densité relative et des indices de Wobbe à partir de la composition
12	ISO 6978 (edition 2005)	Gaz naturel - Détermination de la teneur en mercure
13	ISO 6326-1	Gaz naturel - Détermination des composés soufrés - Partie 1 : introduction générale
14	ISO 10715	Gaz Naturel - lignes directrices pour l'échantillonnage
15	ISO 12213-1	Gaz Naturel Calcul du facteur de compression - Partie 1: Introduction et lignes directrices
16	ISO 12213-2	Gaz Naturel Calcul du facteur de compression - Partie 2: Calcul à partir de l'analyse de la composition molaire

17	ISO 17089-1 (Avril 2011)	Mesurage du débit des fluides dans les conduites fermées - Compteurs à ultrasons pour gaz - Partie 1 : compteurs pour transactions commerciales et allocations
18	API MPMS 13.2 (1996)	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 13- Statistical Aspects of Measuring and Sampling Section 2-Methods of Evaluating Meter Proving Data
19	API MPMS 14.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14 – Natural Gas Fluids Measurement Section 1 – Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer
20	API MPMS 21.1	Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21.1 - Flow Measurement Using Electronic Metering Systems - Electronic Gas Measurement
21	AGA report N°7	Measurement of Gas by Turbine meters
22	AGA report N°8	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases
23	AGA report N°9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters
24	AGA report N°10	Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases
25	GPA STD 2145	Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry
26	GPA STD 2172	Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixtures for Custody Transfer
27	GPA STD 2261	Analysis for Natural Gas & Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography
28	ASTM D1945	Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
29	ONML	Office National de Métrologie Légale (Algérie)
30	EN 1776	Gas Supply systems - Natural Gas Measuring Stations - Functional Requirements

Introduction générale

Introduction

L'industrie du transport des hydrocarbures par canalisations est l'une des spécialités les plus importantes dans le domaine de l'industrie des hydrocarbures c'est d'après le raffinage et le traitement, dans tous les pays, y compris l'Algérie.

L'Algérie est l'un des plus importants pays producteurs de pétrole et de gaz naturel, ces deux sources énergétiques stratégiques, occupent une place prépondérante dans le commerce extérieur.

Dans les industries à risques élevés telle que le secteur pétrolier et gazier, l'enjeu de gestion et de contrôle des systèmes de comptage est l'une des principales préoccupations de la politique des pays producteurs d'énergie, ces systèmes doivent être bien conçus et mis en œuvre pour garantir la mesure des produits hydrocarbures. L'investissement dans un projet de réalisation d'un réseau de transport des hydrocarbures coûte très cher. La rentabilité de ce projet nécessite une exploitation rationnelle du réseau et des équipements installés, d'où une détermination de la mesure de débit transporté avec une précision satisfaisante et nécessaire.

Le transport d'hydrocarbures par canalisations, des champs de production vers l'utilisateur, nécessite un suivi strict et rigoureux de la part des opérateurs chargés de la détermination des quantités de produits. Pour réaliser cette opération de comptage plusieurs facteurs entrent en jeu. L'objectif final, demeure l'acheminement des produits avec un minimum de perte et des livraisons des Quantités mesurées d'une façon juste et équitable vis-à-vis des clients.

Compte tenu des quantités importantes à livrer, une erreur même minime sur les quantités transportées, peut représenter du point de vue financier des montants non négligeables dans la vie d'une entreprise. Par conséquent, le suivi de l'évolution de la technologie de comptage, l'amélioration des procédés, en vue de l'augmentation de la précision, doivent demeurer les soucis majeurs de tous les transporteurs d'hydrocarbures.

Dans ce travail, nous allons essayer d'étudier le système de comptage utilisé dans le domaine de l'industrie de gaz et liquide pétrolière, ainsi nous allons appliquer le

INTRODUCTION

contrôle métrologique du système de comptage avec des données expérimentales au niveau du complexe **TOUAT GAZ GTG ADRAR**

L'objectif de ce travail est de définir les niveaux tolérés des précisions pour les instruments du comptage dynamique liquides ou gazeux des produits hydrocarbures industriels.

Nous allons procéder pratiquement au contrôle de chaque type de comptage avec l'utilisation des normes standards et les corrections nécessaires à faire pour les exigences satisfaites.

Tout d'abord, dans le chapitre 1 nous présentons la métrologie avec un peu d'historique de mesurage et de quelque notion fondamentale sur les calculer d'incertitude.

Dans le chapitre 2 nous fournissons un aperçu du système de comptage gaz en indiquant les types de compteurs utilisés dans le domaine de la mesure

Dans le chapitre 3 Nous étudions ses caractéristiques Produits chimiques physiques du gaz naturel

Dans le Chapitre 4 Nous étudions la conception fonctionnelle et le calcul métrologique du système de comptage de gaz pour le projet Touat gaz

Et dans le dernier chapitre nous allons valider et vérifier de système comptage du gaz avec les normes d'application pour le contrôle métrologique du système de mesure

Nous terminons ce travail par une conclusion et des perspectives

Chapitre I

Généralité sur la métrologie

I. Introduction

I.1 À quoi sert la métrologie

La métrologie au sens étymologique du terme se traduit par **Science de la mesure et ses applications**.

La métrologie s'intéresse traditionnellement à la détermination de caractéristiques (appelées grandeurs) qui peuvent être fondamentales comme par exemple une longueur, une masse, un temps... ou dérivées des grandeurs fondamentales comme par exemple une surface, une vitesse... Cependant, dans les domaines courants des essais, il existe de nombreuses caractéristiques n'ayant qu'une relation indirecte avec ces grandeurs. C'est le cas, par exemple, de la dureté, de la viscosité... qui peuvent poser des problèmes dans l'interprétation. [1]

Mesurer une grandeur physique consiste à lui attribuer une valeur quantitative en prenant pour référence une grandeur de même nature appelée unité. Dans le langage courant des « métrologues », on entend souvent dire mesurer c'est comparer !

Les résultats des mesures servent à prendre des décisions :

- Acceptation d'un produit (mesure de caractéristiques, de performances, conformité à une exigence) ;
- Réglage d'un instrument de mesure, validation d'un procédé ;
- Réglage d'un paramètre dans le cadre d'un contrôle d'un procédé de fabrication
- Validation d'une hypothèse ;
- Protection de l'environnement ;
- Définition des conditions de sécurité d'un produit ou d'un système ;

L'ensemble de ces décisions concourt à **la qualité des produits ou des services** : on peut qualifier *quantitativement* la qualité d'un résultat de mesure grâce à son incertitude.

N.B. : Sans incertitude les résultats de mesure ne peuvent plus être comparés :

- Soit entre eux (essais croisés) ; [2]
- Soit par rapport à des valeurs de référence spécifiées dans une norme ou une spécification (conformité d'un produit).

I.2 La mesure d'une grandeur physique

Tout d'abord définissons ce que l'on entend par grandeur physique :

On appelle grandeur physique une propriété discernable caractérisant un objet, un système ou un état physique. [6]

Deux grandeurs physiques sont de mêmes espèces (ou de même nature) lorsqu'on peut les comparer. Une grandeur est mesurable quand on sait définir son égalité avec une grandeur de même nature et lorsque leur somme (ou le rapport) avec une grandeur de même nature a un sens. Si une grandeur est mesurable, on peut alors affecter à cette grandeur une valeur numérique objective en comptant combien de fois une grandeur de même espèce prise comme référence, à laquelle on attribue conventionnellement la valeur numérique 1 (un) et appelée unité, est contenue dans la grandeur considérée.

On écrira alors le résultat sous la forme :

$$X = \frac{\{X\}}{Y} \cdot [X] \quad (I-1)$$

Où X est le nom de la grandeur physique, [X] représente l'unité et {X} est la valeur numérique de la grandeur exprimée dans l'unité choisie.

N.B. : Toute grandeur physique est invariante, c'est-à-dire qu'elle ne dépend pas de l'unité dans laquelle on l'exprime. Par exemple :

- longueur de la règle : 30, 48 *cm* ;
- " 0, 3048 *m* ;
- " 12 *pouces* ;
- " 1, 646.10⁻⁴ *millemarin*.

On remarque que la valeur numérique dépend de l'unité choisie.

En conséquence, celle-ci doit toujours être **précisée**.

I.3 Un peu de vocabulaire

Dans le vocabulaire officiel, l'opération communément appelée mesure est appelée mesurage. De même, la grandeur physique soumise à l'opération de mesurage est appelée mesura d'attention aux faux amis, l'opération d'étalonnage doit être distinguée de celle appelée calibrage.

N.B. : il ne faut pas utiliser le terme précision mais le terme incertitude.

Il faut bien différencier la **répétabilité** des résultats de mesurage qui est l'étroitesse de l'accord entre les résultats de mesures successifs du même mesura d'effectués dans la totalité des mêmes conditions de mesure avec la **reproductibilité** où les mesurages sont effectués en faisant varier les conditions de mesure. [2.3.4]

On rappelle les principaux paramètres assurant des conditions de mesures de **répétabilité** et de **reproductibilité** :

- **Répétabilité :**

- même méthode ;
- même individus (échantillon) ;
- même laboratoire ;
- même opérateur ;
- même équipement ;
- même ...

De plus, les essais successifs doivent se dérouler sur une durée courte vis-à-vis de la dynamique des phénomènes physiques entrant en jeu lors d'un essai.

- **Reproductibilité :**

- même méthode ;
- même individus ;
- laboratoire différent ;
- Opérateur différent ;
- équipement différent ;

I.4 Types de métrologie

La métrologie est divisée en trois catégories comprenant différents niveaux de complexité et d'exactitude :

La **métrologie scientifique** (appelée aussi métrologie **fondamentale** ou de **laboratoire**), traite l'organisation et du développement des étalons de mesures et de leur maintien à niveau (au plus haut niveau). [2.3.4]

La métrologie fondamentale n'a pas de définition internationale, mais elle indique le plus haut niveau d'exactitude pour un domaine donné. La métrologie fondamentale, par conséquent, doit être considérée comme la branche la plus haute de la métrologie scientifique.

- La **métrologie industrielle** vise à assurer le fonctionnement adéquat des instruments de mesure utilisés dans l'industrie, comme dans la production et les processus d'essais.
- La **métrologie légale** est concernée par les mesures qui ont une influence sur la transparence des transactions économiques, sur la santé et la sécurité. En d'autres termes, il s'agit d'un ensemble des règles que l'État impose concernant le système d'unités, la production, ou l'utilisation d'instruments de mesure.

I.4.1 Métrologie scientifique et industrielle

Les activités de métrologie, de mesures et d'essais sont des ensembles de valeurs qui assurent la qualité des activités industrielles. Ceci inclus les besoins en termes de traçabilité, qui deviennent aussi importants que la mesure elle-même.

I.4.1.1 Domène d'activité

La métrologie scientifique peut être divisée en 9 domaines techniques d'activité : masse, électricité, longueur, temps et fréquence, thermométrie, rayonnements ionisants et radioactivité, photométrie et radiométrie, acoustique, et quantité de matière.

Domaines	Sous-domaines	Principaux étalons de mesure
Masse et Grandeurs apparentées	Mesure de masse	Etalons de masse, balances, comparateurs de masses
	Force et pression	Cellule de pesée, machine d'essai à poids Morts, force, convertisseurs de moment et Couple, balance de pression à piston
	Volume et masse Volumique	Cylindre lubrifié à l'huile/l'eau, essais de Machine de force. Aéromètres, laboratoire de verrerie, Densimètre pour vibration, viscosimètres Capillaires, viscosimètres rotatifs

	Viscosité	Echelle viscosimètre.
Electricité et magnétisme	Electricité – Courant continu	Comparateurs cryogéniques de courant continu, effet Josephson et effet Hall Quantique, référence à diode Zener Méthodes potentiométriques, pont de comparaison.
	Electricité – Haute fréquence	Convertisseurs thermiques, calorimètres, bolomètres
	Fort courant et haute tension	Transformateurs de courants et de tensions, sources de référence en haute tension
Longueur	Longueur d’onde et interférométrie	Lasers stabilisés, interférométrie, systèmes de mesures interférométriques comparaisons interférométriques, générateur de fréquence optique.,
	Métrologie dimensionnelle	Cales étalons, règles à traits, cales à gradin, bagues, anneaux, comparateur à aiguilles, tampons, calibres, comparateurs, microscopes, plan étalon scanner laser micrométrique, jauges de profondeur.
	Mesures d’angles	Auto- collimateurs, plateaux angulaires cales d’angle, polygones, niveaux
	Forme	Rectitude, planéité, parallélisme, équerre, cales d’angle, polygones, niveaux.
	Qualité de surface	étalons de hauteur de marche et de rainures, étalon de circularité, équipement de mesure de circularité.
Temps et fréquence	Mesure du temps	Horloge à atomes de césium, équipement d’intervalle de temps.
	Fréquence	Horloge et fontaine atomiques, oscillateurs à quartz, lasers, compteurs électroniques et synthétiseurs, (outils de mesures de longueurs géodésiques).

Tableau.1. Domaines, sous- domaines et étalons de mesures principales[1]

I.4.2 Etalons de mesure

Un étalon de mesure, est une mesure matérialisée, un appareil de mesure, un matériau de référence ou un système de mesure destiné à définir, réaliser, conserver ou

reproduire une unité, ou une ou plusieurs valeurs d'une grandeur pour servir de référence. [5]

Exemple : Le mètre est défini comme la longueur du trajet parcouru par la lumière dans le vide pendant un intervalle de temps de $1/299\,792\,458$ de seconde. Le mètre est réalisé au niveau primaire en termes de longueur d'onde d'un laser hélium- néon stabilisé sur l'iode. A des niveaux inférieurs, les mesures matérielles comme les cales étalons sont utilisées, et la traçabilité est assurée en utilisant l'interférométrie optique pour déterminer la longueur des cales étalons en référence à la longueur d'onde laser. Les différents niveaux des étalons de mesures sont montrés en figure I.1. Les domaines d'activité, les sous- domaines et les étalons de mesures importants sont

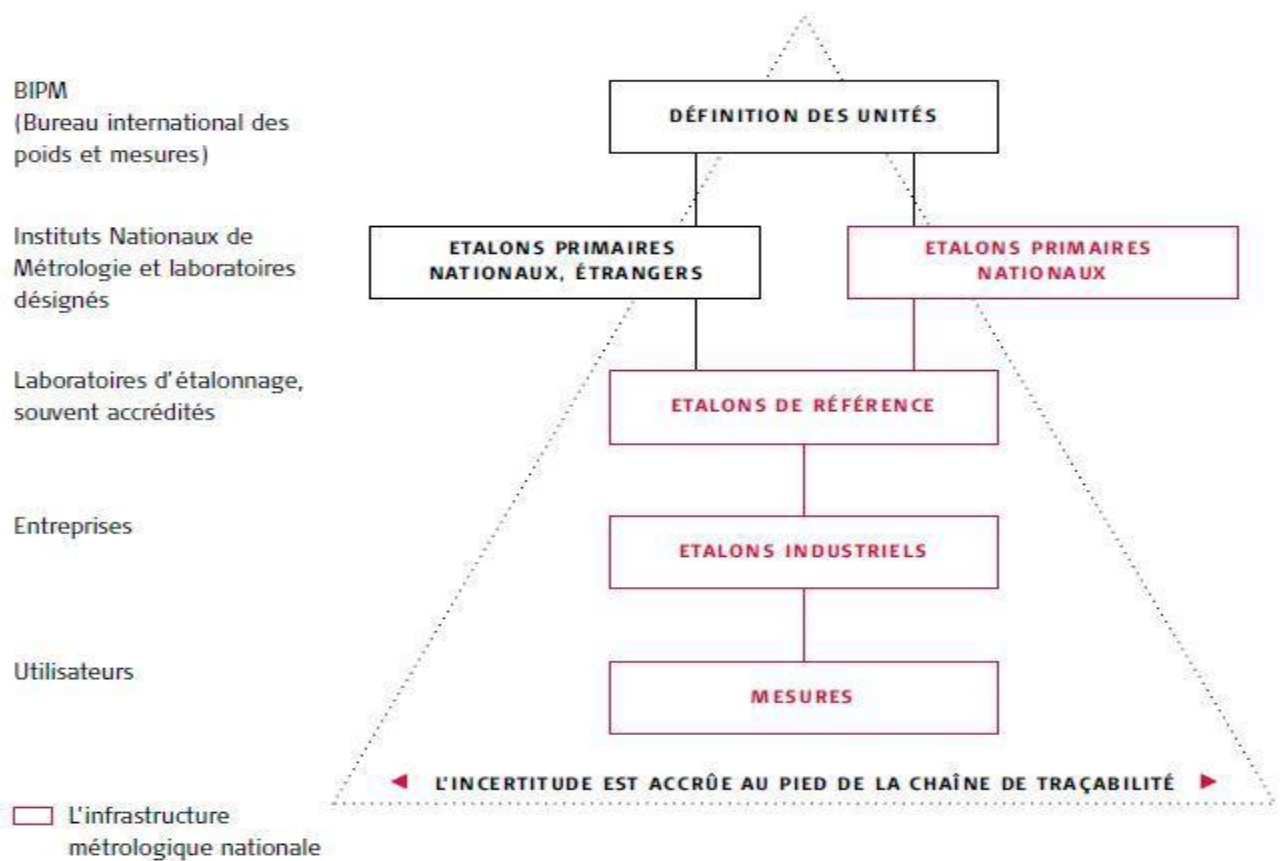


Figure I.1. La chaîne de traçabilité

I.4.3 Matériaux de référence certifiés

Un matériau de référence certifié est un matériau de référence qui a une ou plusieurs valeurs de ses propriétés certifiées par une procédure qui établit la traçabilité à la

réalisation de l'unité, dans laquelle la valeur est exprimée. A chaque valeur certifiée est associée une incertitude à un niveau de confiance déterminé.

Les matériaux de référence certifiés sont généralement préparés en lots. Les valeurs des propriétés sont déterminées dans des limites d'incertitudes déterminées par les mesures sur des échantillons représentatifs de l'ensemble du lot. [6]

I.4.4 Traçabilité

Chaîne de traçabilité est "une chaîne ininterrompue de comparaisons, ayant toutes des incertitudes déterminées", voir la figure 1.1. Ceci assure qu'un résultat de mesure, ou la valeur d'un étalon, est raccordé à une référence aux plus hauts niveaux, le plus haut niveau étant l'étalon primaire.

Un utilisateur final doit obtenir la traçabilité aux étalons internationaux de plus haut niveau soit directement via un institut national de métrologie, soit par un laboratoire secondaire ou service d'étalonnage. [6]

1.4.5 Etalonnage

L'étalonnage est un ensemble d'opérations établissant, dans des conditions spécifiées, la relation entre les valeurs de la grandeur, indiquées par un appareil de mesure ou un système de mesure, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou par un matériau de référence, et les valeurs correspondantes de la grandeur réalisée par des étalons.

Un outil de base, qui assure la traçabilité d'une mesure, est l'étalonnage d'un appareil de mesure ou d'un matériau de référence. L'étalonnage détermine les performances caractéristiques d'un instrument ou d'un matériau de référence. Ceci est atteint au moyen d'une comparaison directe à un étalon de mesure ou à un matériau de référence certifié. Un certificat d'étalonnage est édité et, dans la plupart des cas, une étiquette est apposée sur l'instrument.

Trois raisons majeures pour avoir un appareil étalonné :

1. Pour s'assurer que la lecture de l'appareil est cohérente avec les autres appareils.
2. Pour déterminer l'exactitude de la lecture de l'appareil.
3. Pour établir une fiabilité de l'appareil, i.e., qu'il peut être cru.

Le résultat d'un étalonnage peut être enregistré dans un document appelé certificat d'étalonnage ou rapport d'étalonnage. [6]

1.4.6 Métrologie légale

La métrologie légale est la troisième catégorie de métrologie. L'objectif principal de la métrologie légale est d'assurer aux citoyens des résultats de mesures corrects lors :

- De transactions officielles et commerciales ;
- Dans le cadre du travail, de la santé et de la sécurité.

Le gouvernement prend la responsabilité de s'assurer de la crédibilité de telles mesures. Les appareils contrôlés légalement doivent garantir des résultats de mesure corrects :

- En conditions de travail ;
- Pour toute la période d'utilisation ;
- À l'intérieur des erreurs données tolérées.

Par conséquent, tout autour du monde, la législation émet des exigences pour les instruments de mesures et les méthodes de mesures et d'essais incluant les produits pré- emballés. [6]

I.5 Vocabulaire métrologique, définitions

L'ensemble des définitions de la présente section sont tiré à partir du guide "Vocabulaire international des termes fondamentaux et généraux en métrologie (VIM)".

I.5.1 Métrologie

" Science des mesurages et ses applications ".

I.5.2 Matériau de référence

"Matériau suffisamment **homogène** et **stable** en ce qui concerne des propriétés spécifiées, qui a été préparé pour être adapté à son utilisation prévue pour un mesurage ou pour l'examen de propriétés qualitatives".

N.B. : Des matériaux de référence avec ou sans valeurs assignées peuvent servir à contrôler la fidélité de mesure, tandis que seuls des matériaux à valeurs assignées peuvent servir à l'étalonnage ou au contrôle de la justesse de mesure.

I.5.3 Grandeur

" Propriété d'un phénomène, d'un corps ou d'une substance, que l'on peut exprimer quantitativement sous forme d'un nombre et d'une référence".

N.B. : La référence peut-être une unité de mesure, une procédure de mesure, un matériau de référence, ou une de leurs combinaisons.

I.5.4 Valeur d'une grandeur

'' Ensemble d'un nombre et d'une référence constituant l'expression quantitative d'une grandeur''.

N.B. : Selon le type de référence, la valeur d'une grandeur est :

- Soit le produit d'un nombre et d'une unité de mesure ;

Exemple : Longueur d'une tige donnée : 5,34 m ou 534 cm.

Il est important de noter que l'unité est généralement omise pour les grandeurs sans dimension. **Exemple :** Fraction massique de cadmium dans un spécimen donné de cuivre : 3 µg/kg ou 3×10^{-9}

- Soit un nombre et la référence à une procédure de mesure ;

Exemple : Dureté C de Rockwell d'un spécimen donné : 43,5 HRC

- soit un nombre et un matériau de référence.

Exemple : Concentration arbitraire en quantité de matière de l'utopie dans un spécimen donné de plasma sanguin humain en utilisant l'étalon international 80/552 de l'OMS : 5,0 UI/l, où «UI » signifie « unité internationale de l'OMS ».

I.5.5 Valeur numérique d'une grandeur

Nombre, dans l'expression de la valeur d'une grandeur, autre qu'un nombre utilisé comme référence''.

I.5.6 Etalon

''Réalisation de la définition d'une grandeur donnée, avec une valeur déterminée et une incertitude de mesure associée, utilisée comme référence''.

Dans la plupart des cas, l'étalon est créé à partir d'un matériau de référence pour obtenir une grandeur donnée, avec une valeur déterminée et une incertitude de mesure associée, utilisée comme référence. [4]

I.5.7 Etalon de travail

Étalon qui est utilisé couramment pour étalonner ou contrôler des instruments de mesure ou des systèmes de mesure''. Un étalon de travail servant à la vérification est aussi désigné comme « **étalon de vérification** » ou « **étalon de contrôle** ».

N.B. : Dans le cas où l'on étalonne une procédure de mesure avec un étalon de travail, si l'on veut ensuite effectuer une vérification de cette procédure, il faut utiliser un autre étalon de travail, que l'on peut appeler alors « étalon de vérification » ou « étalon de contrôle ».

I.5.8 Mesurande

Grandeur que l'on veut mesurer''.

N.B. : La spécification complète du mesurande comporte trois éléments : la grandeur, le constituant et le système. [4]

Exemple : Détermination de la **concentration molaire** du **lactose** dans le **lait**.

I.5.9 Mesurage

'' Processus consistant à obtenir expérimentalement une ou plusieurs valeurs que l'on peut raisonnablement attribuer à une grandeur''.

I.5.10 Méthode de mesure

Description générique de l'organisation logique des opérations mises en œuvre dans un mesurage''. Les méthodes de mesure peuvent être qualifiées de plusieurs façons : méthodes de mesure directe, indirecte, absolue, relative, par comparaison directe et par zéro

I.5.11 Principe de mesure

Phénomène servant de base à un mesurage''.

Exemple : Effet thermoélectrique appliqué au mesurage de la température.

I.5.12 Procédure de mesure

Description détaillée d'un mesurage conformément à un ou plusieurs principes de mesure et à une méthode de mesure donnée, fondée sur un modèle de mesure et incluant tout calcul destiné à obtenir un résultat de mesure

I.5.13 Modèle de mesure

Relation mathématique entre toutes les grandeurs qui interviennent dans un mesurage

I.5.14 Valeur mesurée

Valeur d'une grandeur représentant un résultat de mesure'

N.B. : Pour un mesurage impliquant des indications répétées, chacune peut être utilisée pour fournir une valeur mesurée correspondante. Cet ensemble de valeurs

mesurées individuelles peut ensuite être utilisé pour calculer une valeur mesurée résultante, telle qu'une moyenne ou une médiane, en général avec une incertitude de mesure associée qui décroît.

Lorsqu'on donne une valeur mesurée, l'incertitude de mesure n'est en général pas associée, ni les informations nécessaires concernant le mesurage. Une valeur mesurée ne doit donc pas être confondue avec un résultat de mesure.

I.5.15 Résultat de mesure (Résultat d'un mesurage)

''Ensemble de valeurs attribuées à un mesurage, complété par toute autre information pertinente disponible''.

N.B. : Le résultat de mesure est généralement exprimé par une valeur mesurée unique et une incertitude de mesure.

I.6 Les institutions internationales de métrologie

I.6.1 La Convention du Mètre

La **Convention du Mètre** est le traité international signé le 20 mai 1875 à Paris (France) par dix-sept États dans le but d'établir une autorité mondiale dans le domaine de la métrologie. Elle succède ainsi à *la commission internationale du mètre* mise en place en 1870. [5]

Pour ce faire, trois structures ont été créées. La Convention délègue ainsi à la **Conférence Générale des Poids et Mesures (CGPM)**, le **Comité International des Poids et Mesures (CIPM)** et le **Bureau International des Poids et Mesures** l'autorité pour agir dans le domaine de la métrologie, en assurant une harmonisation des définitions des différentes unités des grandeurs physiques. Ces travaux ont finalement mené à la création du **Système International d'unités (SI)**. [5]

1.6.2/ Conférence Générale des Poids et Mesures (CGPM)

La CGPM se réunit au moins une fois tous les 6 ans sur convocation du Ministère Français des Affaires Étrangères. La fréquence actuelle est de 4 ans. C'est une conférence diplomatique qui réunit les délégués des 55 États Membres de la Convention du Mètre et les 34 membres associés à la CGPM (au 01/08/2011).

Lors de chaque conférence générale, les membres se basent sur le ou les rapports du Comité International des Poids et Mesures (CIPM) relatant les travaux accomplis. Ils prennent alors les dispositions adéquates pour l'extension et/ou l'amélioration du

Système International d'unités (SI), ainsi que des dispositions et des recommandations générales concernant la métrologie. Sont également discutées les décisions administratives relatives au fonctionnement du BIPM.

En résumé, la CGPM a pour mission :

- D'élire les membres du CIPM ;
- De discuter et de décider des mesures nécessaires pour assurer l'extension et l'amélioration de la mise en œuvre du Système International d'unités, le SI ;
- De sanctionner les résultats des nouvelles déterminations métrologiques fondamentales et d'adopter les diverses résolutions scientifiques de portée internationale ;
- D'adopter les décisions importantes concernant le fonctionnement et le développement du BIPM. [5]

1.6.3/ Comité International des Poids et Mesures (CIPM)

Le CIPM se réunit annuellement. Il est composé de 18 personnalités, scientifiques et métrologistes appartenant à des nationalités différentes, élues à titre personnel par la CGPM.

Le CIPM a pour mission :

- De préparer les propositions et recommandations à soumettre à la CGPM ;
- De superviser et diriger les travaux du BIPM ;
- D'établir un rapport annuel sur la situation financière et administrative du BIPM.

Devant le nombre croissant d'États Membres, et de travaux scientifiques et techniques développés par les Instituts Nationaux de Métrologie, le CIPM a créé depuis 1927, une série de comités consultatifs pour lui permettre d'étudier de manière plus approfondie les progrès scientifiques et techniques qui peuvent avoir une forte influence sur la métrologie.

Les Comités Consultatifs (CC) sont composés d'experts et de spécialistes mondiaux travaillant dans les Instituts Nationaux de Métrologie. Le nombre de membres est limité ; tous les États Membres de la Convention du Mètre ne sont donc pas représentés dans chacun des CC. La présidence d'un Comité est assurée par un membre du CIPM.

Les CC ont pour mission :

- D'étudier les travaux et progrès scientifiques et techniques réalisées, et leurs conséquences en métrologie ;
- De préparer les recommandations qui seront discutées par le CIPM puis présentées à la CGPM ;
- D'organiser des comparaisons internationales des étalons de mesure et d'analyser leurs résultats ;
- D'émettre des recommandations sur les travaux que pourrait effectuer le BIPM.

I.6.4 Bureau International des Poids et Mesures (BIPM)

Le BIPM, situé au "Pavillon de Breteuil" à Sèvres (Paris), est un laboratoire de métrologie scientifique dont la mission essentielle est d'assurer l'uniformité des mesures (aussi bien physiques que chimiques) dans le monde. Le Directeur du BIPM est nommé par la CGPM. Le BIPM effectue des recherches fondamentales visant à améliorer les étalons de références en collaboration avec les Instituts Nationaux de Métrologie (INM), de participer et d'organiser des comparaisons internationales, de conserver les étalons de référence dont il a la charge.

La seule grandeur encore représentée par un étalon matériel est la masse. Le BIPM conserve le prototype international du kilogramme, le K, auquel les INM doivent se comparer. Cette comparaison est effectuée très rarement pour ne pas altérer les caractéristiques du prototype international. Seulement trois comparaisons ont été effectuées à ce jour. [5]

I.6.5 Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML)

L'OIML (International Organizations of Legal Metrology en anglais) est une organisation intergouvernementale établie le 12 octobre 1955, son objectif est de promouvoir la standardisation de la métrologie légale. En 2015, elle compte 60 États membres (dont l'Algérie) et 68 membres correspondants.

La mission de l'OIML est de permettre aux économies de mettre en place des infrastructures de métrologie légale efficaces, mutuellement compatibles et internationalement reconnues, et ce, dans tous les domaines dont les gouvernements sont responsables, tels ceux qui facilitent le commerce, établissent une confiance mutuelle et harmonisent les niveaux de protection du consommateur à l'échelon mondial. [9]

L'OIML a pour objectif de :

- développer des modèles de réglementation, normes et documents afférents destinés à être utilisés par les autorités de métrologie légale et l'industrie ;
- fournir des systèmes de reconnaissance mutuelle qui réduisent les barrières au commerce et les coûts dans un marché mondial ;
- représenter les intérêts du monde de la métrologie légale au sein des organisations et forums internationaux qui sont concernés par la métrologie, la normalisation, les essais, la certification et l'accréditation ;
- promouvoir et faciliter l'échange de connaissances et de compétences au sein de la communauté mondiale de la métrologie légale ;
- en coopération avec d'autres organismes de métrologie, faire prendre conscience de la contribution qu'une infrastructure de métrologie légale solide peut apporter aux économies modernes.

En plus de ces institutions, nous pouvons citer : African. Métrologie System (AFRIMETS) ou encore le Maghreb Métrologie network (MAGMET). [9]

I.7 Les institutions nationales de métrologie

I.7.1 Histoire de la métrologie algérienne

- Avant 1962 : Service des Poids et Mesures
- De 1962 à 1980 : Service des instruments de Mesure (rattachés aux directions de l'Industrie et de l'énergie).
- De 1980 à 1986 : Sous-direction des instruments de mesure de wilaya
- En 1986 : Création de l'Office National de Métrologie Légale
- En 2002 : Conseil National de Métrologie crée par décret exécutif N°02-220 du 20 juin 2002 [7]

I.7.2 Office National de Métrologie Légale (ONML)

ONML est un Etablissement Public à caractère Administratif (EPA), relevant du Ministère de l'Industrie et des mines, doté de l'autonomie financière et crée en 1986 par Décret n°86-250 du 30 septembre 1986. [9]

1.7.2.1. Missions de l'ONML

- participer à la sauvegarde de la garantie publique et à la protection de l'économie nationale sur le plan des échanges commerciaux nationaux et internationaux ;
- procéder aux études et aux essais des nouveaux modèles d'instruments de mesure en vue de leur approbation ; [9]
- procéder aux vérifications primitive et périodique des instruments de mesure utilisés dans le commerce et l'industrie ;
- effectuer la surveillance permettant de constater que les instruments de mesure répondent aux prescriptions légales ;
- élaborer la réglementation technique ;
- acquérir et conserver des étalons nationaux ;
- développer et promouvoir la métrologie.

1.7.2.2Règlementation et législation

La loi 90- 18 relative au Système National Légal de Métrologie fixe les règles générales concourantes à la protection du citoyen et de l'économie nationale.

2.1 Métrologie 18/19

Le système national légal de Métrologie utilise le système International d'unités (SI).

Il comporte les sept unités de base suivantes :

1. le mètre, unité de longueur ;
2. le kilogramme, unité de masse ;
3. la seconde, unité de temps ;
4. l'ampère, unité d'intensité électrique ;
5. le kelvin, unité de température thermodynamique ;
6. la candéla, unité d'intensité lumineuse ;
7. la mole, unité de quantité de matière.

1.7.2.3 Mise en œuvre du système national légal de métrologie

Le système national légal de métrologie a pour mission :

- l'approbation de modèles d'instruments de mesure ;

- la vérification primitive des instruments de mesure neufs ;
- la vérification périodique ;
- la vérification primitive des instruments de mesure réparés ;
- la surveillance.

Ces missions ont pour objet de définir le contrôle de conformité des instruments destinés à mesurer les grandeurs. Le contrôle de conformité comprend :

- l'étude et l'essai des nouveaux modèles d'instruments de mesure en vue de leur approbation ;
- la vérification primitive des instruments de mesure neufs ou réajustés, aux fins de constater que les instruments neufs sont conformes à un modèle approuvé et que les instruments réajustés répondent aux prescriptions réglementaires ;
- la vérification périodique des instruments de mesure, ayant pour objet de s'assurer que ces instruments ont été soumis à la vérification primitive et de prescrire le réajustement ou la mise hors service de ceux qui ne remplissent pas les conditions réglementaires ;
- la surveillance permettant de constater que les instruments de mesure en service répondent aux prescriptions légales, qu'ils sont en état de fonctionnement régulier et qu'il en est fait un usage correct et loyal.

Des empreintes de vérification sont portées sur les instruments de mesure contrôlés.

Ces empreintes sont caractérisées comme suit :

- empreinte de vérification primitive : étoile inscrite dans un cercle.
- empreinte de vérification périodique : une des lettres de l'alphabet de la langue nationale.
- empreinte de refus : astérisque dans un cercle.
- tout détenteur d'instrument de mesure non revêtu de la marque de vérification de conformité est puni des peines prévues aux articles 451 et 452 du code pénal. [7]

1.8 Les normes et les standards techniques

C'est un référentiel incontestable commun proposant des solutions techniques et commerciales. Elles sont utilisées pour simplifier les relations contractuelles. [8]

Une norme est le résultat d'un consensus élaboré par un processus dit de normalisation. Dans le cas général, un fabricant ou un prestataire de service n'est pas obligé de suivre une norme. Dans certains cas, le droit peut imposer l'utilisation d'une norme industrielle (par exemple normes pour les installations électriques, les jouets pour enfants, les appareils à pression...). [8]

1.8.1 Type de normes

On distingue quatre types de normes :

➤ **Les normes fondamentales**

elles donnent les règles en matière de terminologie, sigles, symboles, métrologie (ISO 31 : grandeurs et unités).

➤ **Les normes de spécifications**

elles indiquent les caractéristiques, les seuils de performance d'un produit ou d'un service (exemple : EN 2076-2 : Série aérospatiale – Lingots et pièces moulées en alliages d'aluminium et de magnésium - Spécification technique – Partie 2 - Lingots pour refusions.)

➤ **Les normes d'analyse et d'essais**

elles indiquent les méthodes et moyens pour la réalisation d'un essai sur un produit (exemple : ISO 6506-1 : Matériaux métalliques - Essai de dureté Brinell - Partie 1 : Méthode d'essai).

➤ **Les normes d'organisation**

Elles décrivent les fonctions et les relations organisationnelles à l'intérieur d'une entité (exemple : ISO 9001 : Systèmes de management de la qualité – Exigences, ISO 14001, EN 9100,...

1.8.2 les notions de la valeur

De la quelque définition de vocabulaire

➤ **Le mesurage (mesure)**

ensemble des opérations permettant de déterminer expérimentalement une ou plusieurs valeurs d'une grandeur.

➤ **Le mesurande**

Grandeur que l'on veut mesurer (longueur, masse, intensité, Résistance, Pression...)

➤ **la valeur vraie**

Valeur du mesurande que l'on obtiendrait si le mesurage était parfait. Un mesurage n'étant jamais parfait, cette valeur est toujours inconnue, On parle également de « valeur théorique ».

➤ **la grandeur influences**

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

➤ **l'erreur de mesure**

Un mesurage n'étant jamais parfait, il y a toujours une erreur de mesure

$$ER = m - M \text{ vrai .}$$

L'erreur de mesure est la différence entre la valeur mesurée d'une grandeur et une valeur de référence. Si la valeur de référence est la valeur vraie du mesurande, l'erreur est inconnue,

➤ **Le résultat du mesurage**

Ensemble de valeurs attribuées à un mesurande complété des informations sur l'incertitude de mesure qui permet d'indiquer l'intervalle des valeurs probables de la grandeur

I.9/ L'erreur de mesure

Selon le sens général du mot, une erreur est toujours en relation avec quelque chose de juste ou de vrai, ou qui est considéré comme tel. Il en est de même en physique.

. Les imperfections d'un mesurage occasionnent des erreurs pour le résultat de mesure.

Une erreur possède traditionnellement deux composantes:

- une composante aléatoire;
- une composante systématique;

I.10 Erreur aléatoire

Résultat d'un mesurage moins la moyenne d'un nombre infini de mesurages du même mesurande, effectué dans les conditions de répétabilité. L'erreur aléatoire est égale à l'erreur moins l'erreur systématique ; Comme on ne peut faire qu'un nombre fini de

mesurages, il est seulement possible de déterminer une estimation de l'erreur aléatoire. [9]

I.111 Erreur systématique

Moyenne qui résulterait d'un nombre infini de mesurages du même mesurande, effectués dans les conditions de répétabilité moins une valeur vraie du mesurande. L'erreur systématique est égale à l'erreur moins l'erreur aléatoire. Comme on ne peut faire qu'un nombre fini de mesurages, il est seulement possible de déterminer une estimation de l'erreur systématique. [9]

Les principales origines de ces erreurs sont :

- Mauvaise référence;
- Erreurs sur les caractéristiques;
- Mauvaises conditions d'emploi;

Exploitation incorrecte des données mesurées.

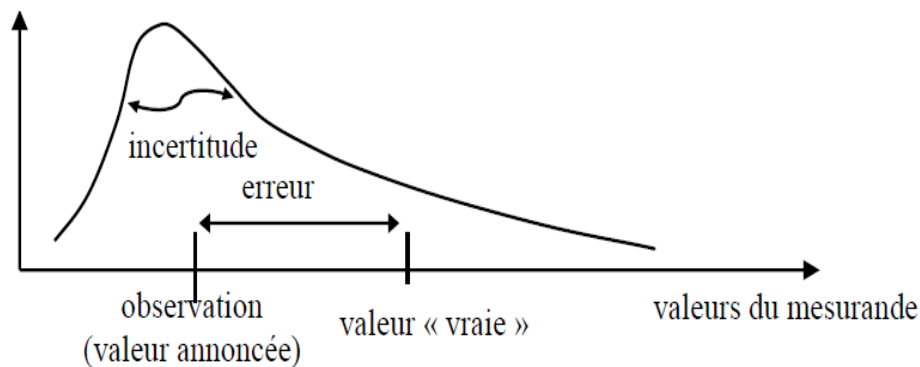


Figure I.2. Description l'erreur et l'incertitude [7]

I.12 La correction d'erreurs

En général, une mesure a des imperfections qui donnent lieu à une erreur dans le résultat de la mesure. Traditionnellement, une erreur est considérée comme ayant deux composantes, à savoir une composante aléatoire et une composante systématique. Les effets de telles variations, appelés ci-après effets aléatoires, donnent lieu à des variations dans les observations répétées du mesurande., on peut généralement le réduire en augmentant le nombre d'observations ; son attente ou sa valeur attendue est nulle. L'écart type expérimental de la moyenne arithmétique ou

moyenne d'une série d'observations n'est pas l'erreur aléatoire de la moyenne, bien qu'elle soit ainsi désignée dans certaines publications. La valeur exacte de l'erreur dans la moyenne résultant de ces effets ne peut pas être connue. [5]

I.13 Jugement d'erreur de mesure

✓ **Grandeur de mesure**

Erreur Absolue d'une grandeur mesurée est l'écart qui sépare la valeur expérimentale de la valeur qui l'on de bon réseau de considérer comme vraie.

L'erreur absolue est donnée par la relation suivant :

$$E_a = G_m - G_e = \Delta G \quad (I.2)$$

L'Erreur relative est sans unité, elle indiquée la quantité (l'exactitude) de résultat obtenu c'est exprimé généralement en pourcentage [%]. Elle est donnée par l'éq. (I.4) :

$$E_r = (\Delta G / G_m) \times 100\% \quad (I.3)$$

Ou G_m : grandeur mesurée ; G_e = grandeur exacte

✓ **Exactitude de mesure**

Étroitesse de l'accord entre le résultat d'un mesurage et une valeur vraie du mesurande. L'emploi du terme précision au lieu d'exactitude doit être évité

✓ **Valeur vraie**

Valeur compatible avec la définition d'une grandeur particulière donnée. C'est une valeur que l'on obtiendrait par un mesurage parfait. Toute valeur vraie est par nature indéterminée.

✓ **Valeur conventionnelle vraie**

Valeur attribuée à une grandeur particulière et reconnue parfois par convention, comme la représentante avec une incertitude appropriée pour un usage donné.

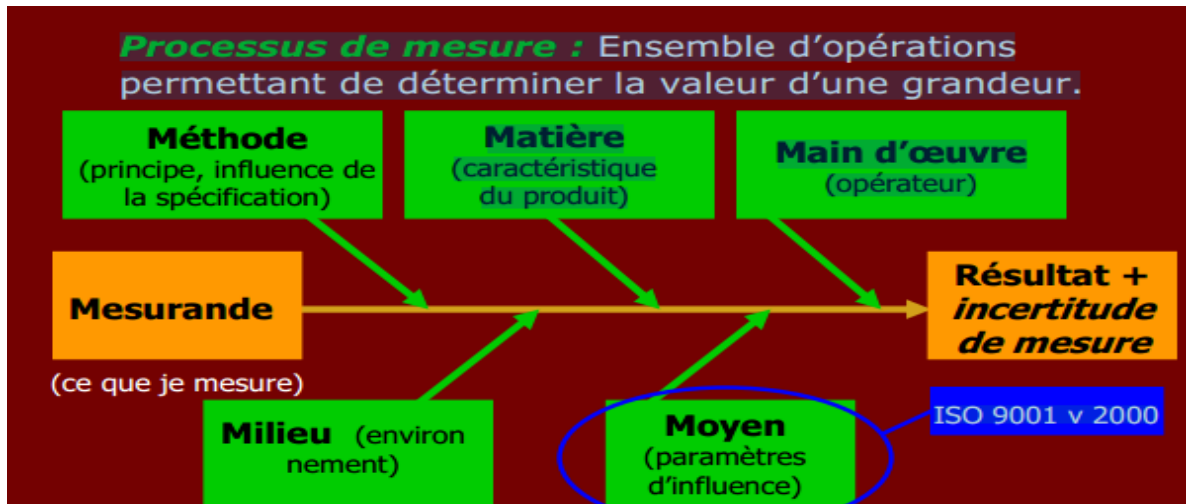


Figure. I.3. La qualité de la mesure dépend de la différent facteur [7]

I.14/ Erreur maximale tolère EMT

Valeur extrême de l'erreur de mesure, par rapport à une valeur de référence connue, qui est tolérée par les spécifications ou règlements pour un mesurage, un instrument de mesure ou un système de mesure donné

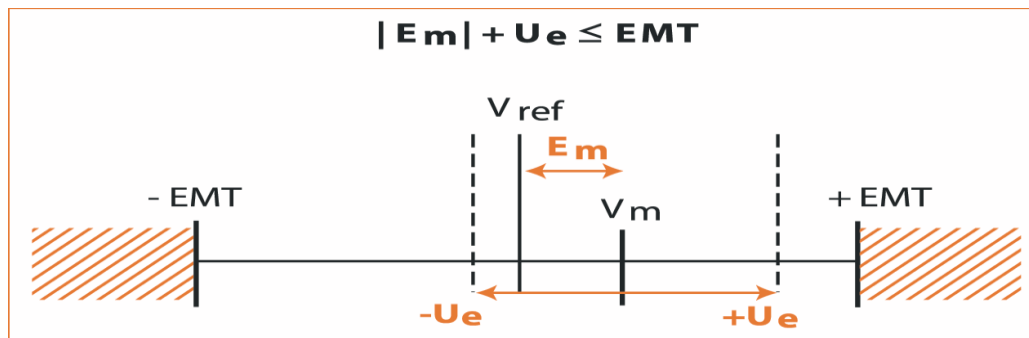


Figure I.4 comment déterminée l'EMT [7]

V_{ref} : valeur de référence ; **V_m** : valeur mesurée ; **E_m** : erreur de mesure ; **$|E_m|$** : valeur absolue de **E_m** ; **U_e** : incertitude de mesure de l'instrument.

❖ L'EMT peut être définie de différentes façons :

- Par voie réglementaire : c'est le cas pour la métrologie légale (par ex., transmetteur de pression, balances manométrique, etc.).
- Par voie normative : normes d'étalonnage de sonde de température Par exemple.
- Par le fabricant de l'instrument.

- Par l'utilisateur qui, en fonction de ses propres besoins, est le mieux à même de définir le niveau d'erreur maximale pour chacun de ses équipements.

L'étalonnage permet de connaître la valeur de l'erreur de mesure ; la vérification permet de s'assurer que l'erreur totale est inférieure à l'EMT.

I.15 Répétabilité et reproductibilité du processus de mesurage

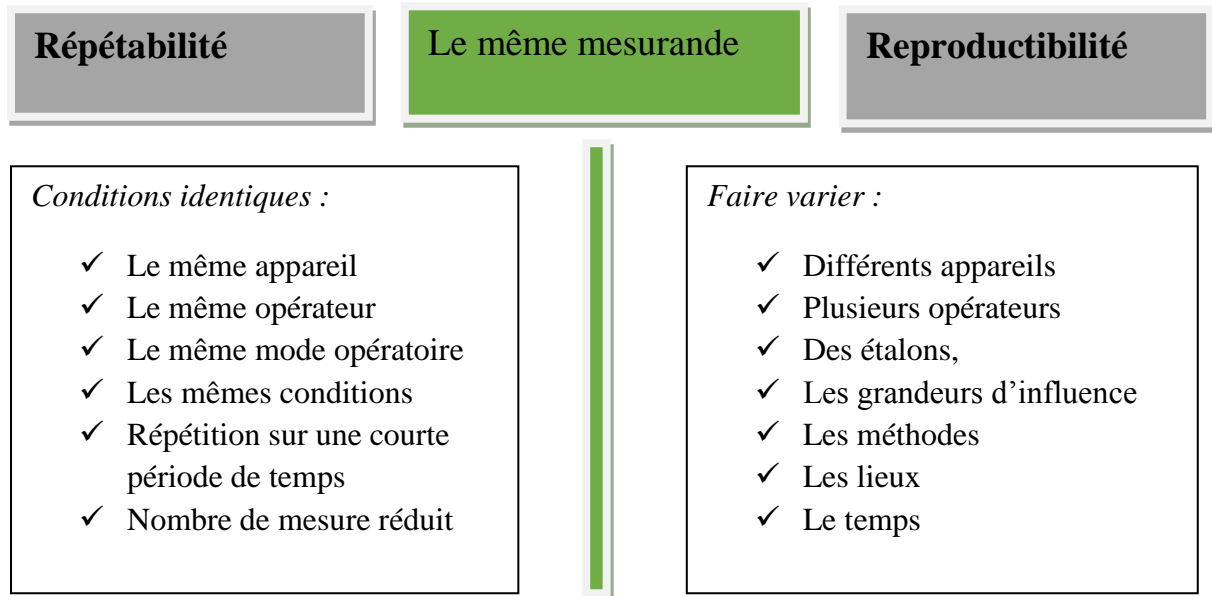


Tableau I.2 : Expression par la dispersion des résultats [7]

I.16 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné une étude de la métrologie avec présentation de la métrologie légale et de la mise en place de contrôle métrologique.

Nous avons montré l'utilisation de métrologie avec la classification, quelques notions générales, le concept de mesure, l'erreur maximal toléré, l'erreur de mesure et l'incertitude,

Le chapitre suivant, consacra à l'axe de recherche de notre travail, qui est le comptage et les stations de mesure de débit des hydrocarbures

CHAPITRE II

COMPTAGE ET DEBITMETRES

II.1. Définition du comptage

Le mesurage ou comptage d'un gaz en circulation dans une conduite est défini comme l'ensemble des opérations donnant accès à la connaissance de la quantité de gaz ayant traversé une section définie de la conduite pendant un intervalle de temps bien déterminé. [10]

II.1.2. But et objectif du comptage

Sur un réseau de transport, le gaz est compté pour connaître les quantités mises en jeu dans le domaine commercial (transactionnel) Il est le fondement des applications des contrats d'achat, de vente et de transit. Il est à l'origine de l'établissement des statistiques et des prévisions. Il nécessite une mesure rigoureuse et précise préconisée par une réglementation élaborée par les services de métrologie, et devant impérativement respecter la condition sur l'erreur maximale tolérable par le règlement des transactions. [10]

II.2 Le domaine technique

Il donne les informations primaires indispensables à l'exploitation rationnelle des réseaux de transport et de distribution et l'établissement des bilans (répartition des débits dans les canalisations, gestion des stocks, prévision de consommation, étude de réseau, ...). [10]

II.3 Installations de comptage

Les comptages commerciaux sont situés aux points de « transfert de garde » du gaz : Soit entre une installation (champs producteur, usine de traitement,) et un réseau de transport.

Soit entre deux réseaux de transport nationaux et internationaux ; Soit entre un réseau de transport et un réseau de consommation (client industriel ou distribution publique).

Dans les deux premiers cas, les quantités concernées sont importantes, et le comptage sera réalisé par une unité indépendante destinée uniquement à cette fonction. Elle est généralement dénommée « station de comptage ». Dans le dernier cas, il y a généralement détente de gaz et le comptage est alors intégré dans une unité qui réalise les fonctions de détente, régulation et comptage. Cette unité est appelée « poste de détente et comptage » ou plus simplement « poste de livraison ». [10]

II.3.1. Station de comptage

Une station de comptage peut être située :

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

Une station de comptage comporte :

Tous les appareils nécessaires au comptage :

Elément primaires : plusieurs rampes de comptage sont installées en parallèle, actuellement, la plupart d'entre elles sont équipées d'un système de mesure par organes déprimons.

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. [10]

Eléments annexes : Les appareils de détermination des caractéristiques du gaz ; Sauf pour les comptages divisionnaires car dans ces cas les caractéristiques du gaz sont mesurées en un autre point du réseau.

D'autres appareils pour la surveillance de la qualité du gaz (hygromètre, détecteur d'impuretés...).

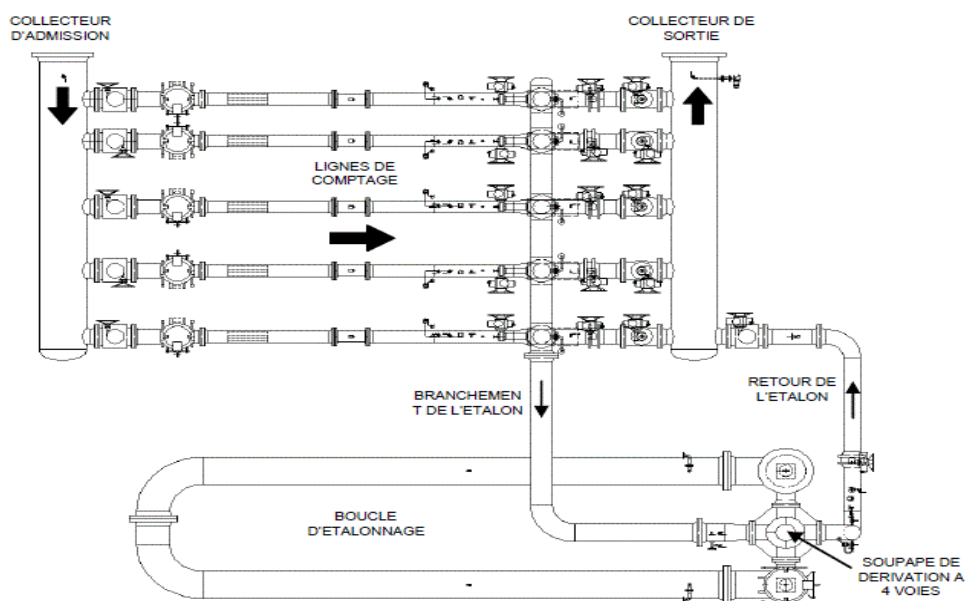


Figure II.1 Diagramme de l'unité de comptage liquide et de l'étalon. [10]

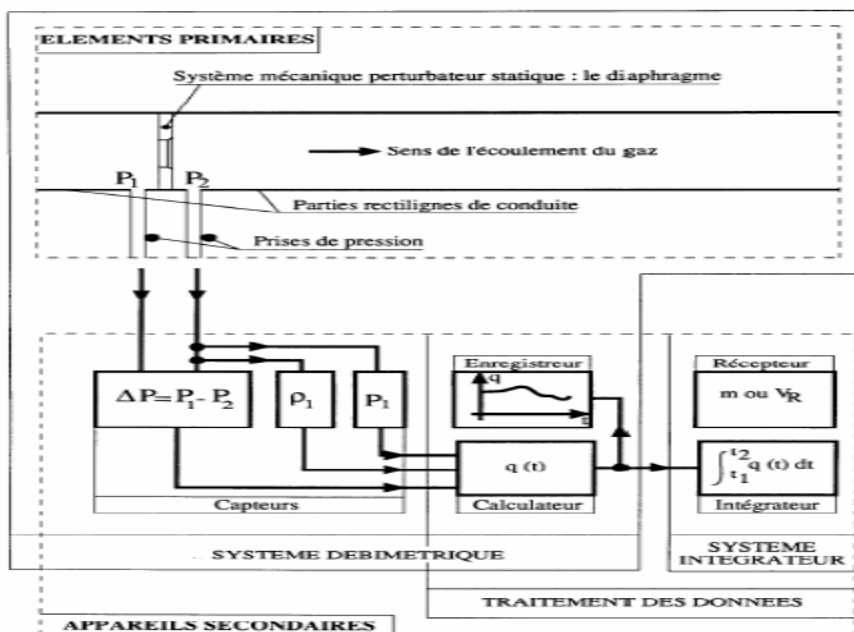


Figure II2 : station de comptage gaz[10]

II.4 Technique de mesure des débits des fluides industriels

II.4.1 / Introduction :

Le transport des fluides industriels dans les conduites et les mesures de leurs débits sont nécessaires pour la plupart des opérations de la production et de la commercialisation. [11]

Comme les fluides industriels sont corrosives ou érosives, leur nature peut être modifiée en causant des variations dans la composition ou dans les paramètres de ces derniers (la température, la pression ou la vitesse).

Pour ces raisons les fluides influent sur les conduites et les instruments de mesure de débits.

En pratique, les débitmètres à pression différentielle sont soumis à des pressions considérables qui peut être exercer des déformations élastiques et même des déformations plastiques en cas où les pressions dépassent les contraintes admissibles des matériaux des débitmètres.

L'objectif de ce chapitre est de mentionner les débitmètres les plus utilisés dans l'industrie et les conditions de ces installations dont le but d'assurer les bonnes performances.

II.4.2 Mesure des débits :

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

- Débit-masse ou débit massique Q_m qui s'exprime en kg/s
- Débit-volume ou débit volumique Q_v qui s'exprime en m^3/s

Si ρ est la masse volumique du fluide (kg/m^3) on a la relation liant le débit-masse au débit volume : $Q_m = \rho \cdot Q_v$ (II - 1).

Les appareils mesurant le débit s'appellent débitmètres. Les appareils mesurant le volume de fluide (quelle que soit la durée) ou la masse écoulée s'appellent des compteurs. Les mesures des débits des fluides industriels ont une grande importance, car elles sont toujours présentées dans les opérations de commercialisation de ces produits soit en liquide ou en état gazeuse.

Pour assurer le transport et la distribution de ces fluides sans une grande perte, des appareils de mesure de débit sont nécessaires afin de minimiser ces pertes.

Les débitmètres sont classés suivant des principes très divers, certains sont des appareils de laboratoire (à fil chaud, à laser, à effet Doppler) assurent les mesures de petit débit. [12]

La figure (II - 3) présente la répartition des différents types de débitmètres dans l'industrie.

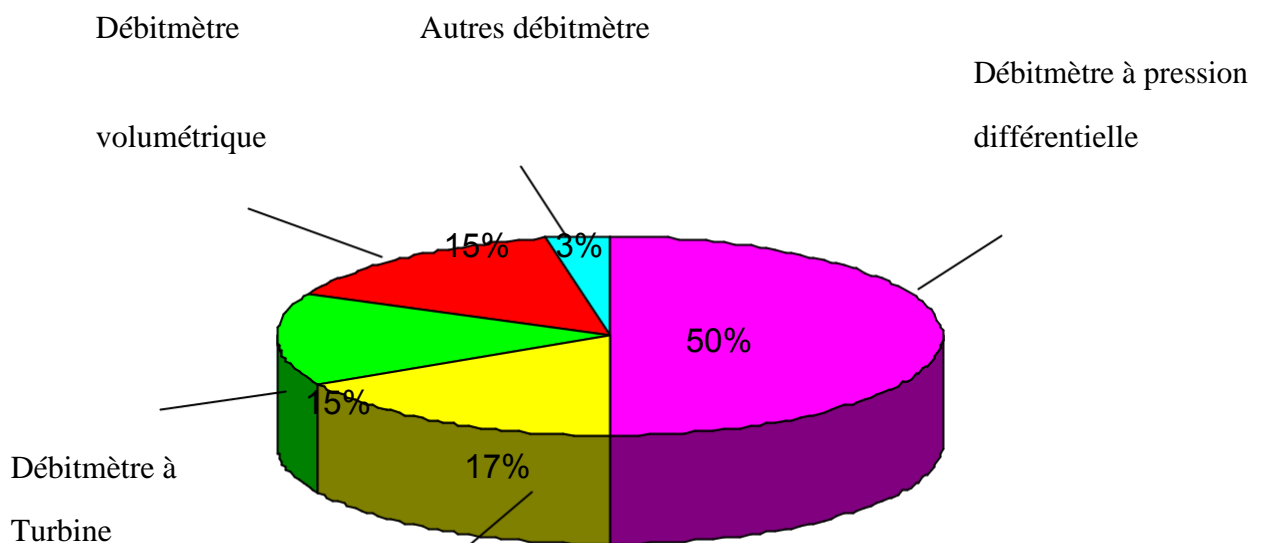


Figure II- 3 : Répartition des débitmètres dans l'industrie (Baker 1988)[12]

II.4.4 Classification des principaux débitmètres :

II.4.4.1 Débitmètres à pression différentielle :

II.4.4.1.1 Principe et théorie :

Le principe est basé sur un système perturbateur statique constitué d'un organe d'étranglement ou organe déprimogène qui provoque une chute de pression dont la valeur est fonction du débit de l'écoulement et des caractéristiques thermodynamiques du fluide à mesurer. [12]

A - Cas des fluides incompressibles :

La théorie de l'organe déprimogène repose sur l'application des équations de Bernoulli et de continuité de conservation de l'énergie et de la masse. L'écoulement dans un organe déprimogène est schématisé dans la figure (II - 4) ; L'application des deux principes de conservation de la masse et de l'énergie, pour un écoulement de fluide incompressible, entre les sections de l'écoulement (1) et (2) permet d'écrire :

$$Q = V_1 S_1 = V_2 S_2 = Cte \quad (\text{II - 2})$$

$$\frac{P_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} = Cte \quad (\text{II - 3})$$

Avec :

P: est la pression statique du fluide ;

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

V : est la vitesse de l'écoulement ;

ρ : est la masse volumique du fluide;

g : est l'accélération de la pesanteur ;

S1 : Aire de section de la conduite.

A : L'aire de section de l'orifice A=S2

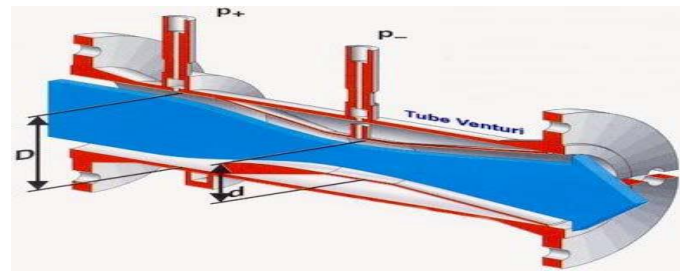


Figure II - 4 : principe d'un organe déprimogène. [12]

La combinaison des équations (2) et (3) permet d'obtenir une relation pour le débit volumique Q_v :

$$Q_v = C \frac{1}{\sqrt{\frac{1-v_1^2}{v_2^2}}} A \sqrt{\frac{2(p_1-p_2)}{\rho}} \quad (\text{II - 4})$$

C'est le coefficient de décharge du débitmètre

On définit le rapport d'ouverture ou rapport des diamètres $\beta = d/D$ (II - 5)

Le coefficient de vitesse d'approche E :

$$E = \frac{1}{\sqrt{\frac{1-v_1^2}{v_2^2}}} = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \quad (\text{II - 6})$$

La relation (1 - 4) fait apparaître que le signal primaire de la pression différentielle ($\Delta P = P_1 - P_2$) et par conséquent les erreurs de mesure sur le débit se trouvent multipliées par le coefficient de vitesse d'approche E ; Donc, et afin de réduire cette erreur on doit éviter que le coefficient β ne soit proche de 1, c'est à dire V_1 proche de V_2 . Il faut noter encore qu'on appelait coefficient de débit : $C_d = C.E$.

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

CHAPITRE II COMPTAGE ET DEBITMETRES

Les valeurs du coefficient de décharge C des divers éléments primaires ont été obtenues par expérimentation sur banc d'essai et sont disponibles dans la norme ISO 5167. [8]

Des formules empiriques telles que la formule de Stoltz ou de celle de Reader-Harris/Gallagher qui a été adoptée récemment par la norme ISO 5167 (1998) permettent le calcul du coefficient C .

B - Cas des fluides compressibles :

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

$$\left(\frac{P}{\rho}\right)^\gamma = \text{Constante} \quad (1-7)$$

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

Pour les gaz parfaits : γ est le rapport des capacités thermiques massiques à pression et à volume constant, c'est à dire : $\gamma = C_p/C_v$.

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

$$Q_V = C \frac{1}{\sqrt{\frac{1-v_1^2}{v_2^2}}} A \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{2(p_1-p_2)}{\rho}} \quad (1-8)$$

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

$$Q_m = C \cdot E \cdot \varepsilon \left(\frac{\pi d^2}{4}\right) (\sqrt{2\Delta P \rho_1}) \quad (1-9)$$

Avec ρ_1 est la masse volumique du fluide en amont de la restriction.

ΔP est la différence de pression mesurée entre les prises amont et aval.

Dans le cas de fluide incompressible, le coefficient de détente $\varepsilon = 1$.

II.4.4.1.2 Description technique et normative :

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

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

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

La figure (II - 5) montre une schématisation de ces débitmètres

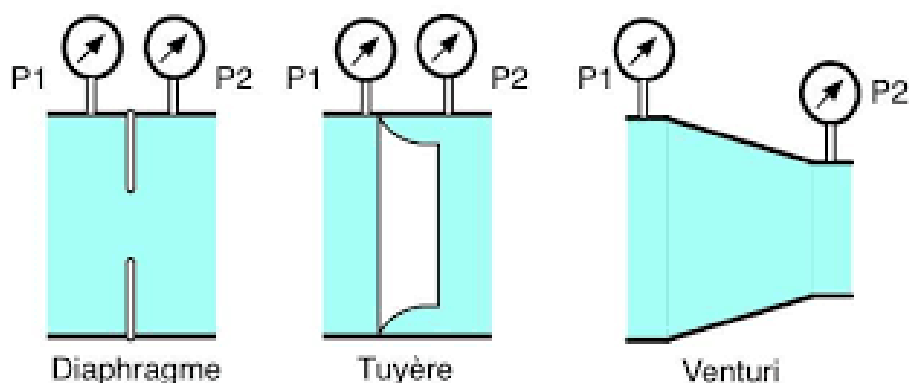


Figure II - 5 : Les principaux débitmètres à organes déprimogènes[12]

D'autres types de débitmètres à pression différentielle non normalisés sont disponibles : Débitmètre à cible, Débitmètre à coude, Élément déprimogène en V, Diaphragme à orifice à entrer conique ou en quart de cercle, Diaphragme ou plaque à orifice excentrique ou segmental.

Sonde de Pitot et Sonde multi-Pitot (Sonde annubar)

Pitot-Venturi et l'Orifice intégré

L'ensemble de mesure comprend :

Un élément primaire composé de l'organe déprimogène (diaphragme, Venturi, tuyère) et des prises de pressions associées ;

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

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

CHAPITRE II COMPTAGE ET DEBITMETRES

Le rapport d'ouverture β qui définit la géométrie de la contraction de l'écoulement,

Le nombre de Reynolds, Re , qui définit l'aspect dynamique de l'écoulement.

b - Incertitude de mesure :

Les normes permettent de déterminer les incertitudes ou les erreurs de mesure pour

Les organes déprimogènes ; Elles sont de l'ordre de : $\pm 2 \%$ pour le diaphragme et la tuyère normalisés

$\pm 2 \%$ pour le diaphragme et la tuyère normalisés

- $\pm 1.5 \%$ pour le tube de Venturi normalisé

Il est important de noter ici que ces valeurs limites de l'erreur tolérée par la norme sont obtenues dans des conditions de référence d'écoulement (écoulement établi) et de géométrie (propre). [8]

II.4.4.1.3 Domaine d'utilisation :

Les débitmètres à organes déprimogènes sont utilisés pour la mesure des gaz et des liquides.

Ces débitmètres ont connu une large utilisation dans le secteur de l'industrie Pétrolière et gazière ainsi que pour la mesure de l'eau. On estime que plus de 50% du parc de débitmètres installés sont du type à pression différentielle. Le diaphragme est le plus utilisé ; Ce sont des systèmes qui présentent les avantages suivants :

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

Les inconvénients de ces débitmètres sont :

- Ils provoquent une perte de charge ou perte d'énergie massique importante : Elle peut aller jusqu'à 90% de la pression différentielle mesurée sur un diaphragme ; Le Venturi et la tuyère provoque une perte de charge beaucoup moins importante en raison de leur géométrie profilée.
- Une faible dynamique de mesure.

- Sensibles aux perturbations de l'écoulement (coudes, vannes, élargissements, pulsations etc..) ce qui nécessitent des conditions d'installation pénalisantes.

Pour les fluides visqueux tels que les produits pétroliers, l'aspect dynamique de l'écoulement constitue une considération très importante pour le choix d'un élément déprimogène. La norme ISO 5167 spécifie, pour chaque type d'élément, une limite inférieure du nombre de Reynolds. La limite supérieure du nombre de Reynolds est théoriquement $(+\infty)$; Mais en pratique pour des considérations techniques de pompage, la valeur de la vitesse est limitée. Le nombre de Reynolds associé est de l'ordre de 107. La figure II - 4 qui montre les limites d'utilisation, peut être considérée comme guide de choix d'un débitmètre à organe déprimogène en fonction du nombre de Reynolds. [12]

II.4.4.1.4 Différents types d'organes déprimogènes :

Les organes déprimogènes sont caractérisés par leur rapport de diamètres $\beta = d / D$. Ils sont constitués par les tubes de venturi, les tuyères et les diaphragmes. [12]

II.4.4.1.4.1 Tube 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. La venturi peut être réalisé en acier ou en alliages divers.

Ils existent deux types de venturi :

A) Le venturi classique : La géométrie du venturi classique décrite par la norme internationale ISO 5167 est schématisée sur la figure (2 - 5). Elle consiste :

Une divergente de 7 à 15 ° dont le rôle est de guider le fluide et de réduire la perte de charge.

Un convergent de 21 ° qui constitue l'appareil déprimogène.

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

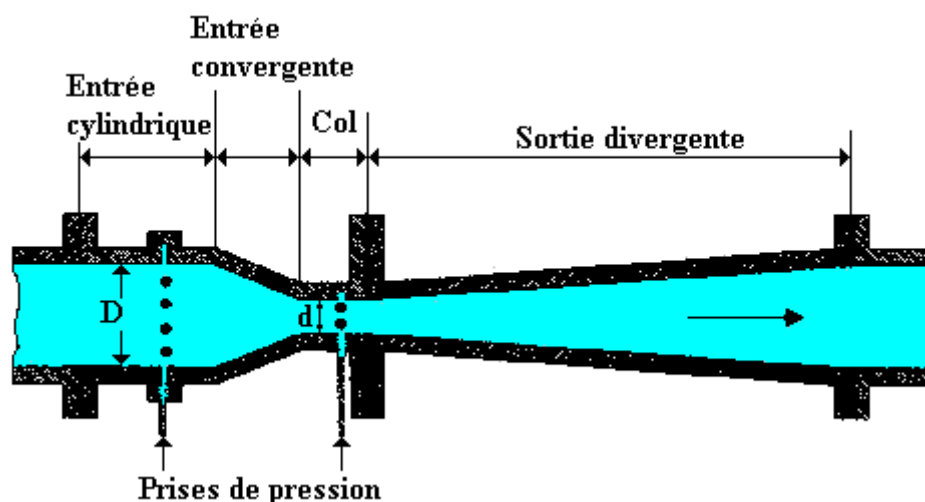


Figure II - 6 : Tube de venturi classique[12]

II.4.4.1.4.2 Tuyère :

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

A) la tuyère ISA 1932 : Le convergent est d'allure torique de plusieurs rayons, le col de diamètre d est de longueur $0,3 d$ (figure II- 6).

B) la tuyère à long rayon : Elle comporte un convergent en quart d'ellipse et un col cylindrique.

Pour $0,25 \leq \beta \leq 0,8$, on utilise la tuyère à grand rapport d'ouverture.

Pour $0,20 \leq \beta \leq 0,5$, on utilise la tuyère à petit rapport d'ouverture (figure II - 7).

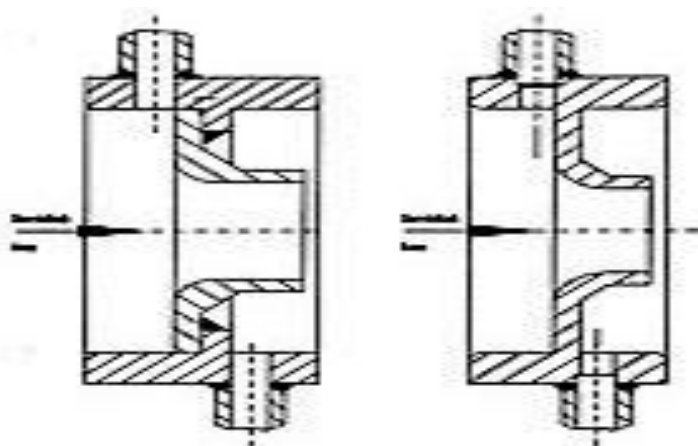


Figure II - 7 : Tuyère ISA 1932[12]

II.4.4.1.4.3 Diaphragme :

Ils sont constitués d'une plaque percée d'un trou calibré perpendiculaire à la conduite. La version habituelle est munie d'un chanfrein sur la partie aval d'un angle qui doit être compris entre 30 et 45° et d'une arête vive en amont de l'orifice. Le diamètre intérieur d doit être tel que β soit compris entre 0,20 et 0,80 selon le type du diaphragme, l'épaisseur de la partie cylindrique e doit être comprise entre 0,005 D et 0,02 D et l'épaisseur totale E doit être comprise entre e et 0,05 D . Les diaphragmes peuvent se mettre dans les deux sens de l'écoulement, et ils doivent être symétriques et doivent comporter des arêtes vives sur les deux faces (figure II - 8)

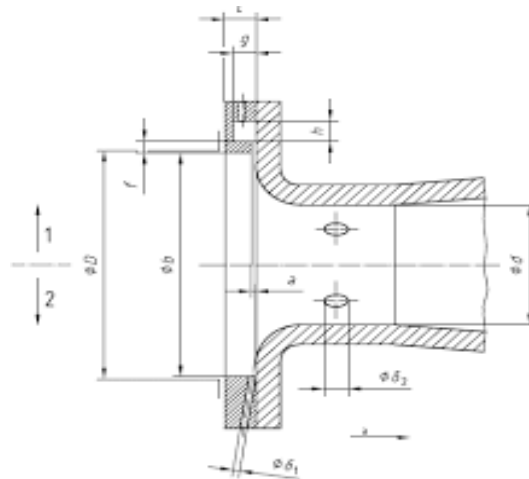


Figure II - 8: Diaphragme[12]

II.4.4.2 Débitmètre à turbine

II.4.4.2.1 Principe et théorie :

Un axe libre de rotation porte une turbine (cas des liquides) ou une hélice (cas des gaz) est placé au centre de la conduite où on veut mesurer le débit ; Sous l'action des forces de pression et de viscosité exercées sur les pales, l'hélice de la turbine se met à tourner à une vitesse ω qui dépend du débit de l'écoulement. [12]

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

$$Q(t) = k \cdot \omega(t) \quad (\text{II} - 10)$$

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

$$V = k \cdot t_1 \int t_2 \omega \cdot dt \quad (\text{II} - 11)$$

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

❖ Description technique et normative :

Les normes ISO 2715 (1981) relative aux hydrocarbures liquides décrits la turbine comme un débitmètre à mesurage volumétrique. Une schématisation du principe d'un compteur à turbine est montrée sur la figure (II - 9).

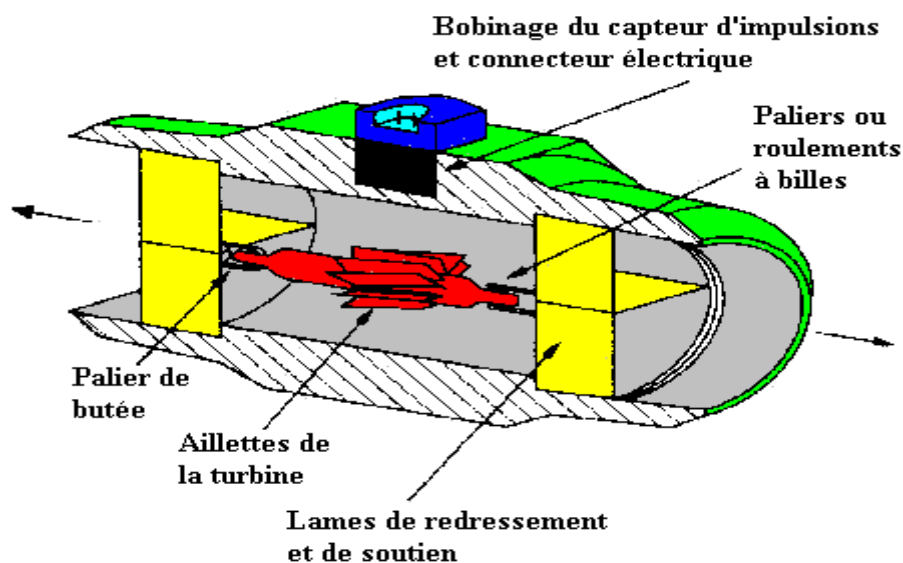


Figure II - 9 - Schéma de principe d'un débitmètre à turbine.

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

Le capteur (souvent appelé mesureur) constitué par un rotor à pales hélicoïdales placé à l'intérieur d'un corps cylindrique ;

Un Transducteur (appelé aussi sortie ou émetteur) transformant la rotation du rotor en un signal électrique exploitable par l'indicateur ;

Un indicateur de débit ou de volume du liquide en circulation[12]

Il existe de nombreux modèles de mesureur qui diffèrent selon le constructeur, l'importance du débit maximal à mesurer, la nature du fluide à mesurer, le mode de raccordement à la conduite etc.... ; On peut toutefois distinguer les principaux organes constitutifs d'un mesureur, d'après la norme internationale ISO 2715 :

Un corps tubulaire Un rotor, coaxial au corps, et muni d'un bulbe central important,

CHAPITRE II COMPTAGE ET DEBITMETRES

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 Il est important de noter ici le rôle du bulbe central de la turbine qui est prévu pour accélérer l'écoulement de fluide au niveau des pales par effet Venturi. Cette accélération de l'écoulement génère une énergie cinétique suffisante pour minimiser les forces de frottement solide et fluide au niveau des pales. Le tranquiliseur d'écoulement permet de réduire les perturbations spatiales de la vitesse amont sur la réponse de la turbine



Figure II - 10 - Schéma débitmètre à turbine.

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

Soit par comptage d'impulsions électriques : On utilise un détecteur électromagnétique (capteur de proximité) constitué d'une bobine fixe soumise à des variations de flux magnétique au passage de chaque pale de la turbine. Il en résulte une f.é.m. induite dont la fréquence est un multiple de la vitesse de rotation de la turbine. Un compteur d'impulsions ou un fréquencemètre peuvent être utilisés pour donner une indication sur le volume total ayant traversé la turbine. [12]

Soit au moyen d'un compteur mécanique relié par un jeu d'engrenages à l'axe de la Turbine : l'indication est alors directement donnée en valeur de volume ayant traversé la turbine.

II.4.4.2.2 Caractéristiques métrologiques :

Les débitmètres à turbines sont en général très précis et permettent d'obtenir une limite d'exactitude de $\pm 0.25\%$ à $\pm 1\%$ sur la valeur mesurée.

Leur étendue de mesure est importante ; Les limites de précision citées ci-dessus ne sont valables que dans un intervalle de débit bien déterminé. Aux faibles débits,

CHAPITRE II COMPTAGE ET DEBITMETRES

l'inertie du rotor et aux débits forts la résistance à l'usure des paliers engendrent des erreurs importantes sur le coefficient k . On définit ainsi une plage de débit comprise entre Q_{min} et Q_{max} où l'avaleur de k ne s'écarte de sa valeur moyenne. [12]

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

Le débit, ;La viscosité du fluide, La température

II.4.4.2.3 Domaines d'utilisation

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

De débit allant de 0.3 m³/h à 15.000 m³/h pour les liquides et jusqu'à 30.000 m³/h pour les gaz

Pour des pressions absolues allant de 1 à 70 bar et ;

Des températures de fluide allant de -20 à + 50°C ;

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

La précision de ces instruments est moindre que la turbine ordinaire. [12]

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

$$P_a > 2.\Delta P + 1.25 p_v$$

CHAPITRE II COMPTAGE ET DEBITMETRES

Où ΔP est la chute de pression à travers le mesureur pour le débit maximal de l'installation.

p_v est la pression de vapeur saturante du liquide à la température maximale de fonctionnement.

La précision de ces instruments de mesure peut se dégrader, donc, à cause de l'usure des paliers ou de la déformation des pales provoquées par les pulsations de débit lors de l'ouverture brusque de vannes par exemple. Pour ces raisons ces débitmètres demandent une surveillance régulière.

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

Remarque :

Pour la mesure de l'eau, la norme ISO 4064-1, révisée, utilise :

La notion de débit de surcharge pour désigner le débit maximal auquel l'instrument peut fonctionner pendant des durées limitées,

La notion de débit nominal pour désigner le débit auquel l'instrument peut fonctionner en permanence ; Il est égal à la moitié du débit maximal. [12]

II.4.4.3 Débitmètre à ultrasons :

II.4.4.3.1 Introduction

Les compteurs à ultrasons pour le mesurage du débit de gaz ont rapidement pénétré le marché des débitmètres au cours de la dernière décennie et constituent aujourd'hui l'un des principaux concepts de débitmètres employés à des fins d'exploitation ainsi que pour les transactions commerciales et les allocations. [13]

Outre une répétabilité et une exactitude élevée, la technologie des ultrasons présente des caractéristiques intrinsèques telles qu'une perte de charge négligeable, une marge de réglage théorique étendue et la capacité de gérer des écoulements pulsatoires.

Le débitmètre à ultrason est une nouvelle technologie qui commence à connaître un champ d'application de plus en plus croissant dans le comptage transactionnel du fluide industriel. [13]

II.4.4.3.2 Principe :

Les compteurs à ultrasons sont fondés sur le mesurage du temps de propagation des ondes sonores dans un milieu en écoulement. [13]

La configuration de base du système est représentée à la Figure 4. De part et d'autre de la tuyauterie, des transducteurs capables d'émettre et de recevoir des impulsions ultrasonores sont montés aux emplacements A et B. Ces transducteurs émettent des impulsions sonores dans un intervalle tellement bref que la vitesse du son est identique pour les deux mesurages et les temps de transit sont mesurés. Avec un débit nul, le temps de transit d'A à B, t_{AB} , est égal au temps de transit de B à A, t_{BA} . Toutefois, en présence d'un écoulement, le temps de transit de l'impulsion sonore de A à B diminuera et celui de B à A augmentera selon les équations suivantes (en ne tenant pas compte des effets de second ordre tels que la courbure du trajet):

(figure II- 11).

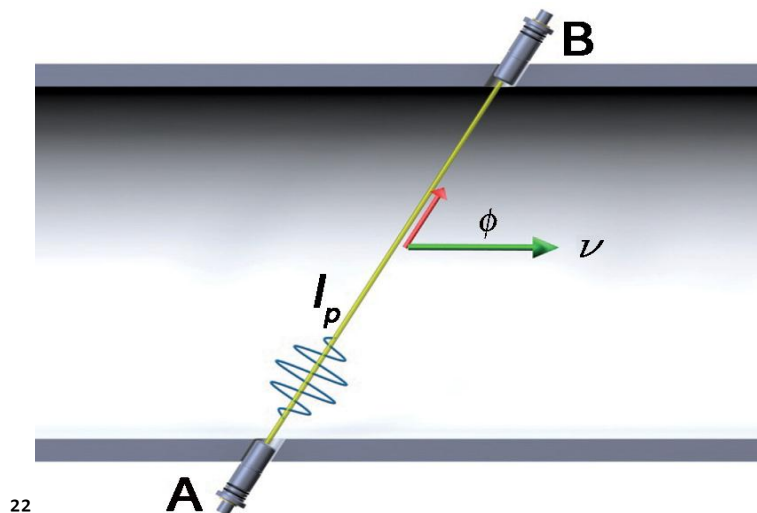


Figure II - 11 : Principe de fonctionnement d'un débitmètre ultrasonique [13]

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

$$t_{AB} = \frac{L_p}{(C - V \cos \phi)}$$

L_p est la longueur du trajet ;

C est la vitesse du son ;

v est la vitesse moyenne

\emptyset est l'angle du trajet;

t_{AB} Et t_{BA} sont les temps de transit de l'impulsion sonore.

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

Un deuxième principe est basé sur l'effet Doppler est utilisé pour la mesure du débit. Cette méthode est adéquate pour la mesure des fluides chargés qui transportent des particules solides en suspension, sur lesquelles l'onde sonore est réfléchi. La mesure de la variation de la fréquence de l'onde réfléchi par les particules permet de déterminer la vitesse V . Le débit peut être ainsi déterminé avec une précision relativement faible, de l'ordre de $\pm 10\%$.

II.4.4.3.3 Caractéristiques Métrologiques

Le débitmètre à ultrasons permet de mesurer des débits compris entre 0.1 m³/h et 105 m³/h selon le diamètre de la conduite qui peut aller de quelques millimètres jusqu'à plusieurs mètres. [13]

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

II.4.4.3.4 Domaine d'utilisation :

L'intérêt des débitmètres à ultrasons est qu'ils sont intrusifs ; L'ensemble du dispositif est à l'extérieur de la conduite ; Il mesure le débit sans perturber l'écoulement et n'entraîne aucune perte de charge. De même, il est donc insensible à l'agressivité du fluide.

Pourvu que le fluide transmette correctement les ultrasons, le débitmètre est utilisable aussi bien avec les gaz (généralement sous pression) qu'avec les liquides, même très visqueux.

Si la paroi des conduites est perméable aux ultrasons, les transducteurs (émetteur/récepteur) peuvent être placés à l'extérieur de la conduite, sinon un perçage de la conduite est nécessaire.

Ces débitmètres sont sensibles aux variations d'absorptions et aux conditions d'installation. Les perturbations spatiales du profil de la vitesse V , qui peuvent surgir

lors du passage de l'écoulement par des coudes ou des vannes, sont les sources d'erreur importantes pour ces débitmètres.

Le domaine d'application des débitmètres à ultrasons n'est pas limité par la taille des cristaux piézoélectriques. Le débitmètre à ultrasons s'applique pareillement à des vaisseaux

Sanguins, à des conduites industrielles en charge ou à des écoulements à surfaces libres tels que les rivières et les canaux. [13]

II.4.4.3.4 Avantages et inconvénients des ultrasons

Le grand avantage des mesureurs à ultrasons est qu'aucune pièce mobile ne se trouve dans le flux. Résultat : insensibilité presque totale aux dépôts provoqués par le fluide, usure minimale et absence de bruit. De plus, ils peuvent résister jusqu'au double du débit nominal ce qui garantit la fiabilité des mesures et la grande longévité de l'appareil. Généralement utilisé pour des écoulements turbulents, sur des fluides non conducteurs, là où les débitmètres électromagnétiques ne conviennent pas, sur des conduites de diamètres très importants (sans limitation sur la dimension). L'utilisation de nouvelles technologies permet la transmission de plus petites différences de temps, de plus petits volumes peuvent être exactement enregistrés, garantissant une très grande précision pouvant atteindre 0,5% et un temps de réponse très rapide allant jusqu'à 1 ms ;] L'inconvénient de ce type débitmètre est qu'il ne peut pas être utilisé pour des fluides véhiculant des solides car cela entraînera la dispersion des ondes acoustiques entre les deux transducteurs, et le coût de ce type de dispositif est excessivement cher. [13]

II.4.4.3.5 La norme ISO17089

La présente partie de l'ISO 17089 spécifie les exigences et les recommandations relatives aux compteurs à ultrasons pour gaz qui utilisent le temps de transit de signaux acoustiques pour mesurer le débit de gaz homogènes à phase unique dans des conduites fermées. La présente partie de l'ISO 17089 s'applique aux compteurs à ultrasons à temps de transit pour gaz utilisé pour le mesurage des transactions commerciales et des allocations, tels que les compteurs à passage intégral, les compteurs à surface réduite, les compteurs haute pression, les compteurs basse pression

et toute combinaison de ceux-ci. Il n'y a pas de limites aux dimensions minimales ou maximales du compteur. La présente partie de l'ISO 17089 peut s'appliquer au mesurage de pratiquement tous les types de gaz, tels que l'air, le gaz naturel et l'éthane. Des exigences de performance de mesurage du débit sont incluses pour les compteurs appartenant à deux classes de précision appropriées pour des applications telles que le mesurage à des fins de transactions commerciales et d'allocations. La présente partie de l'ISO17089 spécifie la construction, les performances, l'étalonnage et les caractéristiques du signal de sortie des compteurs à ultrasons employés pour le mesurage du débit de gaz et traite des conditions d'installation. [15]

II.4.4.4 Débitmètre à effet Coriolis

Lorsqu'un objet est soumis à la fois à une rotation et à une translation il subit une accélération dite de Coriolis : $ac = 2\omega \wedge vt$ où ω est le vecteur de rotation et vt le vecteur vitesse de translation. Cette objet subit donc une force dite de Coriolis $F_c = mac = 2m\omega \wedge vt$, Le débitmètre met en œuvre un système qui mettra en rotation une portion de masse m du liquide qui s'écoule dans la canalisation. La connaissance de la vitesse de rotation ω et la mesure nous permet alors d'accéder directement à la valeur du débit massique. Les constructeurs ont mis au point des systèmes oscillants qui mettent en œuvre une rotation dont la vitesse varie sinusoïdalement. Les tubes de mesure en forme de U sont portés à une fréquence de résonance par un excitateur électromagnétique. Lorsque le fluide s'écoule dans les tubes, il se crée alors des forces de Coriolis qui génèrent une déformation des tubes de mesure. La superposition du mouvement de Coriolis sur l'oscillation initiale montre une différence de phase, détectée par deux capteurs électromagnétiques. [16]

Cette différence de phase est une mesure directe du débit massique. La fréquence de résonance des tubes est une mesure directe de la masse volumique du fluide dans le capteur.

Le débitmètre à effet Coriolis possède une grande exactitude de mesure, de l'ordre de 0,1 %, ses seules faiblesses sont son coût. (Deux fois supérieur à un débitmètre électromagnétique) et sa sensibilité aux vibrations du procédé. [16]

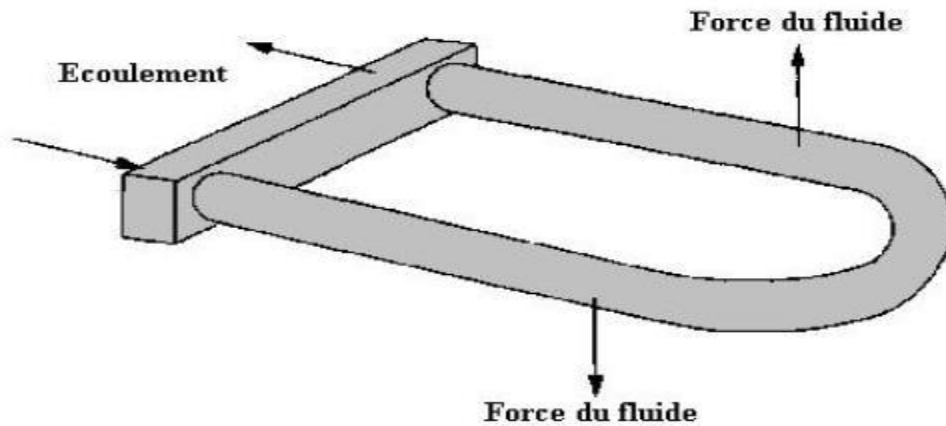


Figure II.12 débitmètre à effet Coriolis.

II.4.4.4.1 Domaines d'application

Ce type de capteur mesure le débit massique et volumique de fluides très divers :

- chocolat, lait concentré, sirops ;
- huiles, graisses, acides, bases ;
- peintures, vernis, produits pharmaceutiques ;
- gaz et mélanges gazeux. [16]

II.4.5 Conclusion

Les systèmes de comptage utilisés pour mesurer le débit de liquide transporté à travers les tuyaux, qui dépend des outils de mesure de cette quantité, instruments primaires et secondaires, pour le calcul (débit, pression, température, valeur thermique, densité ...). L'équipement est connecté à la salle de contrôle. Ces valeurs sont converties de l'état physique à signaux électriques, et il y a des dispositifs dans la salle de contrôle pour lire ces valeurs. Puisque notre étude porte sur le transport d'hydrocarbure par système de comptage, nous aurons dû identifier les débitmètre (compteur) le plus utilisé dans ce domaine avec les critères de choix.

Le système de comptage et la chaîne d'instrument de mesure sont utilisés dans la transaction commerciale qui doivent être soumis pour le contrôle métrologique par l'autorité compétente. C'est-à-dire définir l'erreur et calculer l'incertitude de mesure selon des normes identifiées.

**CHAPITRE III : CARACTERISTIQUES
PHYSICO-CHIMIQUES DU GAZ
NATUREL**

III.1 Introduction

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

A des mesures directes de paramètres tels que : la pression, la température, la densité...etc. ;

A des calculs réalisés à partir d'expressions algébriques, faisant intervenir des grandeurs caractéristiques du gaz dont la valeur est déterminée à partir des paramètres mesurés.

Ce chapitre a pour but de rappeler les définitions de ces grandeurs physiques et de donner quelques méthodes pour la détermination de leurs valeurs à partir d'abaques et corrélations

III.2. Les caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel

III.2.1. La composition chimique du gaz

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

La détermination de cette composition se fait par une analyse chromatographique, basée sur la séparation des constituants d'un mélange. [17]

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

Tableau III.1 composition chimique du gaz [17]

III.1.2 La masse molaire moyenne d'un gaz

La masse molaire moyenne est calculée à partir de la composition du gaz par la formule suivante :

$$M_M = \sum Y_i M_i \quad (III-1)$$

Où :

Y_i : Fraction molaire du composant « i » du gaz naturel en [%] ;

M_m : Masse molaire du composant « i » du gaz naturel en [g/mol].

III.1.3 Masse volumique d'un gaz

La masse volumique d'un gaz correspond à la masse par unité de volume de cette espèce.

Elle dépend des conditions dans lesquelles le gaz se trouve, elle varie en fonction de la température et de la pression :

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (III-2)$$

Où :

ρ : Masse volumique du gaz [Kg / m³] ;

M : Masse du gaz [Kg] ;

V : Volume du gaz [m³].

Considérons que la masse du gaz correspond à une mole, avec l'équation d'état, on aura dans le cas pratique le gaz réel :

$$\rho = \frac{PM_m}{ZRT} \quad (\text{III-4})$$

Où :

M_m : La masse molaire moyenne de l'air ;

P : La pression du gaz ;

Z : Le facteur de compressibilité du gaz ;

T : La température du gaz ;

R : La constante des gaz parfait.

III.1.4. Densité d'un gaz

La densité est le rapport de la masse volumique du gaz à la masse volumique de l'air prises aux mêmes conditions de pression et de température. La densité est une grandeur sans dimension et sa valeur s'exprime sans unité de mesure :

$$d = \frac{\rho_{\text{gaz}}}{\rho_{\text{air}}} \quad (\text{III-5})$$

Pour un gaz parfait :

$$d = \frac{M_m}{M_{\text{air}}} \quad (\text{III-6})$$

Pour un gaz réel :

$$d = \frac{M_m}{M_{\text{air}}} \frac{Z_{\text{air}}}{Z_{\text{gaz}}} \quad (\text{III-7})$$

Où :

M_m : Masse molaire du gaz ;

M_{air} : Masse molaire de l'air ;

Z_{air} : Facteur de compressibilité de l'air ;

Z_{gaz} : Facteur de compressibilité du gaz.

III.1.5 Pouvoir calorifique d'un gaz

Les transactions commerciales sur le gaz naturel sont généralement basées sur le contenu Énergétique du gaz obtenu en multipliant les volumes mesurés par le pouvoir calorifique supérieur.

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur produite par la combustion complète d'un volume unitaire de celui-ci, à pression constante et dans les conditions normales.

Il existe deux types de pouvoir calorifique :

Pouvoir calorifique supérieur (PCS).

Pouvoir calorifique inferieur (PCI).

Le PCS est déterminé en prenant en compte la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite par la combustion, l'eau liquide formée étant considérée à la température de base (la chaleur contenue dans cette eau est récupérée). Par contre, le PCI considère que la vapeur d'eau produite par la combustion reste complètement vapeur à la température de base (la chaleur contenue dans cette eau est perdue).

Le pouvoir calorifique d'un gaz est obtenu soit à partir d'une mesure directe (calorimètre), soit par un calcul basé sur la composition du gaz, la méthode du GPSA consiste à déterminer le pouvoir calorifique en utilisant les formules suivantes :

$$PCS = \frac{\sum Y_i(PCS)_i}{z} \quad (\text{III-8})$$

Où :

Y_i : fraction molaire du composant « i » ;

Z : facteur de compressibilité du gaz

$(PCS)_i$: le pouvoir calorifique supérieur du constituant « i » présent dans le gaz ;

$(PCI)_i$: le pouvoir calorifique inferieur du constituant « i » présent dans le gaz.

- Le pouvoir calorifique supérieur permet de déterminer la valeur énergétique, pour le contrôle et le suivi de la quantité de gaz dans toutes les étapes de la chaîne gazière.
- Le pouvoir calorifique est généralement exprimé en kilojoules par kilogramme (kJ/kg), mais on rencontre également le pouvoir calorifique volumique (en kilojoules par litre, kJ/L). Pour le gaz naturel, il est exprimé en kilowatts-heures par norme mètre cube (noté kWh/Nm³)

III.1.6 Facteur de compressibilité Z

Le facteur de compressibilité Z mesure la déviation du comportement d'un gaz réel par rapport à celui d'un gaz parfait, il est défini comme étant le rapport du volume réel occupé actuellement par le gaz aux conditions de pression et de température sur le volume idéal qu'il occuperait s'il était un gaz parfait, pour $Z=1$ le gaz est considéré comme étant parfait. [10]

Le facteur de compressibilité est défini par la relation suivante :

$$Z = \frac{PV}{RT} = \frac{PM_m}{\rho RT} \quad (\text{III-9})$$

Il est en fonction de la pression, de la température et de la composition du gaz (masse molaire moyenne).

Ce facteur est déterminé dans les laboratoires PVT, mais en pratique on le calcule à partir de graphes et abaqués ou corrélations moyennant les propriétés de P et T réduites. La majorité des méthodes proposées nécessitent la connaissance des composants du gaz afin de calculer la pression pseudo réduite et la température pseudo-réduite.

Pression pseudo-réduite

La pression pseudo-réduite ou pression réduite est calculée de la manière suivante :

$$P_{PR} = \frac{P}{P_c} \quad (\text{III-10})$$

Où :

P : pression du gaz ;

P_c : pression critique du gaz.

La pression pseudo-critique ou critique est calculée de la manière suivante :

$$P_c = \sum Y_i P_{ci} \quad (\text{III-11})$$

Où :

Y_i : fraction molaire du composant « i » ;

P_{ci} : pression critique du composant « i ».

La température pseudo-réduite ou réduite est calculée de la manière suivante

$$T_{PR} = \frac{T}{T_c} \quad (\text{III-12})$$

Où :

T : température du gaz ;

T_c : température critique du gaz.

La température pseudo-critique ou critique est calculée de la manière suivante :

$$T_c = \sum Y_i T_{ci} \quad (\text{III-13})$$

Où :

Y_i : fraction molaire du composant « i » ;

T_{ci} : température critique du composant « i ».

III.1.7 Détermination du facteur de compressibilité avec des abaques

Le facteur de compressibilité à P et T données d'un gaz naturel de composition connue peut être déterminé par l'intermédiaire de ses propriétés pseudo-critiques au moyen des abaques. Ces abaques ont été établis par Standing et Katz à l'aide de valeurs expérimentales de Z obtenues sur de nombreux gaz naturels.

Etant donné que les mélanges ayant servis de support à ces abaques ont une teneur élevée en méthane, les écarts sur Z entre les valeurs expérimentales et calculées sont inférieurs pour les gaz à forte concentration en azote, gaz carbonique, hydrogène sulfuré, alors des corrections doivent être apportées aux valeurs données par les abaques. [10]

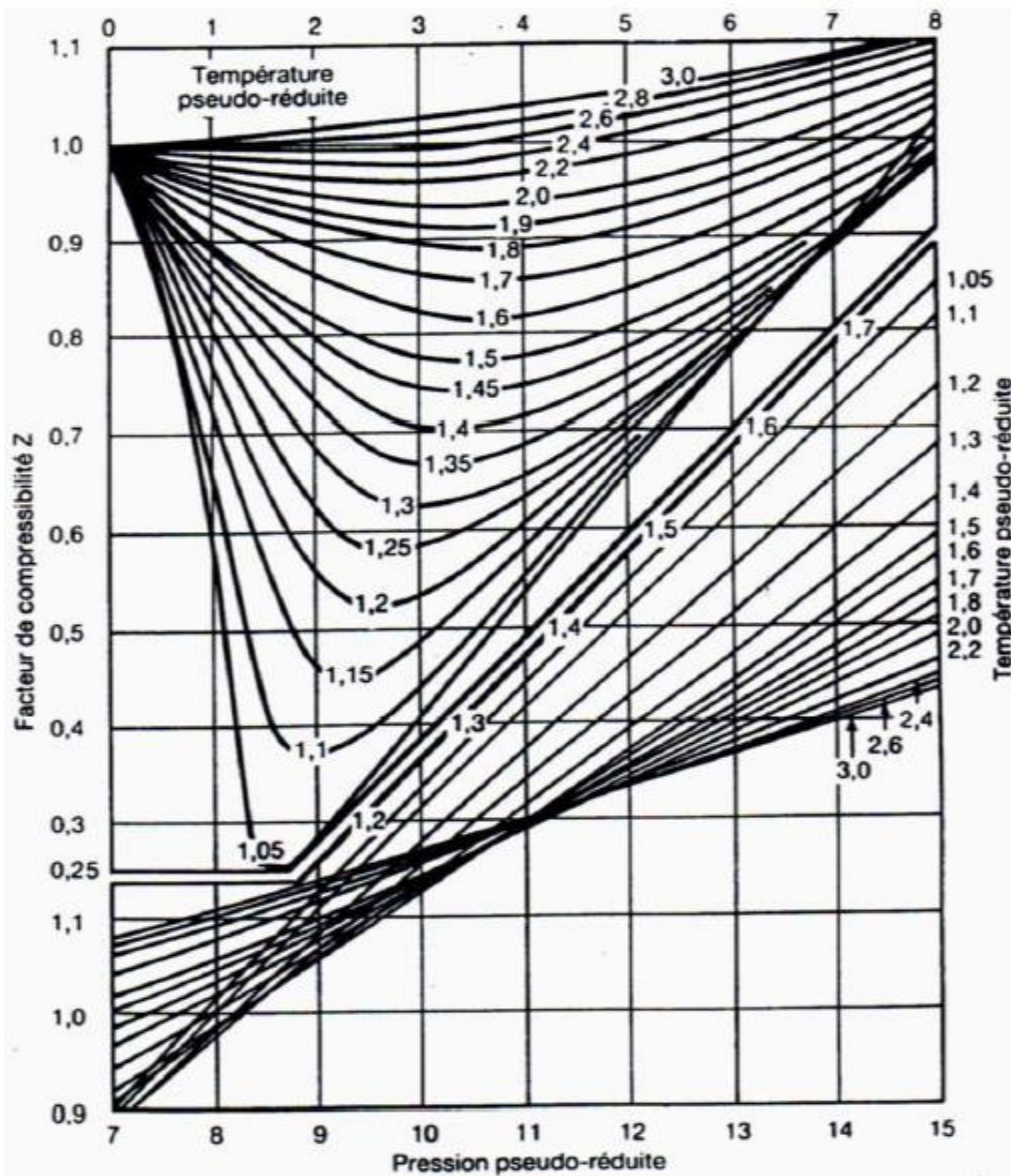


Figure (III. 1) abaques utilisés pour la détermination du facteur de compressibilité Z.

III.1.8 Détermination du facteur de compressibilité par corrélation

Pendant de nombreuses années, la méthode la plus précise pour déterminer les facteurs de Compressibilité du gaz naturel était la mesure directe dans laboratoire en utilisant le graphe (Standing et Katz), mais avec l'évolution de la science, des équations d'état et des corrélations ont été développées pour la détermination de ce facteur. Plusieurs corrélations empiriques pour le calcul du facteur Z ont été développées au cours des années précédentes, les plus utilisées sont : Hall- Yarborough, Dranchuk-Abou-Kassem, Papayé (1985), Beggs et Brill (1986) et S. Robertson, AGA NX-19. La corrélation de S.Robertson est très rapide à programmer, elle a pour expression :

$$Z = 1 + a(x - b)(1 - \exp(-c)) \quad (\text{III-14})$$

III.1.9/ Viscosité du gaz

La viscosité peut être définie comme l'ensemble des phénomènes de résistance à l'écoulement Se produisant dans la masse d'une matière, pour un écoulement uniforme et sans turbulence. Plus la viscosité augmente, et plus la capacité du fluide à s'écouler facilement diminue. [18]

III.1.9.1/ Types de viscosités

Il existe deux types de viscosités : Viscosité dynamique

La viscosité dynamique du fluide est définie pour un écoulement laminaire c'est-à-dire qui s'effectue en couches parallèles qui glissent les unes sur les autres. Elle est égale au rapport de la contrainte de cisaillement (τc) produite par les forces de frottement qui apparaissent lors du glissement d'une couche sur l'autre, à l'intensité du glissement de ces mêmes couches. Cette intensité de glissement est traduite par le gradient de vitesse de déplacement des couches fluide, déterminé suivant une perpendiculaire à l'écoulement :

$$\tau c = \mu \frac{du}{dy} \quad (\text{III-15})$$

Où :

τc : Contrainte de cisaillement ;

μ : viscosité dynamique [Pa.s] ;

$\frac{du}{dy}$ Vitesse suivant une direction perpendiculaire au plan de cisaillement.

Viscosité cinématique

La viscosité cinématique est définie comme étant le rapport entre la viscosité dynamique et la masse volumique du fluide considéré :

$$\frac{\mu}{\rho} \quad \text{(III-16)}$$

Où :

ν : viscosité cinématique exprimée en [m²/s] :

μ : viscosité dynamique exprimée en [Pa.s]≡[PI= Poiseuille] ;

ρ : Masse volumique exprimée en [Kg/m³].

La viscosité d'un gaz dépend de sa température, sa pression et sa composition. Contrairement aux liquides, la viscosité du gaz augmente avec l'augmentation de la température. [18]

III.1.9.2/ Détermination de la viscosité d'un gaz

La viscosité du gaz naturel peut être déterminée soit par corrélation soit par abaques.

a. Détermination par corrélation

A basse pression, la viscosité d'un mélange de gaz peut être estimée à partir de la viscosité de ces corps purs par la relation de Herming et Zipper : [18]

$$\mu = \frac{\sum \mu_i y_i M_i^{0.5}}{\sum y_i M_i^{0.5}} \quad \text{(III-17)}$$

Où :

μ : Viscosité dynamique du mélange ;

Y_i : Fraction molaire du composant « i » ;

M_i : Masse molaire du composant « i ».

A haute et moyenne pression, la viscosité d'un mélange gazeux peut être estimée par la corrélation de

Lee et All :

$$\mu = K 10^{-4} \exp \left(x \frac{\rho}{62.4} \right)^y \quad \text{(III-18)}$$

Où :

$$k = \frac{(9.4 + 0.02 M_m) T^{1.5}}{209 + 19 M_m + T} \quad \text{(III-19)}$$

Détermination par abaques

Pour le gaz naturel, on peut utiliser les abaques établis par Carr, Kobayshi et Burrows représentés cidessous. [18]

Il permet de déterminer la viscosité du gaz naturel à la pression atmosphérique normale en fonction de sa température et de sa masse molaire moyenne :

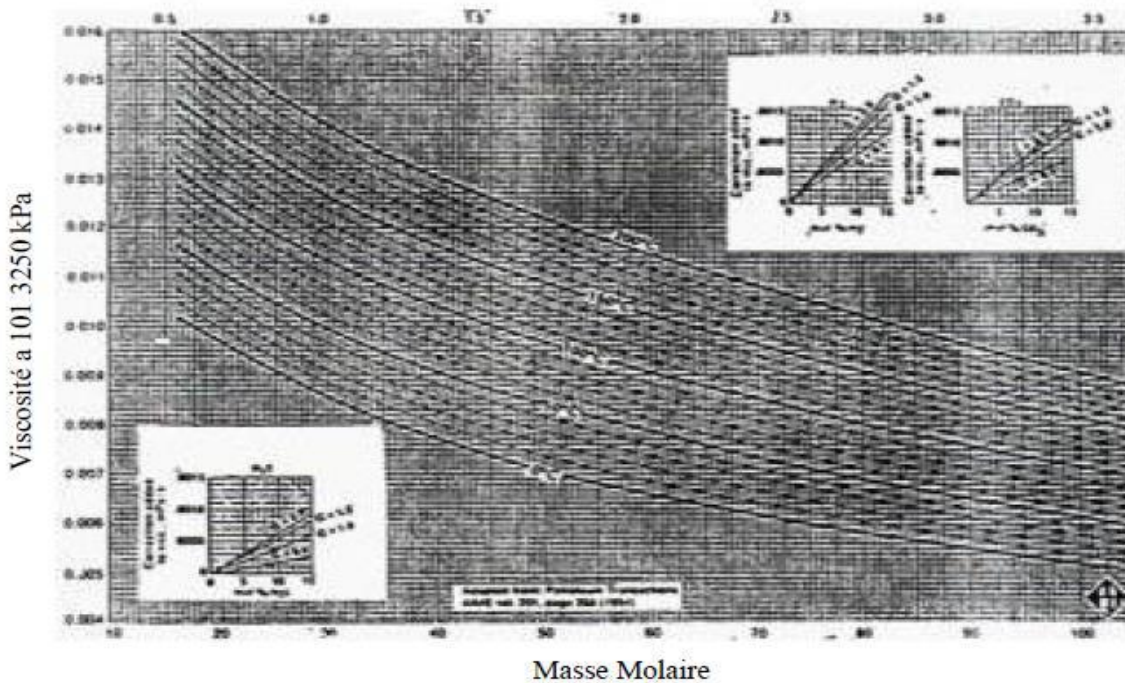


Figure III.2 abaques pour la détermination de la viscosité des gaz hydrocarbures. [17]

L'abaque suivant permet de déterminer la valeur de la viscosité du gaz naturel à partir de sa valeur à la pression atmosphérique, de sa pression pseudo-réduite et de sa température pseudo-réduite :

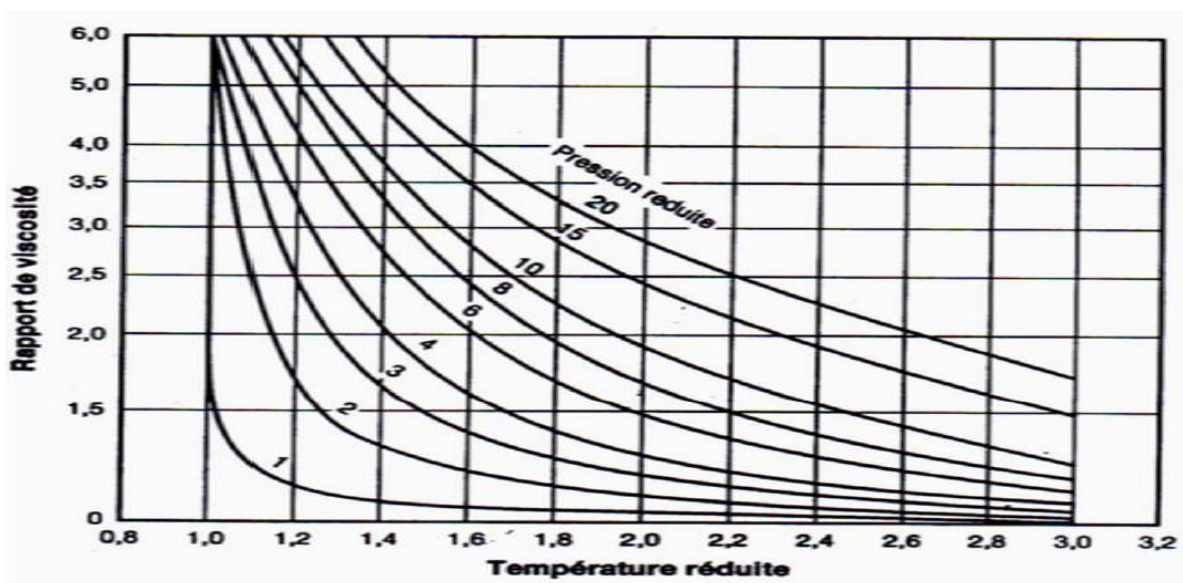


Figure III. 3 rapports des viscosités en fonction de la température et de la pression réduites [17]

III.1.10/ Indice de WOBBE

L'indice de Wobbe se définit comme étant le quotient entre le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz et la racine carrée de sa densité par rapport à l'air. L'indice de Wobbe est une des caractéristiques techniques principales du gaz naturel, c'est un indicateur de l'interchangeabilité des gaz carburants ou combustibles et il est souvent défini dans les spécifications d'approvisionnement en gaz et dans les services publics de transport. Il caractérise la qualité de combustion d'un gaz. [18]

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{S}} \quad (III-20)$$

Où :

W : l'indice de WOBBE ;

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur ;

S : la densité du gaz par rapport à l'air.

III.1.11 Point de rosée hydrocarbures

Le point de rosée hydrocarbures d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte de liquide constituée d'hydrocarbures. Tous les constituants présents dans le gaz sont également présents dans la goutte de liquide avec des concentrations plus importantes pour les constituants lourds. [18]

III.1.12 Point de rosée eau et teneur en eau

Le point de rosée eau d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte d'eau libre. Il est fonction de ça, teneur en eau c'est-à-dire de la quantité d'eau présente sous forme de vapeur. Au point de rosée eau, le gaz est saturé en eau, cela signifie qu'à ces conditions la teneur en eau du gaz est maximale. La teneur en eau à saturation d'un gaz à basse pression inférieur à 3 bars peut être obtenue par l'utilisation des lois de DALTON et de RAOULT. Dans ces conditions sa valeur est donnée par l'expression suivante :

$$\text{Teneur en eau} = 18,015 \cdot 10^6 \frac{T_v P_{\text{ref}}}{P Z_{\text{ref}} R} \quad (III-21)$$

Où :

T_v : tension de vapeur d'eau en [Pa] ;

P : pression absolue du gaz en [Pa] ;

P_{ref} : pression de référence ;

R : Constante des gaz parfait ;

Zref : Facteur de compressibilité aux conditions de référence.

III.1.13 Chaleurs spécifiques « Cp, Cv »

La chaleur spécifique ou La capacité thermique massique est la quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1[°C] ou 1[K] une unité de masse d'un gaz, elle dépend de la structure moléculaire et de l'état de la substance considérée. Elle est désignée avec les acronymes suivants dans les formules :

C_v ou C_p ou C_m .

C_v : Chaleur massique à volume constant ;

C_p : Chaleur massique à pression constante ;

C_m : Chaleur massique.

L'unité de la capacité thermique massique est le [J /Kg. °C].

III.1.14 Chaleur spécifique molaire

La chaleur spécifique molaire C_M moyenne du gaz naturel est déterminée par la formule suivante

$$C_M = C_p M_m = \sum y_i M_i C_{p_i} \quad (\text{III-22})$$

Elle est exprimée en [KJ/Kmol. °C].

Où :

C_M : Chaleur spécifique molaire du gaz naturel ;

M_m : Masse molaire moyenne du gaz naturel ;

Y_i : Fraction molaire du composant « i » présent dans le gaz naturel ;

M_i : Masse molaire du composant « i » présent dans le gaz naturel ;

C_{p_i} : Chaleur spécifique massique du composant « i » présent dans le gaz naturel.

Constituants	Formule Chimique	Masse Molaire (g)	Chaleur spécifique selon Température (kJ/kmol. °C)				
			-25°C	0°C	10°C	25°C	50°C
Méthane	CH ₄	16.045	34.301	34.931	35.199	35.717	36.744
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	47.131	49.822	50.904	52.666	55.723
Propane	C ₃ H ₈	44.097	64.176	68.783	70.605	73.524	78.561
Iso-Butane	C ₄ H ₁₀	58.124	83.476	90.078	92.690	96.815	105.624
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.124	85.277	91.270	93.685	97.447	105.326
Acétylène	C ₂ H ₂	26.038	39.888	42.778	42.778	43.926	45.650
Ethylène	C ₂ H ₄	28.054	38.254	40.906	41.937	43.559	46.115
Propylène	C ₃ H ₆	42.081	55.878	59.898	61.459	63.895	67.832
Butylène	C ₄ H ₈	56.108	73.359	79.583	81.961	85.663	91.509
Cis-2-butylène	C ₄ H ₈	56.108	67.598	73.268	75.461	78.925	84.508
Trans-2-butylène	C ₄ H ₈	56.108	77.329	82.587	84.628	87.823	92.979
Hydrogène	H ₂	2.016	28.290	28.611	28.687	26.502	28.964
Dioxyde de carbone	CO ₂	44.010	34.700	35.962	36.411	37.122	38.212
Air		28.964	29.048	29.067	29.078	29.098	29.141
Eau	H ₂ O	18.015	33.383	33.474	33.488	33.572	33.678
Oxygène	O ₂	2.016	28.290	28.611	28.687	26.502	28.964
Sulfure d'hydrogène	H ₂ S	34.076	33.313	33.673	33.815	34.028	34.379
Monoxyde de carbone	CO	28.010	29.087	29.123	29.105	29.146	29.150

Tableau III.3 Chaleurs spécifiques molaires des constituants du GN. [17]

III.1.15 Exposant isentropique

En thermodynamique, l'indice adiabatique d'un gaz (corps pur ou mélange), aussi appelé coefficient adiabatique, exposant adiabatique ou coefficient de Laplace, noté γ , est défini comme le rapport de ses capacités thermiques à pression constante C_p et à volume constant C_v

$$\gamma = \frac{C_p}{C_v} \quad \text{(III-23)}$$

Par définition, l'exposant isentropique est aussi rapport de la variation relative de la pression à la variation relative de la masse volumique qui lui correspond dans une transformation adiabatique réversible (isentropique) élémentaire.

L'exposant isentropique varie avec la nature du gaz, sa température et sa pression.

III.2.16 Coefficient de Joule Thomson

En physique, l'effet Joule-Thomson, également appelé effet Joule-Kelvin, est un phénomène lors duquel la température d'un gaz diminue lorsque ce gaz subit une expansion adiabatique. Par définition c'est la vitesse de changement de température par rapport à la pression pour une enthalpie constante.

$$D_j = \frac{\partial T}{\partial P} \quad \text{(III-24)}$$

Le coefficient de Joule-Thomson varie avec la nature du gaz, sa température et sa pression [18]

III.3 Conclusion

La connaissance des propriétés physico chimiques du gaz est essentielle à tous les stades de la production du traitement et du transport.

La détermination expérimentale de ces propriétés est souvent difficile compte tenu des difficultés d'échantillonnage et des pressions élevées atteintes dans le réservoir, les méthodes de modélisation, qui sont présentées dans le chapitre suivant ont réalisé de très grands progrès et permettent dans la plupart des cas calculer ces propriétés avec une bonne précision

CHAPITRE IV Spécification et conception d'un Système Comptage du Gaz

IV. 1 INTRODUCTION

Le but de ce projet est de mesurer le gaz naturel et de condensat liquide dans les blocs 352a et 353 situé à proximité de la ville d'Adrar, à environ 1 450 km sud-ouest d'Alger Algérie.

Un système de mesure complet contenant :

Un patin de mesure fiscale pour le gaz d'exportation (200 UJ-001):

3x 50% unidirectionnel 10" 600 #, le système de dosage de gaz naturel constitué de rémunération et de vérifier les débitmètres à ultrasons et les ordinateurs d'écoulement de flux multiples à des fins de calcul, y compris d'entrée et de collecteur de sortie.

Avec des analyseurs de qualité, pression et transmetteurs de température.

Tous les transmetteurs de température sont montés sur le patin.

Tous les transmetteurs de pression sont montés à distance dans la maison de l'instrument. [19]

La mesure de gaz d'exportation est un processus continu et des rapports périodiques seront produits.

En outre, le dérapage de mesure est configuré dans une configuration Z et ordinateurs de flux de compteur maître dédié pour la validation de paiement et de vérifier débitmètres à ultrasons.

Un flux de comptage fiscal pour le gaz d'importation (200 UJ-002):

1x 100% unidirectionnelle 4" 600 #, le système de dosage de gaz naturel constitué d'une rémunération et un compteur de contrôle de débit à ultrasons et un calculateur de débit de flux multiples à des fins de calcul.

Complet avec des transmetteurs de pression et de température.

Tous les transmetteurs de température sont montés sur le patin.

Tous les transmetteurs de pression sont montés à distance dans la maison de l'instrument.

La mesure de gaz d'importation est un processus continu et des rapports périodiques seront produits. [19]

Une maison combinée d'instruments :

La maison d'instrument pour les analyseurs de qualité de gaz contient 2 GC pour, deux analyseurs de point de rosée, 2 analyseurs de H₂S, un analyseur d'oxygène et d'un analyseur de densité.

Tous les transmetteurs de pression de l'exportation et le gaz d'importation sont montés à l'intérieur de la maison de l'instrument.

Les ordinateurs de contrôle de mesure redondants et les ordinateurs de flux seront montés dans des armoires de type Rittal et livré entièrement monté pour l'installation. Le système est conçu pour répondre aux normes ISO et AGA pour le dosage de transfert de garde. [19]

IV .2Les calculateurs de débit au comptage du gaz.

Le système de comptage fiscal est composé de trois (3) lignes de mesure (A, B et C) et d'une ligne dédiée à l'import du gaz (D).

Chaque ligne dispose de deux (2) débitmètres à ultrasons (USM), deux (2) transmetteurs de pression et deux (2) transmetteurs de température, raccordés respectivement aux calculateurs FC1 (calculateur Officiel) et FC2 (calculateur Réserve) qui effectuent un calcul de débit en continu. Les calculateurs sont configurés pour surveiller, calculer et fournir les informations liées à chaque ligne de mesurage à la station d'ingénierie (station Propulse équipée du système Dan PAC) qui contrôle, gère l'affichage et la génération de rapports. Toutes les données des calculateurs sont affichées sur l'ordinateur de supervision DanPac.

Un seul calculateur est dédié à la ligne de comptage import

L'export total (= ligne A + ligne B + ligne C - ligne D) sera seulement calculé au niveau du système de supervision. [19]

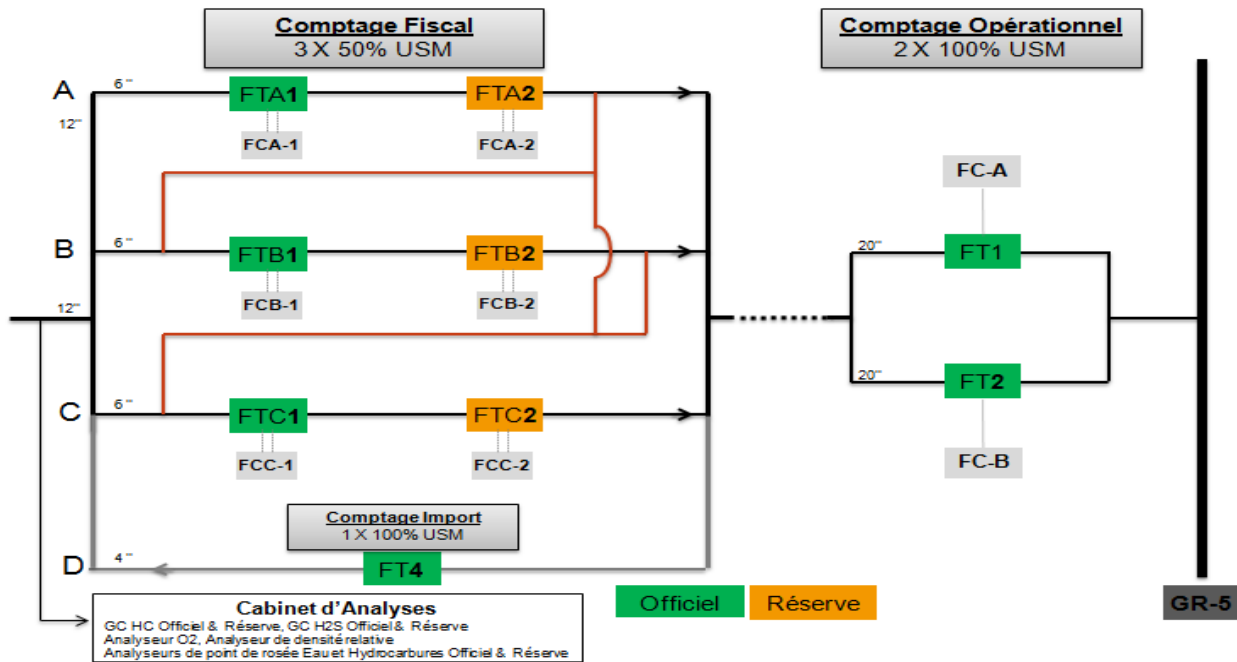


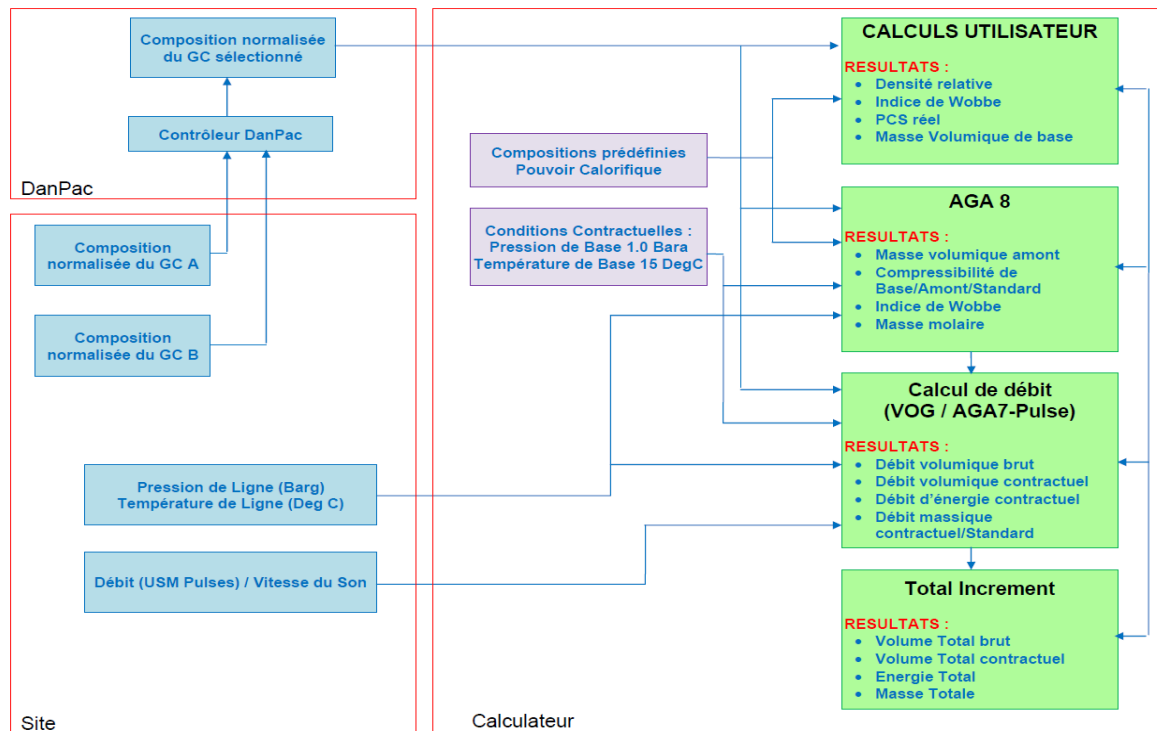
Figure IV.1/ Système de comptage fiscal gaz[19]

IV.2.1/Chaque calculateur :

- Récupère les informations du site et effectue les calculs de débit et d'énergie.
- Récupère les pressions et températures depuis les transmetteurs situés sur les lignes de comptage et la pression atmosphérique à partir du transmetteur barométrique situé sur le collecteur
- Récupère un double train d'impulsions (entrée primaire) depuis le compteur à ultrasons et calcule le débit volumique brut aux conditions de ligne conformément à la norme AGA7 (1996). De plus, le calculateur reçoit la Vitesse du Gaz (VOG) depuis le compteur à ultrasons via la communication série RS485 (entrée secondaire). En cas de défaillance de l'entrée primaire, le calculateur utilise alors l'entrée secondaire pour effectuer les calculs de débit.
- Calcule les facteurs de correction dus aux effets de la température et de pression sur le corps du compteur. [19]
- Reçoit la composition normalisée du GC sélectionné par le système DanPac. En cas d'échec de la réception de la composition normalisée depuis le système DanPac, le calculateur utilisera la dernière bonne composition (« Last Good Value ») puis la composition « KEYPAD » (valeurs par défaut entrées manuellement) pour le calcul.
- Calcule le débit volumique instantané aux conditions contractuelles, les débits massiques et énergétiques.
- Calcule le volume total cumulé aux conditions contractuelles et aux conditions de la ligne, le total masse et le totale énergie. [13]
- Possède un mode de maintenance. [19]

- Fournit une interface opérateur à travers laquelle les données pertinentes peuvent être consultées et/ou modifiées.
- Calcule les totaux cumulatifs, quotidiens, horaires, hebdomadaires, mensuels et bimensuels pour la masse, le volume contractuel et l'énergie.

Synchronise le temps avec le PMCS via le système de supervision à l'aide du protocole Modbus TCP/IP à minuit.



IV.3 Conditions de référence

IV.3.1 Conditions Standard

Température de référence	Pression de référence	Température de combustion
15C	1,01325 bara	15 C

Table IV.1 Conditions standard dosage du gaz [19]

IV.3. 2/ Conditions contractuelles

Température de référence	Pression de référence	Température de combustion de l'air	Densité de
15C	1,000 bara	15 C KG/C m3	1,2095

Table IV.2 dosages du gaz de conditions contractuelles [19]

IV.4 Compositions de gaz

Composition normalisée sélectionnée « In-use » est reçue à partir de la mesure de garde ordinateur de supervision

L'ordinateur de contrôle de mesure « de service » vérifiera et transmettra la composition du gaz aux ordinateurs de flux où ils sont utilisés pour divers calculs de propriété.

La composition contient les composants tels que décrits dans la section.

La composition du gaz reçu est vérifiée et corrigée à 100%.

En cas d'échec de la communication entre l'ordinateur de contrôle et de mesure de flux informatique, les dernières données mises à jour dans l'ordinateur de flux seront utilisés pour les calculs. [19]

Les composants gazeux suivants sont définis :

	Formule	Pourcentage
Methane	CH4	87,9670 mol%
Ethane	C2H6	4,7339 mol%
Propane	C3H8	1,5596 mol%
i-Butane	iC4H10	0,1751 mol%
n-Butane	nC4H10	0,3380 mol%
i-Pentane	iC5H12	0,1036 mol%
n-Pentane	nC5H12	0,0792 mol%
hexane	nC6H14	0,0430 mol%
Heptane * 1	nC7H16	0,0188 mol%
Octane * 1	nC8H18	0,0073 mol%
C9 + * 1	C9+	0,0023 mol%
Eau * 1	H2O	0,0010 mol%
Azote	N2	3,3693 mol%
Gaz carbonique	CO2	1,6001 mol%
Benzène *		1 0,0010 mol%
Toluène *		1 0,0008 mol%
o-Xylène *		1 0,0001 mol%

Table IV.3 composants de gaz

IV.5 Les calculs

IV.5.1 Effectuer la correction du corps du compteur

Si la température de fonctionnement et la pression sont différentes des conditions au calibrage haute pression la surface en coupe transversale du débitmètre change légèrement. Selon ISO-17089-1 voici correction est appliquée au débit brut pour compenser ceci [15]

La température corporelle effet

$$\left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)_{BODYTEMPERATURE} = 1 + (3. \alpha(T_{OP} - T_{cal})) \quad (IV-1)$$

Où:

$\left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)_{BODYTEMPERATURE}$ Débit facteur de correction pour la sortie du compteur

α Coefficient de dilatation thermique 1 / K

T_{OP} Température de fonctionnement sur le terrain K

T_{cal} Température d'étalonnage K

IV.5.2L'expansion de la pression du corps

$$\left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)_{DBODYPRESSURE} = 1 + \left(4. \left(\frac{a^2+R^2}{a^2-R^2} + \sigma\right) \cdot \frac{(P_{OP}-P_{cal})}{E}\right) (IV-2)$$

Où:

$\left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)_{DBODYPRESSURE}$ Facteur de correction pour la sortie du compteur

R Rayon intérieur du tuyau m

a rayon extérieur du tube m

σ Le coefficient de Poisson -

P_{OP} Champ pression de fonctionnement. bar

P_{cal} Pression d'étalonnage. bar

E Module d'élasticité. bar

En utilise la méthode de correction corporelle simplifiée selon la norme ISO 17089. Au paragraphe 4.7 de la norme ISO 17089 suivant est décrit ;

La différence maximale de pression entre l'étalonnage et la pression de service est de 19 bar pour les 4" mètres et 27 bars pour les 10" mètres.

En utilisant l'algorithme simplifié ISO 17089, cela se traduit par un changement de débit de 0,006% pour les 4" et 0,012% pour les 10" mètres.

En supposant que la méthode détaillée pourrait améliorer le calcul avec 10%, nous parlons d'une amélioration globale de 0,0006% et 0,0012%.

Ceci est bien au-delà « significative par rapport »; d'où la méthode simplifiée est suffisante Selon la norme ISO 17089 Pour la correction de pression, il est pratique courante d'utiliser la méthode de correction simplifiée pour estimer le coefficient de correction du corps. [15]

Les avantages de la méthode détaillée sont négligeables par rapport à l'incertitude totale de mesure, en même temps la méthode détaillée plus complexe introduit cependant place pour les erreurs. [15]

IV.5.3 Effectuer Linéarisation de mètres

Pour corriger la non-linéarité de l'appareil de mesure par ultrasons, le signal de débit non corrigé reçu de l'appareil de mesure de débit à ultrasons est linéarité à partir des données d'étalonnage (par exemple, le débit et le pourcentage d'erreur correspondant) est entré dans le calculateur. Jusqu'à 20 points d'étalonnage peuvent être définis dans l'ordinateur[15]

Le calcul est effectué en utilisant l'algorithme d'interpolation suivante :

$$CalErr_{actual} = CalErr_1 + \left(CalErr_2 - CalErr_1 \cdot \left[\frac{q_c - CalFR_1}{CalFR_2 - CalFR_1} \right] \right) \quad (IV-3)$$

Où :

q_c Débit mesuré m^3 / h .

$CalErr_{actual}$ Erreur au compteur débit réel %

$CalErr_1$ Erreur au débit d'étalonnage le plus élevé qui est juste au-dessous du débit réel %

$CalFR_2$ Erreur au débit d'étalonnage le plus bas qui est juste au-dessus débit réel %

$CalFR_1$ Débit le plus élevé d'étalonnage qui est juste au-dessous du débit réel m^3 / h .

$CalFR_2$ Taux le plus bas de débit d'étalonnage qui est juste au-dessus du débit réel m^3 / h .

Remarque :

- Lorsque le débit réel est inférieur au débit d'étalonnage le plus bas, l'erreur au débit d'étalonnage le plus bas sera utilisée.
- Lorsque le débit réel est supérieur au débit d'étalonnage le plus élevé, l'erreur au débit d'étalonnage le plus élevé sera utilisé.

❖ Composition du gaz

La composition du gaz est analysée par deux chromatographes en phase gazeuse.

La composition normalisée sélectionnée « In-use » est reçu à partir de la mesure de garde ordinateur de supervision L'ordinateur de contrôle de mesure « de service » vérifiera et transmettra la composition du gaz aux ordinateurs de flux où ils sont utilisés pour divers calculs de propriété. [15]

La composition contient les composants tels que décrits dans la section 4.3.2.

La composition du gaz reçu est vérifiée et corrigée à 100%. [14]

En cas d'échec de la communication entre l'ordinateur de contrôle et de mesure de flux informatique, les dernières données mises à jour dans l'ordinateur de flux seront utilisés pour les calculs.

IV.5.4 Calculs de densité

IV.5.4.1 Calcul de la masse volumique standard dans des conditions standards (AGA8 : 1994)

Norme de densité : la masse volumique aux conditions de référence voir

Le calculateur calcule la masse volumique standard, en fonction de la composition du gaz en cours d'utilisation, selon la norme AGA 8. [15]

$$\rho_{l(AGA8)} = \frac{M_{g(AGA8)} \times P_1}{Z_1 \times R \times (T_1 + 273.15)} \quad (IV-4)$$

ρ_l : masse volumique aux conditions de ligne

Z_1 =facteur de compressibilité du gaz aux conditions de ligne

P_1 =Pression absolue absolue en amont(bar)

T_1 : Température de ligne (°C)

R =constante des gaz parfaits 8,314510(J/mole-K)

M_g : masse molaire du mélange

IV.5.4.2 Calcul de la masse volumique standard dans des conditions contractuelles

Norme de densité : la masse volumique aux conditions de référence voire Le calculateur de débit calcule la densité contractuelle dans des conditions contractuelles de la relation est représentée ci-dessous :

$$\rho_C = \frac{\sum_{j=1}^{j=n} X_j \rho_j}{100} \quad (IV-4)$$

Où :

ρ_C Densité à des conditions contractuelles kg / cm³

X_j Fraction du composant j dans la proportion molaire -

ρ_j Densité contractuelle de la composante j kg / cm³

IV.5.4.3 Calcul de la densité de la ligne dans des conditions standard (AGA8: 1994)

Densité de ligne : la densité aux conditions de service, la pression de ligne et de la température.

La densité de la ligne est calculée selon la norme AGA-8, en fonction de la composition du gaz en cours d'utilisation. [15]

$$\rho_{l(AGA8)} = \frac{M_r \times P_1}{Z_1 \times R \times (T_1 + 273.15)} \quad (IV-5)$$

Où:

$\rho_{l(AGA8)}$ Densité à des conditions de ligne	kg / m ³
M_r Gaz poids moléculaire calculé selon la norme ISO6976	kg / kmol
P La pression de ligne	bara
Z gaz compressibilité -	
R constante de gaz	Mpa m ³ / kmol.K
T_1 Température de ligne	C

IV.5.4.4 Calcul de la densité de ligne à des conditions contractuelles

Le calcul de la densité de lignes du mélange de gaz avec la méthode PTZ en fonction de la densité contractuelle

$$\rho_1 = \rho_c \frac{p_1 T_c Z_c}{P_c T_1 Z_1} \quad (IV-6)$$

Où:

ρ_c Densité à des conditions contractuelles	kg / cm ³
p_1 La pression de ligne à des conditions de ligne	bara
P_c Pression contractuelle	bara
T_1 Température de ligne à des conditions de ligne	° K
T_c Température contractuelle	° K
Z_1 Gaz compressibilité dans des conditions de ligne -	
Z_c Gaz compressibilité dans les conditions contractuelles	

IV.5 Calculer la valeur de chauffage

IV.5.1 Calculer la valeur de chauffage dans des conditions standard (ISO 6976: 1995)

Le calculateur calcule à la fois le volume et le pouvoir calorifique en fonction de masse selon la norme ISO-6976, sur la base de la composition du gaz en cours d'utilisation. [21]

$$H_{S_v} = \sum_{j=1}^n X_j \times \overline{H_j^0}(t_1) \times \left(\frac{P_b}{(t_b + 273.15) \times R \times Z_b} \right) \quad (IV-7)$$

Où:

H_{S_v} Valeur du gaz de chauffage supérieure	kcal / Sm ³
X_j Fraction molaire du composant -	
$\overline{H_j^0}(t_1)$ La valeur calorifique du gaz	kcal / kmol
P_b Pression standard	bara
t_b Température standard	C
R constante de gaz	Mpa m ³ / kmol.K
Z_b Compressibilité standard	

IV.5.2 Calculer la valeur de chauffage dans des conditions contractuelles

L'ordinateur calcule le flux brut Valeur calorifique aux conditions contractuelles.

La relation est présentée ci-dessous : [21]

$$H_{s_v} = \frac{\sum_{j=1}^{j=n} X_j PSC_i}{100} \quad (IV-8)$$

H_{s_v} Valeur du gaz de chauffage supérieure kcal / cm³

X_j Fraction molaire du composant -

$jPSC_i$ Valeur contractuelle Chauffage kcal / cm³

L'ordinateur calcule le débit brut Valeur calorifique au rapport conditions. Procédé contractuel est indiqué ci-dessous

$$PSC = \frac{H_{s_v}}{100} \quad (IV-9)$$

PCS Valeur contractuelle Chauffage kcal / cm³

H_{s_v} Valeur du gaz de chauffage supérieure kcal / cm³

IV.6 Calcule débit

IV.6.1 Débit de volume non corrigé

A partir du nombre d'impulsions et le facteur k de base de l'appareil de mesure par ultrasons, le débit d'écoulement de volume non corrigé est calculé. [22]

$$q_{line} = \frac{Freq \times 3600}{KF} \quad (IV-10)$$

Où:

q_{line} Débit de volume non corrigé m³ / h

f Fréquence d'impulsion du compteur Hz

K Base de facteur k

impulsions / m³

IV.6.2 Taux d'expansion du corps de mesure de débit volumétrique corrigé

Le débit volumique brut non corrigée de l'appareil de mesure est corrigée pour l'effet de la température et de la pression sur l'expansion du corps du compte [22]

$$qv = q_{line} \times C_{tsm} \times C_{psm} \quad (IV-11)$$

Où:

qv . Taux d'expansion du corps de mesure de débit volumétrique corrigé m³ / h

q_{line} Débit de volume non corrigé m³ / h

C_{tsm} Facteur de correction pour la sortie du compteur -

C_{psm} Facteur de correction pour la sortie du compteur

IV.6.6 Taux de linéarité du compteur de débit volumétrique corrigé

La correction du compteur de gaz Linéarisation peut être entré comme une table de points de données de débit et le pourcentage d'erreur correspondant pour les deux sens d'écoulement. La taille de la table peut être choisie parmi 2 à 20 points. Le type de correction est linéaire lorsque la correction est appliquée à travers la plage de fonctionnement. [22]

$$q_{bc} = q_{bc.pt} \times \left(\frac{100\%}{100\% + CalErr_{actual}} \right) \quad (IV-12)$$

Où:

q_{bc} Linéarité du compteur de débit volumique ligne corrigée m^3 / h

$q_{bc.pt}$ L'expansion du corps du débitmètre volumique de ligne corrigée m^3 / h

$CalErr_{actual}$ Erreur au compteur débit réel %

IV.6.4 Calcul pour le débit de volume normal

Le calculateur calcule ensuite les débits de volume corrigé q_N , q_M masse et q_E d'énergie selon les équations suivantes :

$$q_N = q_{bc} \left[\frac{\rho_{line}}{\rho_s} \right]$$

Où:

q_N Débit volumique normal $Sm^3 / h.$

q_{bc} Correction de débit volumique de ligne $m^3 / h.$

ρ_{line} Densité de ligne réelle kg / m^3

ρ_s Norme de densité kg / Sm

IV.6.4 Calcul pour le débit de masse

$$q_M = q_{bc} \times \rho_{line} \quad (IV-13)$$

IV.6.6 Calcul pour le débit d'énergie

$$q_E = q_N \times H_{sv} \times 1000 \quad (IV-14)$$

Où :

q_E Débit d'énergie Mcal / h

q_N Débit volumique aux conditions de référence Sm³ / h

H_{sv} Valeur calorifique supérieur du gaz kcal / Sm³

IV.6.7 Intégrer des débits pour totalisation

Tous les débits sont intégrés pour former les totaux cumulés.

Les totalisateurs suivants sont configurés :

V_b Volume total à l'état des lignes m³

V_N Volume total dans des conditions de référence Sm³

V_M Masse totale kg

V_E Totale d'énergie Mcal

Sur la base de ces totaux éternels, toutes les heures et les totaux quotidiens seront déterminés. Totaux éternels ne sont pas remis à zéro.

Les totalisateurs informatiques de flux sont regroupés dans les catégories suivantes :

- Totaux Inhalable
- Totaux normaux
- Totaux d'erreur

L'ordinateur de flux sera toujours compté sur ses compteurs inhalables les totaux Inhalable sont une sommation de la normale et les compteurs d'erreur.

L'ordinateur de flux comptera sur ses compteurs normaux quand aucune alarme responsable est présente. Ces compteurs sont utilisés pour les rapports budgétaires.

L'ordinateur de flux comptera sur ses compteurs d'erreur lorsqu'une alarme responsable est présent. [22]

IV.7 Calculer l'indice de Wobbe

L'indice de Wobbe est calculé à partir de la valeur de chauffage supérieur en fonction du volume et la densité relative, calculée selon la norme ISO-6976 [21]

$$W_{sv} = \frac{H_{sv}}{\sqrt{d_b}} \quad (IV-15)$$

Où:

W_{sv} Woindice BBE	kcal /Sm ³
Hs_v Volume basé chauffage supérieur La valeur de gaz	kcal / Sm ³
d_b Densité relative du gaz aux conditions de référence	

IV.8 Calculer et comparer la vitesse du son

Quand une composition de gaz neuf est reçue du GC la vitesse du son est calculée dans le calculateur de débit en utilisant la pression de ligne et de la température selon la norme AGA10. [23]

La vitesse calculée du son sera comparée à la vitesse du son mesurée.

L'écart entre le AGA10 par VOS calculée à partir de la composition du gaz et VOS mesurée par le compteur US sera calculé par la formule suivante

$$\text{Déviation} = \text{ABS}(\text{VOS}_{\text{AGA 10}} - \text{VOS}_{\text{usm}}) \quad (\text{IV-16})$$

Où :

$\text{VOS}_{\text{AGA 10}}$ Vitesse du son selon la AGA10 Mme

VOS_{usm} Volume du son mesurée dans le USM Mme Ceci est un test afin de vérifier la dérive des compteurs sur plus longue période de latence donc temps est négligeable.

Les écarts calculés seront comparés à une limite réglable de l'opérateur. Lorsque cette limite est dépassée, une alarme est générée. [23]

IV.9 Conclusion

Le système de comptage de gaz nécessite une grande précision et une bonne efficacité en appliquant les normes applicables et la qualité du gaz

Le débit est mesuré par étapes depuis le début du calcul du débit jusqu'au calcul de l'énergie, et dans le dernier chapitre nous expliquons très clairement les étapes et les mécanismes impliqués dans la mesure du gaz dans le complexe de Touat.

CHAPITRE V /Validation du Système Comptage du Gaz fiscale

V.1 Introduction

Ce chapitre décrit la validation des émetteurs utilisés pour le système de mesure.

Les émetteurs sont divisés en trois groupes :

- Appareils avec validation manuelle avec le logiciel de validation ;
- Les appareils qui ne nécessitent pas de validation
- Étalonnage externe.

❖ Appareils avec validation manuelle et avec le logiciel de validation :

Certains appareils peuvent être validés manuellement au moyen du logiciel de validation Calsys. [24]

Les procédures sont décrites plus loin dans ce chapitre.

L'équipement suivant est approprié pour la validation manuelle :

- Transmetteurs de pression ;
- Transmetteurs de température ;
- Chromatographe en phase gazeuse
- Calculateur débits
- Configuration Z

Connectivité pour validation se trouve sur les dessins de branchement.

Se reporter au document [HU], pour des informations détaillées.

V.2 Les appareils qui ne nécessitent pas de validation :

Certains appareils ne nécessitent pas la validation du tout. Les ordinateurs fonctionnent De flux entièrement numérique et il n'y a pas besoin de validation du tout. Les changements dans la configuration nécessaire pour la validation, le calcul peut sérieusement défectueuse si elles ne sont pas réglées à leur valeur d'origine. KROHNE-ci recommande de ne pas valider l'ordinateur de flux sur place mais il faut vérifier le calcul au cours de la FAT complètement [24]

V.3L'équipement fiscal

L'équipement suivant est pour l'exercice la mesure :

Numéro de Tag	La description	
200 FT-0302A	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run A
200-PT-0302A	Transmetteur de pression salariale	Run A
200-TT-0302A	Transmetteur de température de paiement	Run A
200-FC-0302A	Ordinateur de flux de paiement	Run A

200 FT-0303A	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run A
200-PT-0303A	Émetteur Vérifier la pression	Run A
200-TT-0303A	Émetteur Vérifier la température	Run A
200-FC-0303A	Ordinateur contrôle du flux	Run A
200 FT-0302B	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run B
200-PT-0302B	Transmetteur de pression salariale	Run B
200-TT-0302B	Transmetteur de température de paiement	Run B
200-FC-0302B	Ordinateur de flux de paiement	Run B
200 FT-0303B	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run B
200-PT-0303B	Émetteur Vérifier la pression	Run B
200-TT-0303B	Émetteur Vérifier la température	Run B
200-FC-0303B	Ordinateur contrôle du flux	Run B
200 FT-0302C	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run C
200-PT-0302C	Transmetteur de pression salariale	Run C
200-TT-0302C	Transmetteur de température de paiement	Run C
200-FC-0302C	Ordinateur de flux de paiement	Run C
200 FT-0303C	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run C
200-PT-0303C	Émetteur Vérifier la pression	Run C
200-TT-0303C	Émetteur Vérifier la température	Run C
200-FC-0303C	Ordinateur contrôle du flux	Run C
200-AT-0601	Chromatographe en phase gazeuse	200 UJ- 001 &
200-AT-0701	Chromatographe en phase gazeuse	200 UJ-001 &

Tableau V.1Gaz d'exportation de matériel de comptage fiscal[23]

V.4Vérification du transmetteur de pression

Activité	But	Modes de défaillance possible	Applicable à (Etendue)	Texte Standard	Période	Commentaire
Vérification	Vérification du Transmetteur de Pression	Fuite Mécanique Dérive du Transmetteur	Indicateur / Transmetteur de Pression	Vérification du Transmetteur de Pression	6M, ou autre selon règle ONML	En presence de l'ONML

Tableau V.2 : étape de Vérification du Transmetteur de Pression[24]

A.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs de pression et des indicateurs.

B.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de

maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [24]

B2. Équipements étalon

- Generator de pression
- Multimètre Numérique (Ampèremètre de précision)
- Pocket Hart de Communication

B4. Procédure

A- Préparation sur Site :

- Inspecter visuellement l'état général du transmetteur de pression/indicateur pour déceler tout dommage mécanique ou corrosion évident.
- Vérifier la présence de fuites sur les prises d'impulsions, le manifold, les vannes de Purge et le raccordement du transmetteur.
- Inspecter le câblage électrique, les câbles, les presse-étoupes et l'aspect des câbles pour déceler tout signe de détérioration ou anticiper un défaut d'isolation électrique.
- S'assurer que l'étiquette d'identification est bien visible, correcte et en place.
- Fermer la vanne double isolation avec purge (DBB) reliant au Process.
- Ouvrez lentement les vannes de purge (DBB et Manifold) pour s'assurer que la pression emprisonnée bien évacuée. Une fois que la pression est complètement évacuée, ouvrez totalement les vannes de purge. Le transmetteur devrait indiquer une valeur de 0,00 barg.
- Fermer les vannes de purge et observer une montée éventuelle en pression. Si la pression augmente, cela indique que la vanne double isolation est fuyarde. NE PAS POURSUIVRE les étapes suivantes et faire un diagnostic du problème afin de préparer une action curative et se rendre à l'étape. En l'absence de montée en pression, ouvrir complètement les vannes de purges. [24]

- Mettre en place les équipements étalons tel que montré dans le schéma ci-dessous.

B- Préparation en salle technique – Armoire comptage : [15]

- Naviguer à travers la session de validation de l'IHM pour visualiser le transmetteur à vérifier.
- Naviguer à travers les calculateurs pour visualiser le transmetteur à vérifier.
- S'assurer que tous les renseignements (Repère et numéro de série, échelle, etc.) sont correctement saisis sur le certificat de vérification.

C- Début de la Vérification du Transmetteur de Pression – sur Site

- Appliquer une pression montante de 0%, 25%, 50%, 75% et 100% de la plage de mesure et noter la pression et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation après avoir atteint un nouveau palier de pression.
- Appliquer une pression sur la plage de mesure (plus 10 % de la plage de mesure) puis diminuer la pression dans l'ordre descendant 100 %, 75 %, 50 %, 25 % et 0 % de la plage de mesure et noter la Pression et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation après avoir atteint un nouveau palier de pression

D- Début de la Vérification du Transmetteur de Pression – en salle technique

- Noter les valeurs de pression affichée sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision à chaque palier de pression généré sur site.
- Informer le technicien sur Site des valeurs trouvées

E- Analyse des résultats

- Regrouper sur un certificat les valeurs obtenues sur site et celles visualisées sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision
- Si l'erreur absolue maximale obtenue est en-dessous de la limite spécifiée, la vérification est identifiée comme étant Conforme. La vérification est terminée. Passer à l'étape 18.

- Si les résultats obtenus ne sont pas dans les limites de tolérance de l'erreur absolue, le transmetteur est identifié comme étant :
- "A ETALONNER" (Exécuter la Procédure d'étalonnage d'un Transmetteur de pression directement à partir de l'étape 18) ou bien ; « A REMPLACER » si le transmetteur est identifié comme totalement hors service. Le transmetteur défaillant sera remplacé par un nouveau transmetteur qui est déjà étalonné. Le certificat d'étalonnage du nouveau transmetteur doit être soumis à la validation de l'ONML et de SONATRACH avec un Avis de modification. Il sera également nécessaire de mettre à jour le numéro de série du nouveau transmetteur dans la documentation du manuel et dans le système de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur (GMAO).

F- **Rapports - Clôture de la vérification**

- Mettre à jour le Registre de suivi comptage et enregistrer les résultats dans la GMAO.
- Effectuer le nettoyage de la zone de Travail et remettre le système à son état initial.
- G -La norme de validation de pression fait usage de la méthode de mesure de référence, à savoir la lecture, directement extraite de l'instrument en cours de validation, et est comparée à la valeur de référence indiquée par le testeur de poids mort. [24]
- Les formules suivantes sont utilisées pour calculer les erreurs pour chaque étape de validation

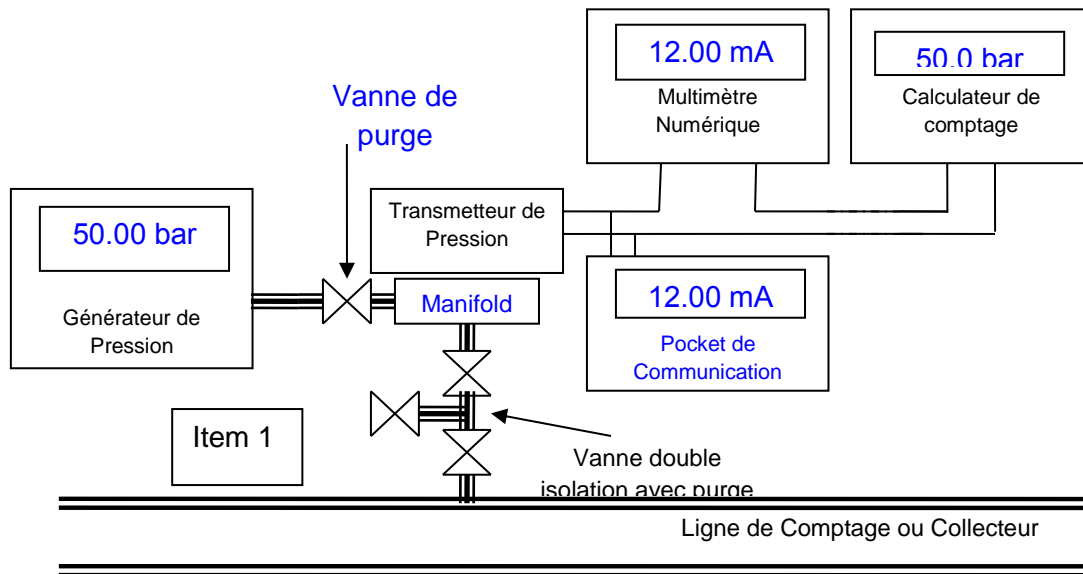


Figure V.1 : Proposition de raccordement pour une vérification sur Site d'un Transmetteur de Pression[24]

$$\text{Err\% Ref} = (\text{Abs} (\text{Rd} - \text{Ref})) / \text{Ref} * 100\%$$

Valeurs Simulées		Résultats des essais				Essai d'indication			
étendue	Pression	Courant lue	Pression	Erreur		Tension(V)	Pression	Pression Lue	Erreur
«%»	«bar»	Multimètre	Calculée	%	EMT	Lu(V)	Calculée	FloBoss	%
0	-0,007	3,99160	-0,0525	0,045	OK	0,99993	-0,0010	-0,005	0,00354
25	25,001	7,99710	24,9819	0,077	OK	1,99982	24,9955	25,000	0,01800
50	50,000	11,99830	49,9894	0,021	OK	2,99972	49,9930	49,993	0,00020
75	75,002	15,99980	74,9988	0,004	OK	3,99960	74,9900	74,997	0,00947
100	100,000	19,99860	99,9913	0,009	OK	4,99948	99,987	99,993	0,00610
100	100,001	20,00700	100,0438	-0,043	OK	4,99948	99,987	100,005	0,01750
75	75,001	16,00480	75,0300	-0,039	OK	3,99960	74,9900	75,020	0,04001
50	50,003	12,00260	50,0163	-0,026	OK	2,99972	49,9930	50,008	0,02980
25	25,001	7,99700	24,9813	0,079	OK	1,99982	24,9955	24,996	0,00200
0	-0,007	3,99130	-0,0544	-0,047	OK	0,99993	-0,0018	-0,015	0,01322

Tableau V.3Modèle de vérification d'un transmetteur de Pression

V.5Etalonnage d'un transmetteur de température [15]

A.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs et des sondes de température.

B.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [24]

Activité		But	Modes de défaillance possible	Applicable à (Etendue)	Texte Standard	Période	Commentaire
Vérification		Vérification du Transmetteur de température	Fuite Mécanique Dérive du Transmetteur	Indicateur / Transmetteur de Température	Vérification du Transmetteur de Température	6M, ou autre selon règle ONML	En présences de l'ONML

Tableau V.4 : étape de Vérification du Transmetteur de **température** [24]

C.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs et des sondes de température.

D.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [24]

B2. Equipment test

- Bain thermostatique avec Sonde Numérique
- Multimètre Numérique (Ampèremètre de précision)
- Pocket Hart de Communication



Figure V.2 Montage de calibration de transmetteur de température [GTG] [23]

Préparation sur Site :

Inspecter visuellement l'état général du transmetteur de température/indicateur pour déceler tout dommage mécanique ou corrosion évident.

1. Vérifier s'il y a des fuites sur les Puits Thermométriques.
2. Inspecter le câblage électrique, les câbles, les presse-étoupes et l'aspect des câbles pour déceler tout signe de détérioration ou anticiper un défaut d'isolation électrique. [24]
3. S'assurer que l'étiquette d'identification est bien visible, correcte et en place.
4. Isoler l'alimentation électrique de l'instrument en ouvrant le bornier à couteaux sur le panneau arrière de l'armoire de commande du calculateur de comptage.
5. Connecter le multimètre et la Pocket de communication tel que montré dans le schéma ci-dessous.

Préparation en salle technique – Armoire comptage :

6. Naviguer à travers la session de validation de l'IHM pour visualiser le transmetteur à vérifier.
7. Naviguer à travers les calculateurs pour visualiser le transmetteur à vérifier.
8. S'assurer que tous les renseignements (Repère et numéro de série, échelle, etc.) sont correctement saisis sur le certificat de vérification.

Début de la Vérification du Transmetteur de Température – sur site

9. Rebranchez l'alimentation électrique de l'instrument en refermant les borniers à couteaux.
10. Appliquer une Température de montée de 0%, 25%, 50%, 75% et 100% de la plage d'utilisation. Noter la Température et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation entre chaque palier de Température.
11. Appliquer une Température de descente de l'ordre de 100 %, 75 %, 50 %, 25 %, 0 % de la plage d'utilisation et noter la Température et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation entre chaque palier de Température.

Début de la Vérification du Transmetteur de Température - en salle technique

12. Noter les valeurs de température affichée sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision à chaque palier de température généré sur site
13. Informer le technicien sur site des valeurs trouvées

Analyse des résultats

14. Regrouper sur un certificat les valeurs obtenues sur site et celles visualisées sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision. [24]
15. Si l'erreur absolue maximale obtenue est en-dessous de la limite spécifiée, la vérification est identifiée comme étant acceptable. La vérification est terminée. Passer à l'étape 17.
16. Si les résultats obtenus ne sont pas dans les limites de tolérance de l'erreur absolue, le transmetteur est identifié comme étant : « A REMPLACER » si le transmetteur est identifié comme totalement hors service. Le transmetteur défaillant sera remplacé par un nouveau transmetteur déjà étalonné. Le certificat d'étalonnage du nouveau transmetteur devra être envoyé pour validation à l'ONML et à SONATRACH avec un Avis de modification. Il sera
17. également nécessaire de mettre à jour le numéro de série du nouveau transmetteur dans la documentation du manuel et dans SAP.

Rapports - Clôture de la vérification

18. Mettre à jour le Registre de suivi comptage et enregistrer les résultats sous SAP.

CHAPITRE V /Validation du Système Comptage du Gaz fiscale

Valeurs Simulées		Résultats des essais				Essai d'indication			
TEMPERATEUR T C°	RESISTANCE «Ω»	Courant lu Multimètre	Temper Calculée	Erreur °C	EMT °C	Tension(V) Transmis	Temp Calculée	Température Lue FloBoss	Erreur %
-10	96,09	3,98800	-10,075	0,075	OK	0,99994	10,0015	-9,949	0,05253
15	105,85	7,98500	14,906	0,094	OK	1,99980	14,9950	15,019	0,02400
40	115,54	11,98500	39,906	0,094	OK	2,99970	39,9925	40,000	0,00750
65	125,16	15,98610	64,913	0,087	OK	3,99954	64,9885	65,007	0,01850
90	134,7	19,97260	89,829	0,171	OK	4,99941	89,9853	90,004	0,01875
90	134,7	19,97200	89,825	0,175	OK	4,99942	89,9855	90,027	0,04150
65	125,16	15,97430	64,839	0,161	OK	3,99954	64,9885	65,058	0,06950
40	115,54	11,97500	39,844	0,156	OK	2,99967	39,9918	40,045	0,05325
15	105,85	7,97490	14,843	0,157	OK	1,99979	14,9948	15,042	0,04745
-10	96,09	3,97840	-10,135	0,135	OK	0,99990	10,0025	-9,975	0,02770

19. Effectuer le nettoyage de la zone de Travail et remettre le système à son état initial.

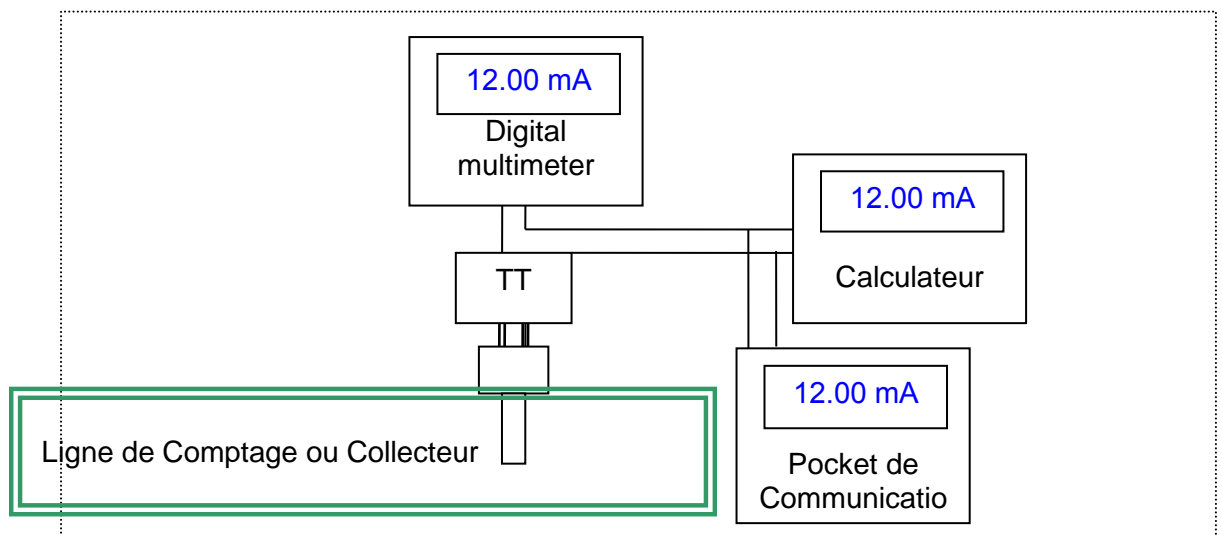


Figure V.3 Proposition de raccordement pour une vérification de la boucle de Température

Tableau V.5 Modèle de vérification d'un transmetteur de Température

V.6 Etalonnage et test des sondes RTD PT100

Généralement, les sondes RTD sont testées durant l'étalonnage de l'appareil connecté, Comme un panneau de mesure ou un transmetteur de température. Toutefois, si l'on soupçonne un problème avec un capteur de températures, il est possible de procéder

des étalonnages du capteur séparément de l'étalonnage du circuit électronique de process. [25]

Des vérifications de champs des capteurs de températures peuvent être facilement effectuées avec un appareil Dry-Block ou un micropain.

Pour de meilleurs résultats, effectuez un étalonnage complet des capteurs de températures Sur table.

V.6.1/Pour effectuer le test :

- Isolez le capteur du process.
- Plongez complètement le capteur dans une source de température de précision, telle qu'un bain sec ou un bain capable de couvrir la plage de températures requise. [25]
- Pour plus de précision, plongez également complètement un étalon de température dans le bain sec ou le bain a des fins de comparaison (la version de process des puits de métrologie de terrain possède un afficheur de précision intègre pour l'étalon de température).
- Pour vérifier l'étalonnage de la sonde RTD séparément de l'indicateur de température du système de contrôle, débranchez le capteur du circuit électronique.
- Branchez la sonde RTD a un instrument de précision capable de mesurer la résistance. La version de process des puits de métrologie de terrain intègre le circuit électronique requis.
- Réglez la température du bain ou du bain sec pour chacun des points de test. Avec les puits de métrologie de terrain, ces points de test peuvent être préprogrammes et automatisés.
- A chaque point de test, enregistrez les relevés de l'étalon de température et de la sonde RTD.
- Si vous mesurez la sonde RTD séparément de son circuit électronique, comparez les résistances mesurées a la résistance attendue dans le tableau de températures applicable. Sinon, comparez la valeur indiquée sur l'affichage de l'instrument a la valeur de l'étalon de température (qui peut être le bain sec).

V.6.2/Mesure de la température par résistances thermoélectrique :

Une résistance thermoélectrique ou RTD (Résistance Température Detector) est un conducteur dont la valeur ohmique traduit la température du milieu qui l'environne, la résistance ohmique est en fonction de la température selon la relation approchée suivante :

$$R_T = R_0 [1 \pm \alpha (T - T_0)] \quad (V-1)$$

Avec : R_T étant la résistance à T ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , R_0 : résistance à T_0 ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , T_0 valant généralement 0°C et α qui représente le coefficient de température de la thermorésistante.

Notons que le coefficient de température est la valeur moyenne de la variation de résistance entre 0°C et 100°C définit comme suite : [25]

$$\alpha = \frac{R_{100} - R_0}{100R_0} \quad (V-2)$$

Pour la sonde platine Pt 100 normalisé ($R_0 = 100 \Omega$) ce qui nous donne un coefficient de température

$$\alpha = 0,00385055 \Omega/(\Omega \cdot ^{\circ}\text{C}) \text{ entre } 0^{\circ}\text{C} \text{ et } 100^{\circ}\text{C}.$$

La figure suivante représente le diagramme d'une canne pyrométrique

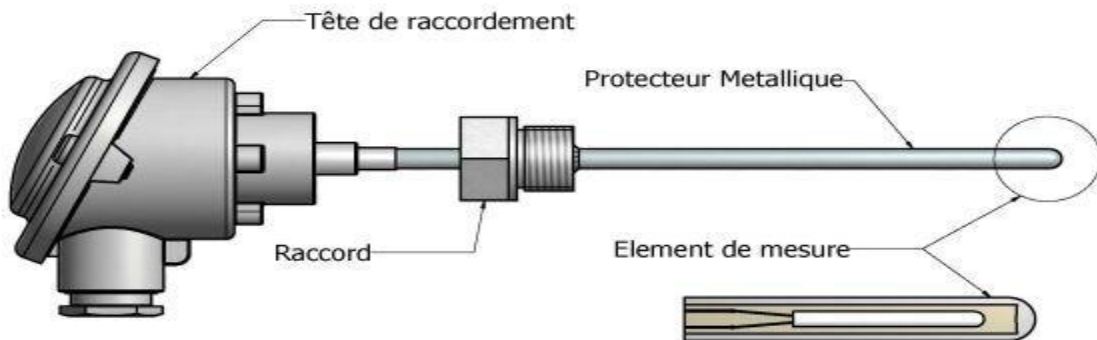


Figure V.4 Sondes RTD PT100

V.6.3 Classes de précision (tolérance) des Pt100[17]

Les sondes Pt100 sont disponibles dans différentes classes de précisions. Les classes les plus courantes sont AA, A, B et C telles que définies dans la norme IEC 60751

La norme DIN IEC 751 spécifie deux classes de tolérances de température :

- Classe A = $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ °C ou $100,00 \pm 0,06 \Omega$ à 0 °C (V-3)

Température d'essai en (°C)	Température lue sur l'étalon en (°C)	Résistance de la sonde en essais (Ω)	Température de la sonde en essais (°C)	Erreur	E.M.T
-10,00	-10,000	96,137	-9,87	0,130	0,170
0,00	0,030	100,053	0,14	0,106	0,150
50,00	50,020	119,420	50,06	0,039	0,250
90	90,000	134,682	89,93	-0,066	0,330

Tableau V.6 Modèle de vérification d'une sonde de Température

V.7 Vérification d'un chromatographe

V.7.1 Définition

La chromatographie en phase gazeuse est une technique de séparation des molécules. Elle est utilisée pour repérer les substances qui composent un mélange gazeux ou susceptible de le devenir sans décomposition par chauffage.

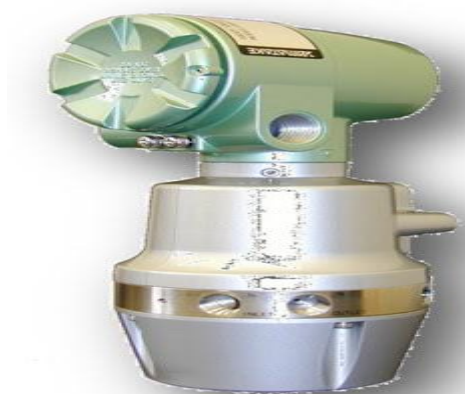


Figure V.5 Chromatographie en Phase gazeuse et composé de soufre analyseur[23]

V.7.2 Fonction

Pour effectuer le calcul du débit basé sur les entrées fournies par les débitmètres, les transmetteurs de pression, Transmetteurs de température. Utilisé dans le panneau de comptage de gaz d'exportation pour le calcul du débit.

V.7.3 Méthodes de vérification

La méthode, les essais et contrôles proposés dans ce mode opératoire doivent être adaptés de manière à réaliser l'ensemble des opérations conformément au CET en vigueur de l'appareil

CHAPITRE V /Validation du Système Comptage du Gaz fiscale

vérifié. La vérification d'un ensemble chromatographique est réalisée en isolant l'ensemble de la ligne et en le raccordant à une bouteille de gaz étalon.

Les données sont lues sur l'afficheur ou bien le vérificateur peut raccorder un terminal opérateur (PC portable) au dispositif d'affichage. [23]

- Primitive en une phase 3 Gaz etalons pour l'essai exactitude

Les valeurs du PCS devront être réparties dans la plage de mesure à vérifier (PCS 1, PCS 2 et PCS 3)

- 1 gaz étalon pour ajustage dont la composition est proche du gaz à mesurer
 - Les gaz étalons utilisés pour l'essai d'exactitude doivent être différents du gaz étalon utilisé pour ajuster le chromatographe.
 - Les compositions et le PCS devront être certifiés COFRAC ou équivalent. L'incertitude sur le PCS Certifié sera inférieure au tiers de l'EM
 - A- Vérification des calculateurs
 - Vérification des liaisons de communication des calculateurs
- ✓ Chaque calculateur communique avec un compteur à ultrasons en utilisant le protocole série Morbus.
- Connecter le compteur à ultrasons au calculateur à l'aide de la liaison série conformément au schéma de câblage approuvé
 - Vérifier la communication entre le calculateur et le compteur USM dans la page de diagnostic du calculateur via le navigateur Web ou l'interface du calculateur.
 - Vérifier le transfert de données entre le calculateur et le compteur à ultrasons
 - Noter le résultat.
- ✓ Chaque calculateur communique avec le contrôleur DanPac et le poste de travail de supervision en utilisant le protocole TCP/IP.
- Raccorder le calculateur au contrôleur DanPac et à la station de surveillance conformément au schéma de câblage approuvé.
 - Vérifiez la communication entre le calculateur et le contrôleur DanPac dans la page de diagnostic.
 - Vérifier le transfert de données entre le calculateur et DanPac
 - Noter le résultat.

- ✓ Chaque calculateur communique avec l'imprimante matricielle en utilisant la communication série RS232
- Connecter le calculateur à l'imprimante matricielle selon le schéma de câblage approuvé.
- Vérifier la communication entre le calculateur et l'imprimante matricielle en imprimant le dernier rapport horaire à partir du panneau du calculateur.
- Vérifier les données imprimées et le dernier rapport horaire du calculateur
- Noter le résultat.

V.8Vérification des calculs des calculateurs

Il s'agit uniquement de tests fonctionnels et non d'étalonnage. 19]

- ✓ Chaque calculateur doit rester sous tension pendant toute la période de vérification des calculs. Les équipements de test doivent être raccordés uniquement aux bornes de l'armoire technique comptage.
- ✓ Les trains d'impulsions ainsi que les signaux RS-485 doivent être simulés.
- ✓ Les signaux des transmetteurs de pression (PT) et de température (TT) doivent être simulés à l'aide d'équipements de test appropriés.
- ✓ Afin d'obtenir des résultats plus précis, il est préférable d'utiliser des paramètres d'entrée fixes et donc d'utiliser les valeurs « KEYPAD » pour par exemple la pression et la température. [23]
- ✓ Les calculs suivants doivent être effectués sur tous les calculateurs (export et import).
- ✓ En parallèle, ces calculs seront également effectués à l'aide d'un logiciel (Kelton) avec les mêmes paramètres d'entrée que les calculateurs. Pour les conditions contractuelles, les calculs seront vérifiés à l'aide d'une feuille Excel adhoc.



Figure V.6 Calculateur krohne summit 8800[23]

✓ Calculs à vérifier :

- 1) AGA 8
- 2) ISO 6976
- 3) AGA 10
- 4) PCS et masse volumique contractuelles (formule Utilisateur)
- 5) Débit massique
- 6) Débit d'énergie
- 7) Débit volumétrique standard
- 8) Débit volumétrique brut Débit
- 9) Facteur de correction de pression (CPSM)

Tous les résultats doivent être consignés sur des certificats appropriés.

V.8.1 Vérification de la fonction de calcul de la densité et du facteur de compressibilité suivant AGA8

Composition du gaz utilisé : GULF COAST						
Condition de Base (Standard) : T = 15 °C - P = 1,01325 bar						
Densité de base (kg/m3)				Facteur de compressibilité de base Zb		
Calculateur	Calculé	Erreur %		Calculateur	Calculé	Erreur %
0,71202	0,712019	0,00		0,99785	0,99784812	0,00
Densité de ligne (kg/m3)						
Pression bar(a)	T= 37,777°C			T = 54,444 °C		
	Calculateur	Calculé	Erreur %	Calculateur	Calculé	Erreur %
68,9476	50,69665	50,69665	0,00	47,020610	47,02061	0,00
82,7371	61,82659	61,82659	0,00	57,08053	57,08053	0,00

Tableau V.7Calcul de la densité et du facteur de compressibilité AGA8

V.8.2 Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976

Mélange de gaz utilisé (Gaz étalon)			Calcul du PCS et Densité de Base	
			PCS de chaque composant kcal/Cm3	Densité de chaque composant kg/Cm3
Composant		% mol		
N-hexane	NC ₆ H ₁₄	0,0714	45217	3,9097
Propane	C ₃ H ₈	1,5596	22688	1,8742
I butane	IC ₄ H ₁₀	0,17510	29303	2,5003
N butane	NC ₄ H ₁₀	0,3380	29745	2,5111
Néo pentane	NéoC ₅ H ₁₂			
I pentane	IC ₅ H ₁₂	0,1036	37147	3,176
N pentane	NC ₅ H ₁₂	0,0792	37496	3,1918
Nitrogène	N ₂	3,3690		1,1696
Méthane	CH ₄	87,9698	8912	0,6709
CO2	CO ₂	1,6001		1,8475
Ethane	C ₂ H ₆	4,7339	15746	1,2657
Hélium	H ₂	0,0000		0,1671
Total		100,000		
			PCS du mélange (kcalCm3)	Densité de base du mélange (kg/ Cm3)
Calculé			9191,424233	0,769777366
/SUMMIT 8800			9191,4242	0,736870
Erreur			0,00000000	0,06643537

Condition de Base (Standard) T= 15°C				P =1.01325 Bar			
Densité de Base (kg/m³)			Facteur de Compressibilité de Base Zb				
SUMMIT	Calculé	Erreur	SUMMIT	Calculé	Erreur		
0,77273	0,77	0,0035	0,9974	0,997584	0.00		
Condition de ligne							
Densité Relative			Pouvoir Calorifique C.V (MJ/kg)				
	SUMMIT	Calculé	Erreur	C.V	SUMMIT	Calculé	Erreur
Réelle	0,63532	0,635325	0,0007	Sup réel	38,880701	38,88	0,000343281
				Sup idéal	37,88465	38,79	2,381647184
Idéal	0,634	0,634056	0,0088	Inf. Réel	35,0181375	35,02	-0,003529314
				Inf. Idéal	47,32962	35,02	0.00

Tableau V.8 Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976

V.9 Fonction de calcul de PTZ

Ce test dépend de pour en fonction calcule par PTZ; Ceci est en ce qui concerne pour calculée le pouvoir calorifique PCS en la condition de base la densité et le facteur de compressibilité en la condition contractuelle dans la ligne de comptage La logicielle utilise dans ce test c'est un logiciel de Calculateur krohne summit 8800et la logicielle pour contrallée la fonction calcule c'est CILTON FLUCALC ; et en usitée la formule suifant [23]

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_{ci}}{100} \quad (v.4)$$

$$P = P_c \frac{P}{P_c} \frac{T_c}{T} \frac{Z_c}{Z} \quad (V.5)$$

P_c : Pression absolue de base (1 bar)

T_c : Température Absolue de base (288.15°K)

P : Pression absolue de service.

T : Absolue meeting température (line) en °K

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

Z : Facteur de Compressibilité aux conditions de services, calculé par AGA8.

V.9.1/le résultat effectue

Vérification de la fonction de calcul de la densité de base, PCS et densité ligne : Condition Contractuelle $t = 15^{\circ}\text{C}$ et $P = 1\text{bar}$

Calcul de la densité de ligne par PTZ				
facteur compressibilité de Service Z	0,88398	0,86533	0,90719	0,89272
facteur compressibilité de Base Zc	0,99764	0,99764	0,99764	0,99764
Densité de base (kg/Cm3)	0,769781	0,769781	0,769781	0,769781
Température de Service T °K	310,9270	310,9270	327,5940	327,5940
Pression absolue de Service P (bar)	69,9609	83,7504	69,9609	83,7504
Densité de ligne calculé (kg/Cm3)	56,326634	68,88212	52,0931703	63,37169
densité de ligne lu sur S600+	56,326670	68,88212	52,09343	63,371630
Erreur (kg/ m3)	0,000036	0,000076	0,000260	-0,000059

Tableau V.9/Fonction de Calcul du la densité de ligne par PTZ

V.10Vérification des totaliseurs

Cette vérification permet de vérifier la cohérence du calcul du total de volume brut, de masse et d'énergie.

- ✓ Vérification à partir des incréments de débit :
 - Sur le calculateur régler le mode d'entrée de la pression, de la température et de la composition chimique en mode clavier (« KEYBOARD ») afin d'avoir des valeurs fixes. [25]
 - Remettre à zéro tous les totaliseurs du calculateur. Régler le débit, la pression, la température, etc. en mode clavier.
 - Simuler une vitesse constante.
 - Exécuter le test pendant 10 heures
 - Noter le volume brut, le volume standard et contractuelle, la masse et l'énergie cumulés dans le certificat d'essai.

CHAPITRE V /Validation du Système Comptage du Gaz fiscale

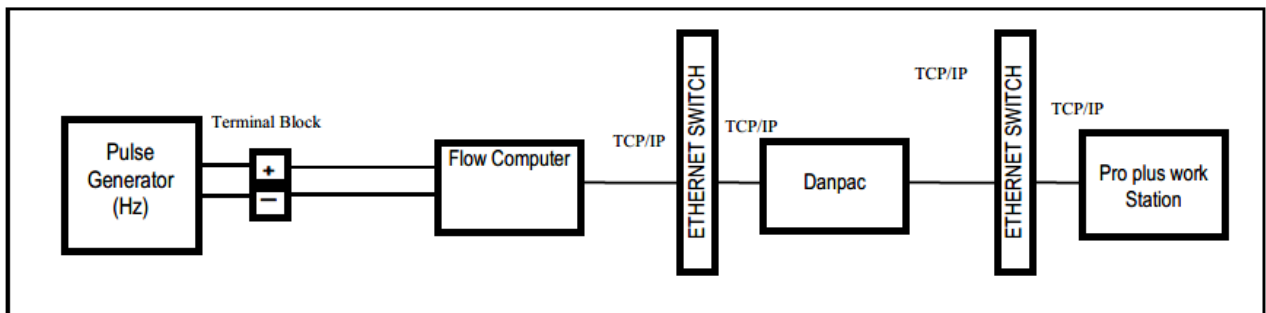
- Calculer le pourcentage d'erreur entre la valeur du totalisateur sur le calculateur et les valeurs calculées des totalisateurs
- Réaliser les calculs sur un fichier Excel ou utiliser la fonction totalisation du Keltone comparer les résultats. L'erreur ne doit pas dépasser $\pm 0,01 \%$

	Entrées				Sorties			
	Description	Unité	Valeur		Description	StreamX FC X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du totalisateur (en utilisant les débits)	Débit volumique brut	Am3/d		Incrément de volume brut (Am3)				
	Débit volumique Standard	kSm3/d		Incrément de volume Standard (kSm3)				
	Débit massique	t/d		Incrément de masse (t)				
	Débit énergétique	MMBtu/d		Incrément d'énergie (MMBtu)				

Tableau V.10 vérification du totalisateur en utilisant les débits

Incrément (Sortie) = Débit (entrée) / 24

- ✓ Vérification à partir des impulsions
 - Simuler des signaux à l'aide d'un simulateur d'impulsions et les envoyer par communication Ethernet.
 - Vérifier les valeurs du totalisateur (Total Volume Brut, Volume Standard, Total Masse Total et Total Energie) dans le calculateur et sur l'interface IHM.



	Entrées					Sorties			
	Description	Symbole	Unité	Valeur		Description	StreamX FC X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du totalisateur (en utilisant les impulsions)	Nombre d'impulsions initial	-	-		Incrément de volume brut (Am3)				
	Nombre d'impulsions final	-	-		Incrément de volume Standard (kSm3)				
	Différence d'impulsions	Δ	-		Incrément de masse (t)				
	KF	KF	pulse/m3		Incrément d'énergie (MMBtu)				
	CTSM	CTSM	-						
	CPSM	CPSM	-						
	Masse volumique Standard	pstd	kg/m3						
	Masse volumique actuelle	pm	kg/m3						
	CV	CV	BTU/Sm3						

Tableau V.11 vérification du totalisateur en utilisant les impulsions

Incrément de volume brut = $\Delta / KF * CTSM * CPSM$
 Incrément de volume standard = Incrément de volume brut * $\rho_m / \rho_{std} / 1000$
 Incrément de masse = Incrément de volume brut * $\rho_m / 1000$
 Incrément d'énergie = Incrément de volume standard * CV / 1000

❖ D- Vérification du calcul de débit à partir de la vitesse du gaz

	Entrées					Sorties			
	Description	Symbole	Unité	Valeur		Description	FT-100X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du calcul de débit à partir de la vitesse du gaz	Vitesse	V	m/s		Débit volumique brut (Am ³ /d)				
	Pi	pi			Débit volumique Standard (kSm ³ /d)				
	Diamètre interne	ID	cm		Débit massique (t/d)				
	CTSM	CTSM			Débit énergétique (MMBtu/d)				
	CPSM	CPSM							
	Masse volumique Standard	ρ_{std}	kg/m ³						
	Masse volumique actuelle	ρ_m	kg/m ³						
	CV	CV	BTU/Sm ³						

Tableau V.12 vérification calcul de débit à partir de la vitesse du gaz

Débit volumique brut (Qv) = $V * 3,14159 * ID^2 / 4 * [10^{-4} / (3600 * 24)]$

Débit volumique standard (Qv_std) = $Qv * \rho_m / \rho_{std} / 1000$

Débit massique (Qm) = $Débit\ volumique\ brut * \rho_m / 1000$

Débit énergétique (Qe) = $Débit\ volumique\ standard * PCS / 1000$

V.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons adopté les résultats de vérification métrologique effectuées par des agents ONML à tous les instruments de mesure de rampe de comptage au niveau TOUAT GAZ à travers ces résultats, nous notons qu'ils étaient conformes des normes légales avec calcul l'incertitude relative et absolue et sur la base des conditions standard et contractuel, ainsi que vérifie l'accès du signal des instruments à la calculateur et vérifier tous les fonctions de calcul fait par la calculateur.

Par conséquent, nous disons que les résultats acceptables selon la norme R-140

Conclusion générale

Avec le développement et l'interconnexion des réseaux gaziers d'une part et l'augmentation des volumes de gaz naturel échangés ou en transit d'autre part, la fonction de comptage, aux points de livraison ou aux stations situées aux frontières, prend désormais une dimension cruciale.

- Le comptage doit être dorénavant considéré comme un système complexe intégré et faire l'objet d'un monitoring rigoureux.

Ce métier gazier, partie intégrante de celui de transporteur, repose sur une parfaite maîtrise des techniques employées, le respect de contraintes de toutes sortes, dont celles liées à l'incertitude ne sont pas les moins importantes, et des réponses adaptées conformes aux engagements contractuels.

De plus, l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence va inévitablement renforcer la nécessité de connaître précisément les quantités à l'entrée et à la sortie du réseau de transport.

- On comprend donc l'importance d'un système de comptage présentant de bonnes performances métrologiques et compétitif sur l'aspect financier.
- Le comptage du gaz doit donc inclure la précision, la compacité et une inévitable maîtrise des coûts.
- Les approches classiques de dimensionnement de systèmes de comptage par plaque à orifice sont basées sur des démarches itératives nécessitant l'examen d'un très grand nombre de variantes.
- Le recours aux techniques d'optimisation permettra de ramener la problématique à l'examen d'une seule variante tout en éliminant d'innombrables inconvénients liés aux aspects techniques des systèmes de comptage transactionnel et fiscal.
- Le modèle présenté dans cette communication permet de répondre à tous ces impératifs tout en assurant la solution la mieux adaptée aux besoins et une meilleure performance possible du système de mesure.

V.1 Introduction

Ce chapitre décrit la validation des émetteurs utilisés pour le système de mesure.

Les émetteurs sont divisés en trois groupes :

- Appareils avec validation manuelle avec le logiciel de validation ;
- Les appareils qui ne nécessitent pas de validation
- Étalonnage externe.

❖ Appareils avec validation manuelle et avec le logiciel de validation :

Certains appareils peuvent être validés manuellement au moyen du logiciel de validation Calsys. [38]

Les procédures sont décrites plus loin dans ce chapitre.

L'équipement suivant est approprié pour la validation manuelle :

- Transmetteurs de pression ;
- Transmetteurs de température ;
- Chromatographe en phase gazeuse
- Calculateur débits
- Configuration Z

Connectivité pour validation se trouve sur les dessins de branchement.

Se reporter au document [HU], pour des informations détaillées.

V.2 Les appareils qui ne nécessitent pas de validation :

Certains appareils ne nécessitent pas la validation du tout. Les ordinateurs fonctionnent de flux entièrement numérique et il n'y a pas besoin de validation du tout. Les changements dans la configuration nécessaire pour la validation, le calcul peut sérieusement être défectueux si elles ne sont pas réglées à leur valeur d'origine. KROHNE-ci recommande de ne pas valider l'ordinateur de flux sur place mais il faut vérifier le calcul au cours de la FAT complètement [39]

V.3 L'équipement fiscal

L'équipement suivant est pour l'exercice la mesure :

Numéro de Tag	La description	
200 FT-0302A	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run A
200-PT-0302A	Transmetteur de pression salariale	Run A
200-TT-0302A	Transmetteur de température de paiement	Run A
200-FC-0302A	Ordinateur de flux de paiement	Run A

200 FT-0303A	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run A
200-PT-0303A	Émetteur Vérifier la pression	Run A
200-TT-0303A	Émetteur Vérifier la température	Run A
200-FC-0303A	Ordinateur contrôle du flux	Run A
200 FT-0302B	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run B
200-PT-0302B	Transmetteur de pression salariale	Run B
200-TT-0302B	Transmetteur de température de paiement	Run B
200-FC-0302B	Ordinateur de flux de paiement	Run B
200 FT-0303B	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run B
200-PT-0303B	Émetteur Vérifier la pression	Run B
200-TT-0303B	Émetteur Vérifier la température	Run B
200-FC-0303B	Ordinateur contrôle du flux	Run B
200 FT-0302C	Pay transmetteur de débit à ultrasons	Run C
200-PT-0302C	Transmetteur de pression salariale	Run C
200-TT-0302C	Transmetteur de température de paiement	Run C
200-FC-0302C	Ordinateur de flux de paiement	Run C
200 FT-0303C	Vérifiez transmetteur de débit à ultrasons	Run C
200-PT-0303C	Émetteur Vérifier la pression	Run C
200-TT-0303C	Émetteur Vérifier la température	Run C
200-FC-0303C	Ordinateur contrôle du flux	Run C
200-AT-0601	Chromatographe en phase gazeuse	200 UJ- 001 &
200-AT-0701	Chromatographe en phase gazeuse	200 UJ-001 &

Tableau V.1 Gaz d'exportation de matériel de comptage fiscal[23]

V.4 Vérification du transmetteur de pression

Activité	But	Modes de défaillance possible	Applicable à (Etendue)	Texte Standard	Période	Commentaire
Vérification	Vérification du Transmetteur de Pression	Fuite Mécanique Dérive du Transmetteur	Indicateur / Transmetteur de Pression	Vérification du Transmetteur de Pression	6M, ou autre selon règle ONML	En presence de l'ONML

Tableau V.2 : étape de Vérification du Transmetteur de Pression[39]

A.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs de pression et des indicateurs.

B.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de

maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [40]

B2. Équipements étalon

- Generator de pression
- Multimètre Numérique (Ampèremètre de précision)
- Pocket Hart de Communication

B4. Procédure

A- Préparation sur Site :

- Inspecter visuellement l'état général du transmetteur de pression/indicateur pour déceler tout dommage mécanique ou corrosion évident.
- Vérifier la présence de fuites sur les prises d'impulsions, le manifold, les vannes de Purge et le raccordement du transmetteur.
- Inspecter le câblage électrique, les câbles, les presse-étoupes et l'aspect des câbles pour déceler tout signe de détérioration ou anticiper un défaut d'isolation électrique.
- S'assurer que l'étiquette d'identification est bien visible, correcte et en place.
- Fermer la vanne double isolation avec purge (DBB) reliant au Process.
- Ouvrez lentement les vannes de purge (DBB et Manifold) pour s'assurer que la pression emprisonnée bien évacuée. Une fois que la pression est complètement évacuée, ouvrez totalement les vannes de purge. Le transmetteur devrait indiquer une valeur de 0,00 barg.
- Fermer les vannes de purge et observer une montée éventuelle en pression. Si la pression augmente, cela indique que la vanne double isolation est fuyarde. NE PAS POURSUIVRE les étapes suivantes et faire un diagnostic du problème afin de préparer une action curative et se rendre à l'étape. En l'absence de montée en pression, ouvrir complètement les vannes de purges. [41]

- Mettre en place les équipements étalons tel que montré dans le schéma ci-dessous.
- B- Préparation en salle technique – Armoire comptage : [42]**
- Naviguer à travers la session de validation de l'IHM pour visualiser le transmetteur à vérifier.
 - Naviguer à travers les calculateurs pour visualiser le transmetteur à vérifier.
 - S'assurer que tous les renseignements (Repère et numéro de série, échelle, etc.) sont correctement saisis sur le certificat de vérification.
- C- Début de la Vérification du Transmetteur de Pression – sur Site**
- Appliquer une pression montante de 0%, 25%, 50%, 75% et 100% de la plage de mesure et noter la pression et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation après avoir atteint un nouveau palier de pression.
 - Appliquer une pression sur la plage de mesure (plus 10 % de la plage de mesure) puis diminuer la pression dans l'ordre descendant 100 %, 75 %, 50 %, 25 % et 0 % de la plage de mesure et noter la Pression et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation après avoir atteint un nouveau palier de pression
- D- Début de la Vérification du Transmetteur de Pression – en salle technique**
- Noter les valeurs de pression affichée sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision à chaque palier de pression généré sur site.
 - Informer le technicien sur Site des valeurs trouvées
- E- Analyse des résultats**
- Regrouper sur un certificat les valeurs obtenues sur site et celles visualisées sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision
 - Si l'erreur absolue maximale obtenue est en-dessous de la limite spécifiée, la vérification est identifiée comme étant Conforme. La vérification est terminée. Passer à l'étape 18.

- Si les résultats obtenus ne sont pas dans les limites de tolérance de l'erreur absolue, le transmetteur est identifié comme étant :
- "A ETALONNER" (Exécuter la Procédure d'étalonnage d'un Transmetteur de pression directement à partir de l'étape 18) ou bien ; « A REMPLACER » si le transmetteur est identifié comme totalement hors service. Le transmetteur défaillant sera remplacé par un nouveau transmetteur qui est déjà étalonné. Le certificat d'étalonnage du nouveau transmetteur doit être soumis à la validation de l'ONML et de SONATRACH avec un Avis de modification. Il sera également nécessaire de mettre à jour le numéro de série du nouveau transmetteur dans la documentation du manuel et dans le système de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur (GMAO).

F- Rapports - Clôture de la vérification

- Mettre à jour le Registre de suivi comptage et enregistrer les résultats dans la GMAO.
- Effectuer le nettoyage de la zone de Travail et remettre le système à son état initial.
- G -La norme de validation de pression fait usage de la méthode de mesure de référence, à savoir la lecture, directement extraite de l'instrument en cours de validation, et est comparée à la valeur de référence indiquée par le testeur de poids mort. [43]
- Les formules suivantes sont utilisées pour calculer les erreurs pour chaque étape de validation

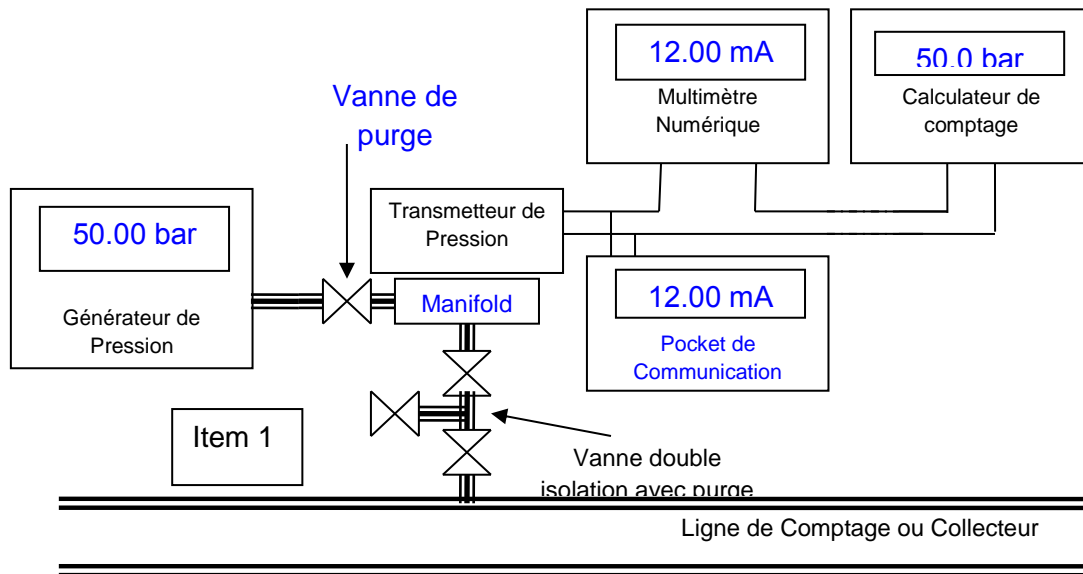


Figure V.1 : Proposition de raccordement pour une vérification sur Site d'un Transmetteur de Pression[24]

$$\text{Err\% Ref} = (\text{Abs} (\text{Rd} - \text{Ref})) / \text{Ref} * 100\%$$

Valeurs Simulées		Résultats des essais				Essai d'indication			
étendue	Pression	Courant lue	Pression	Erreur		Tension(V)	Pression	Pression Lue	Erreur
«%»	«bar»	Multimètre	Calculée	%	EMT	Lu(V)	Calculée	FloBoss	%
0	-0,007	3,99160	-0,0525	0,045	OK	0,99993	-0,0010	-0,005	0,00354
25	25,001	7,99710	24,9819	0,077	OK	1,99982	24,9955	25,000	0,01800
50	50,000	11,99830	49,9894	0,021	OK	2,99972	49,9930	49,993	0,00020
75	75,002	15,99980	74,9988	0,004	OK	3,99960	74,9900	74,997	0,00947
100	100,000	19,99860	99,9913	0,009	OK	4,99948	99,987	99,993	0,00610
100	100,001	20,00700	100,0438	-0,043	OK	4,99948	99,987	100,005	0,01750
75	75,001	16,00480	75,0300	-0,039	OK	3,99960	74,9900	75,020	0,04001
50	50,003	12,00260	50,0163	-0,026	OK	2,99972	49,9930	50,008	0,02980
25	25,001	7,99700	24,9813	0,079	OK	1,99982	24,9955	24,996	0,00200
0	-0,007	3,99130	-0,0544	-0,047	OK	0,99993	-0,0018	-0,015	0,01322

Tableau V.3Modèle de vérification d'un transmetteur de Pression

V.5Etalonnage d'un transmetteur de température [44]

A.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs et des sondes de température.

B.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [45]

Activité	But	Modes de défaillance possible	Applicable à (Etendue)	Texte Standard	Période	Commentaire
Vérification	Vérification du Transmetteur de température	Fuite Mécanique Dérive du Transmetteur	Indicateur / Transmetteur de Température	Vérification du Transmetteur de Température	6M, ou autre selon règle ONML	En présences de l'ONML

Tableau V.4 : étape de Vérification du Transmetteur de **température** [24]

C.) Objectif :

Veiller au bon fonctionnement des transmetteurs et des sondes de température.

D.) Etapes requises :

B1. Travail de préparation :

- S'assurer que les équipements d'étalonnage possèdent un certificat de conformité en cours de validité délivré par un laboratoire accrédité.
- S'assurer que le transmetteur à vérifier est bien déclaré hors service sur le système de supervision. Pour cela, choisir le mode de maintenance au niveau du calculateur/ Système de supervision pour ce transmetteur et ce, avant d'exécuter les étapes de vérification. [46]

B2. Equipment test

- Bain thermostatique avec Sonde Numérique
- Multimètre Numérique (Ampèremètre de précision)
- Pocket Hart de Communication



Figure V.2 Montage de calibration de transmetteur de température [GTG] [23]

Préparation sur Site :

Inspecter visuellement l'état général du transmetteur de température/indicateur pour déceler tout dommage mécanique ou corrosion évident.

1. Vérifier s'il y a des fuites sur les Puits Thermométriques.
2. Inspecter le câblage électrique, les câbles, les presse-étoupes et l'aspect des câbles pour déceler tout signe de détérioration ou anticiper un défaut d'isolation électrique. [46]
3. S'assurer que l'étiquette d'identification est bien visible, correcte et en place.
4. Isoler l'alimentation électrique de l'instrument en ouvrant le bornier à couteaux sur le panneau arrière de l'armoire de commande du calculateur de comptage.
5. Connecter le multimètre et la Pocket de communication tel que montré dans le schéma ci-dessous.

Préparation en salle technique – Armoire comptage :

6. Naviguer à travers la session de validation de l'IHM pour visualiser le transmetteur à vérifier.
7. Naviguer à travers les calculateurs pour visualiser le transmetteur à vérifier.
8. S'assurer que tous les renseignements (Repère et numéro de série, échelle, etc.) sont correctement saisis sur le certificat de vérification.

Début de la Vérification du Transmetteur de Température – sur site

9. Rebranchez l'alimentation électrique de l'instrument en refermant les borniers à couteaux.
10. Appliquer une Température de montée de 0%, 25%, 50%, 75% et 100% de la plage d'utilisation. Noter la Température et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation entre chaque palier de Température.
11. Appliquer une Température de descente de l'ordre de 100 %, 75 %, 50 %, 25 %, 0 % de la plage d'utilisation et noter la Température et le signal (4-20 mA) obtenus pour chaque palier. Attendre un temps de stabilisation entre chaque palier de Température.

Début de la Vérification du Transmetteur de Température - en salle technique

12. Noter les valeurs de température affichée sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision à chaque palier de température généré sur site
13. Informer le technicien sur site des valeurs trouvées

Analyse des résultats

14. Regrouper sur un certificat les valeurs obtenues sur site et celles visualisées sur les calculateurs A et B et sur le système de supervision. [48]
15. Si l'erreur absolue maximale obtenue est en-dessous de la limite spécifiée, la vérification est identifiée comme étant acceptable. La vérification est terminée. Passer à l'étape 17.
16. Si les résultats obtenus ne sont pas dans les limites de tolérance de l'erreur absolue, le transmetteur est identifié comme étant : « A REMPLACER » si le transmetteur est identifié comme totalement hors service. Le transmetteur défaillant sera remplacé par un nouveau transmetteur déjà étalonné. Le certificat d'étalonnage du nouveau transmetteur devra être envoyé pour validation à l'ONML et à SONATRACH avec un Avis de modification. Il sera
17. également nécessaire de mettre à jour le numéro de série du nouveau transmetteur dans la documentation du manuel et dans SAP.

Rapports - Clôture de la vérification

18. Mettre à jour le Registre de suivi comptage et enregistrer les résultats sous SAP.

Valeurs Simulées		Résultats des essais				Essai d'indication			
TEMPERATEUR T C°	RESISTANCE «Ω»	Courant lu Multimètre	Temper Calculée	Erreur °C	EMT °C	Tension(V) Transmis	Temp Calculée	Température Lue FloBoss	Erreur %
-10	96,09	3,98800	-10,075	0,075	OK	0,99994	10,0015	-9,949	0,05253
15	105,85	7,98500	14,906	0,094	OK	1,99980	14,9950	15,019	0,02400
40	115,54	11,98500	39,906	0,094	OK	2,99970	39,9925	40,000	0,00750
65	125,16	15,98610	64,913	0,087	OK	3,99954	64,9885	65,007	0,01850
90	134,7	19,97260	89,829	0,171	OK	4,99941	89,9853	90,004	0,01875
90	134,7	19,97200	89,825	0,175	OK	4,99942	89,9855	90,027	0,04150
65	125,16	15,97430	64,839	0,161	OK	3,99954	64,9885	65,058	0,06950
40	115,54	11,97500	39,844	0,156	OK	2,99967	39,9918	40,045	0,05325
15	105,85	7,97490	14,843	0,157	OK	1,99979	14,9948	15,042	0,04745
-10	96,09	3,97840	-10,135	0,135	OK	0,99990	10,0025	-9,975	0,02770

19. Effectuer le nettoyage de la zone de Travail et remettre le système à son état initial.

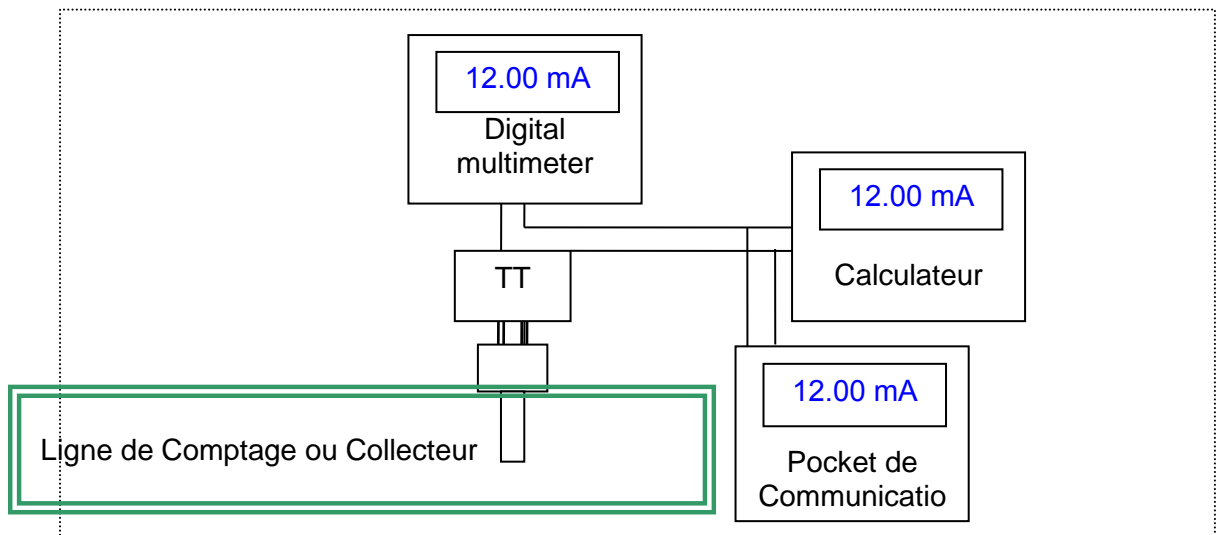


Figure V.3 Proposition de raccordement pour une vérification de la boucle de Température

Tableau V.5 Modèle de vérification d'un transmetteur de Température

V.6 Etalonnage et test des sondes RTD PT100

Généralement, les sondes RTD sont testées durant l'étalonnage de l'appareil connecte, Comme un panneau de mesure ou un transmetteur de température. Toutefois, si l'on soupçonne un problème avec un capteur de températures, il est possible de procéder

des étalonnages du capteur séparément de l'étalonnage du circuit électronique de process. [25]

Des vérifications de champs des capteurs de températures peuvent être facilement effectuées avec un appareil Dry-Block ou un micropain.

Pour de meilleurs résultats, effectuez un étalonnage complet des capteurs de températures Sur table.

V.6.1/Pour effectuer le test :

- Isolez le capteur du process.
- Plongez complètement le capteur dans une source de température de précision, telle qu'un bain sec ou un bain capable de couvrir la plage de températures requise. [48]
- Pour plus de précision, plongez également complètement un étalon de température dans le bain sec ou le bain a des fins de comparaison (la version de process des puits de métrologie de terrain possède un afficheur de précision intègre pour l'étalon de température).
- Pour vérifier l'étalonnage de la sonde RTD séparément de l'indicateur de température du système de contrôle, débranchez le capteur du circuit électronique.
- Branchez la sonde RTD a un instrument de précision capable de mesurer la résistance. La version de process des puits de métrologie de terrain intègre le circuit électronique requis.
- Réglez la température du bain ou du bain sec pour chacun des points de test. Avec les puits de métrologie de terrain, ces points de test peuvent être préprogrammes et automatisés.
- A chaque point de test, enregistrez les relevés de l'étalon de température et de la sonde RTD.
- Si vous mesurez la sonde RTD séparément de son circuit électronique, comparez les résistances mesurées a la résistance attendue dans le tableau de températures applicable. Sinon, comparez la valeur indiquée sur l'affichage de l'instrument a la valeur de l'étalon de température (qui peut être le bain sec).

V.6.2/Mesure de la température par résistances thermoélectrique :

Une résistance thermoélectrique ou RTD (Résistance Température Detector) est un conducteur dont la valeur ohmique traduit la température du milieu qui l'entoure, la résistance ohmique est en fonction de la température selon la relation approchée suivante :

$$R_T = R_0 [1 \pm \alpha (T - T_0)] \quad (V-1)$$

Avec : R_T étant la résistance à T ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , R_0 : résistance à T_0 ($^{\circ}\text{C}$) en Ω , T_0 valant généralement 0°C et α qui représente le coefficient de température de la thermorésistante.

Notons que le coefficient de température est la valeur moyenne de la variation de résistance entre 0°C et 100°C définit comme suite : [49]

$$\alpha = \frac{R_{100} - R_0}{100R_0} \quad (V-2)$$

Pour la sonde platine Pt 100 normalisé ($R_0 = 100 \Omega$) ce qui nous donne un coefficient de température

$$\alpha = 0,00385055 \Omega/(\Omega \cdot ^{\circ}\text{C}) \text{ entre } 0^{\circ}\text{C} \text{ et } 100^{\circ}\text{C}.$$

La figure suivante représente le diagramme d'une canne pyrométrique

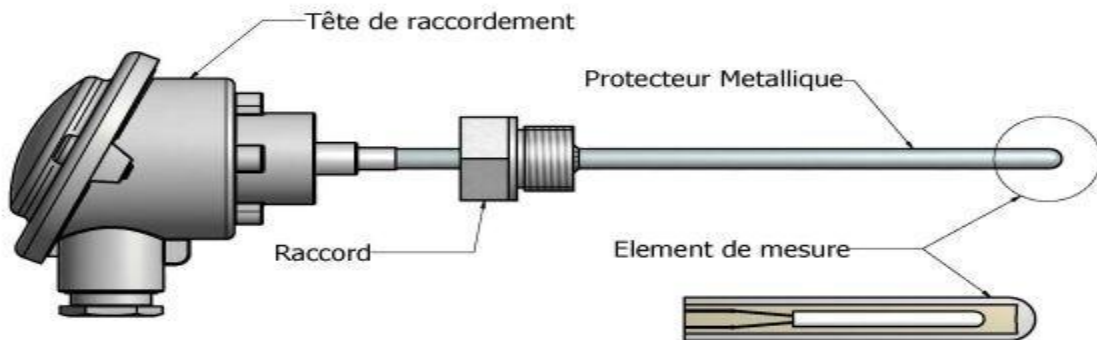


Figure V.4 Sondes RTD PT100

V.6.3 Classes de précision (tolérance) des Pt100[17]

Les sondes Pt100 sont disponibles dans différentes classes de précisions. Les classes les plus courantes sont AA, A, B et C telles que définies dans la norme IEC 60751

La norme DIN IEC 751 spécifie deux classes de tolérances de température :

- Classe A = $\pm (0,15 + 0,002 \cdot t)$ °C ou $100,00 \pm 0,06 \Omega$ à 0 °C (V-3)

Température d'essai en (°C)	Température lue sur l'étalon en (°C)	Résistance de la sonde en essais (Ω)	Température de la sonde en essais (°C)	Erreur	E.M.T
-10,00	-10,000	96,137	-9,87	0,130	0,170
0,00	0,030	100,053	0,14	0,106	0,150
50,00	50,020	119,420	50,06	0,039	0,250
90	90,000	134,682	89,93	-0,066	0,330

Tableau V.6 Modèle de vérification d'une sonde de Température

V.7 Vérification d'un chromatographe

V.7.1 Définition

La chromatographie en phase gazeuse est une technique de séparation des molécules. Elle est utilisée pour repérer les substances qui composent un mélange gazeux ou susceptible de le devenir sans décomposition par chauffage.



Figure V.5 Chromatographie en Phase gazeuse et composé de soufre analyseur[49]

V.7.2 Fonction

Pour effectuer le calcul du débit basé sur les entrées fournies par les débitmètres, les transmetteurs de pression, Transmetteurs de température. Utilisé dans le panneau de comptage de gaz d'exportation pour le calcul du débit.

V.7.3 Méthodes de vérification

La méthode, les essais et contrôles proposés dans ce mode opératoire doivent être adaptés de manière à réaliser l'ensemble des opérations conformément au CET en vigueur de l'appareil

vérifié. La vérification d'un ensemble chromatographique est réalisée en isolant l'ensemble de la ligne et en le raccordant à une bouteille de gaz étalon.

Les données sont lues sur l'afficheur ou bien le vérificateur peut raccorder un terminal opérateur (PC portable) au dispositif d'affichage. [49]

- Primitive en une phase 3 Gaz étalons pour l'essai exactitude

Les valeurs du PCS devront être réparties dans la plage de mesure à vérifier (PCS 1, PCS 2 et PCS 3)

- 1 gaz étalon pour ajustage dont la composition est proche du gaz à mesurer
 - Les gaz étalons utilisés pour l'essai d'exactitude doivent être différents du gaz étalon utilisé pour ajuster le chromatographe.
 - Les compositions et le PCS devront être certifiés COFRAC ou équivalent. L'incertitude sur le PCS Certifié sera inférieure au tiers de l'EM
 - A- Vérification des calculateurs
 - Vérification des liaisons de communication des calculateurs
- ✓ Chaque calculateur communique avec un compteur à ultrasons en utilisant le protocole série Morbus.
- Connecter le compteur à ultrasons au calculateur à l'aide de la liaison série conformément au schéma de câblage approuvé
 - Vérifier la communication entre le calculateur et le compteur USM dans la page de diagnostic du calculateur via le navigateur Web ou l'interface du calculateur.
 - Vérifier le transfert de données entre le calculateur et le compteur à ultrasons
 - Noter le résultat.
- ✓ Chaque calculateur communique avec le contrôleur DanPac et le poste de travail de supervision en utilisant le protocole TCP/IP.
- Raccorder le calculateur au contrôleur DanPac et à la station de surveillance conformément au schéma de câblage approuvé.
 - Vérifiez la communication entre le calculateur et le contrôleur DanPac dans la page de diagnostic.
 - Vérifier le transfert de données entre le calculateur et DanPac
 - Noter le résultat.

-
- ✓ Chaque calculateur communique avec l'imprimante matricielle en utilisant la communication série RS232
 - Connecter le calculateur à l'imprimante matricielle selon le schéma de câblage approuvé.
 - Vérifier la communication entre le calculateur et l'imprimante matricielle en imprimant le dernier rapport horaire à partir du panneau du calculateur.
 - Vérifier les données imprimées et le dernier rapport horaire du calculateur
 - Noter le résultat.

V.8Vérification des calculs des calculateurs

Il s'agit uniquement de tests fonctionnels et non d'étalonnage.

- ✓ Chaque calculateur doit rester sous tension pendant toute la période de vérification des calculs. Les équipements de test doivent être raccordés uniquement aux bornes de l'armoire technique comptage.
- ✓ Les trains d'impulsions ainsi que les signaux RS-485 doivent être simulés.
- ✓ Les signaux des transmetteurs de pression (PT) et de température (TT) doivent être simulés à l'aide d'équipements de test appropriés.
- ✓ Afin d'obtenir des résultats plus précis, il est préférable d'utiliser des paramètres d'entrée fixes et donc d'utiliser les valeurs « KEYPAD » pour par exemple la pression et la température. [49]
- ✓ Les calculs suivants doivent être effectués sur tous les calculateurs (export et import).
- ✓ En parallèle, ces calculs seront également effectués à l'aide d'un logiciel (Kelton) avec les mêmes paramètres d'entrée que les calculateurs. Pour les conditions contractuelles, les calculs seront vérifiés à l'aide d'une feuille Excel adhoc.



Figure V.6 Calculateur krohne summit 8800[49]

✓ Calculs à vérifier :

- 1) AGA 8
- 2) ISO 6976
- 3) AGA 10
- 4) PCS et masse volumique contractuelles (formule Utilisateur)
- 5) Débit massique
- 6) Débit d'énergie
- 7) Débit volumétrique standard
- 8) Débit volumétrique brut Débit
- 9) Facteur de correction de pression (CPSM)

Tous les résultats doivent être consignés sur des certificats appropriés.

V.8.1 Vérification de la fonction de calcul de la densité et du facteur de compressibilité suivant AGA8

Composition du gaz utilisé : GULF COAST						
Condition de Base (Standard) : T = 15 °C - P = 1,01325 bar						
Densité de base (kg/m3)				Facteur de compressibilité de base Zb		
Calculateur	Calculé	Erreur %	Calculateur	Calculé	Erreur %	
0,71202	0,712019	0,00	0,99785	0,99784812	0,00	
Densité de ligne (kg/m3)						
Pression bar(a)	T= 37,777°C			T = 54,444 °C		
	Calculateur	Calculé	Erreur %	Calculateur	Calculé	Erreur %
68,9476	50,69665	50,69665	0,00	47,020610	47,02061	0,00
82,7371	61,82659	61,82659	0,00	57,08053	57,08053	0,00

Tableau V.7 Calcul de la densité et du facteur de compressibilité AGA8

V.8.2 Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976

Mélange de gaz utilisé (Gaz étalon)			Calcul du PCS et Densité de Base	
			PCS de chaque composant kcal/Cm ³	Densité de chaque composant kg/Cm ³
Composant		% mol		
N-hexane	NC ₆ H ₁₄	0,0714	45217	3,9097
Propane	C ₃ H ₈	1,5596	22688	1,8742
I butane	IC ₄ H ₁₀	0,17510	29303	2,5003
N butane	NC ₄ H ₁₀	0,3380	29745	2,5111
Néo pentane	NéoC ₅ H ₁₂			
I pentane	IC ₅ H ₁₂	0,1036	37147	3,176
N pentane	NC ₅ H ₁₂	0,0792	37496	3,1918
Nitrogène	N ₂	3,3690		1,1696
Méthane	CH ₄	87,9698	8912	0,6709
CO ₂	CO ₂	1,6001		1,8475
Ethane	C ₂ H ₆	4,7339	15746	1,2657
Hélium	H ₂	0,0000		0,1671
Total		100,000		
			PCS du mélange (kcalCm ³)	Densité de base du mélange (kg/ Cm ³)
Calculé			9191,424233	0,769777366
/SUMMIT 8800			9191,4242	0,736870
Erreur			0,00000000	0,06643537

Condition de Base (Standard) T= 15°C				P =1.01325 Bar			
Densité de Base (kg/m³)			Facteur de Compressibilité de Base Zb				
SUMMIT	Calculé	Erreur	SUMMIT	Calculé	Erreur		
0,77273	0,77	0,0035	0,9974	0,997584	0.00		
Condition de ligne							
Densité Relative			Pouvoir Calorifique C.V (MJ/kg)				
	SUMMIT	Calculé	Erreur	C.V	SUMMIT	Calculé	Erreur
Réelle	0,63532	0,635325	0,0007	Sup réel	38,880701	38,88	0,000343281
				Sup idéal	37,88465	38,79	2,381647184
Idéal	0,634	0,634056	0,0088	Inf. Réel	35,0181375	35,02	-0,003529314
				Inf. Idéal	47,32962	35,02	0.00

Tableau V.8 Vérification de la Fonction de Calcul du Pouvoir Calorifique Par ISO 6976

V.9 Fonction de calcul de PTZ

Ce test dépend de pour en fonction calcule par PTZ; Ceci est en ce qui concerne pour calculée le pouvoir calorifique PCS en la condition de base la densité et le facteur de compressibilité en la condition contractuelle dans la ligne de comptage La logicielle utilise dans ce test c’est un logiciel de Calculateur krohne summit 8800et la logicielle pour contrallée la fonction calcule c’est CILTON FLUCALC ; et en usitée la formule suifant [49]

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_{ci}}{100} \tag{v.4}$$

$$P = P_c \frac{P}{P_c} \frac{T_c}{T} \frac{Z_c}{Z} \tag{V.5}$$

P_c : Pression absolue de base (1 bar)

T_c : Température Absolue de base (288.15°K)

P : Pression absolue de service.

T : Absolue meeting température (line) en °K

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

Z : Facteur de Compressibilité aux conditions de services, calculé par AGA8.

V.9.1/le résultat effectue

Vérification de la fonction de calcul de la densité de base, PCS et densité ligne : Condition Contractuelle $t = 15^{\circ}\text{C}$ et $P = 1\text{bar}$

Calcul de la densité de ligne par PTZ				
facteur compressibilité de Service Z	0,88398	0,86533	0,90719	0,89272
facteur compressibilité de Base Zc	0,99764	0,99764	0,99764	0,99764
Densité de base (kg/Cm ³)	0,769781	0,769781	0,769781	0,769781
Température de Service T °K	310,9270	310,9270	327,5940	327,5940
Pression absolue de Service P (bar)	69,9609	83,7504	69,9609	83,7504
Densité de ligne calculé (kg/Cm³)	56,326634	68,88212	52,0931703	63,37169
densité de ligne lu sur S600+	56,326670	68,88212	52,09343	63,371630
Erreur (kg/ m ³)	0,000036	0,000076	0,000260	-0,000059

Tableau V.9/Fonction de Calcul du la densité de ligne par PTZ

V.10Vérification des totaliseurs

Cette vérification permet de vérifier la cohérence du calcul du total de volume brut, de masse et d'énergie.

- ✓ Vérification à partir des incréments de débit :
 - Sur le calculateur régler le mode d'entrée de la pression, de la température et de la composition chimique en mode clavier (« KEYBOARD ») afin d'avoir des valeurs fixes. [50]
 - Remettre à zéro tous les totaliseurs du calculateur. Régler le débit, la pression, la température, etc. en mode clavier.
 - Simuler une vitesse constante.
 - Exécuter le test pendant 10 heures
 - Noter le volume brut, le volume standard et contractuelle, la masse et l'énergie cumulés dans le certificat d'essai.

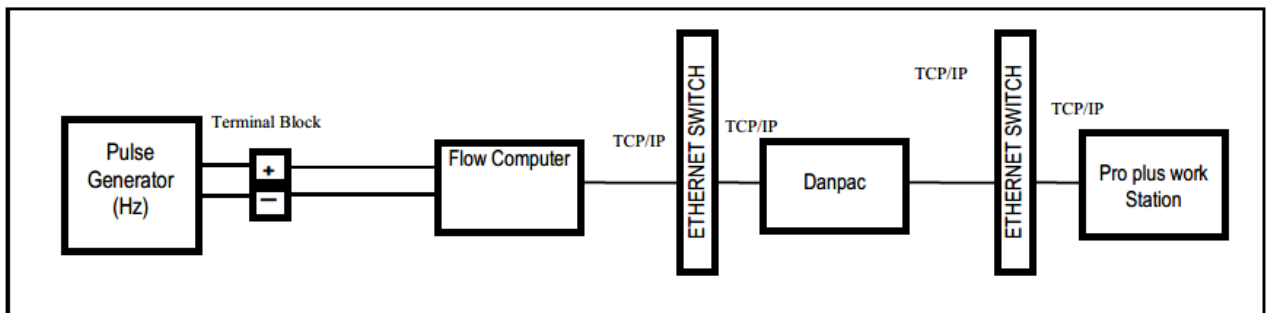
- Calculer le pourcentage d'erreur entre la valeur du totalisateur sur le calculateur et les valeurs calculées des totalisateurs [51]
- Réaliser les calculs sur un fichier Excel ou utiliser la fonction totalisation du Keltone comparer les résultats. L'erreur ne doit pas dépasser ± 0,01 %

	Entrées				Sorties			
	Description	Unité	Valeur		Description	StreamX FC X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du totalisateur (en utilisant les débits)	Débit volumique brut	Am3/d		Incrément de volume brut (Am3)				
	Débit volumique Standard	kSm3/d		Incrément de volume Standard (kSm3)				
	Débit massique	t/d		Incrément de masse (t)				
	Débit énergétique	MMBtu/d		Incrément d'énergie (MMBtu)				

Tableau V.10 vérification du totalisateur en utilisant les débits

Incrément (Sortie) = Débit (entrée) / 24

- ✓ Vérification à partir des impulsions
 - Simuler des signaux à l'aide d'un simulateur d'impulsions et les envoyer par communication Ethernet.
 - Vérifier les valeurs du totalisateur (Total Volume Brut, Volume Standard, Total Masse Total et Total Energie) dans le calculateur et sur l'interface IHM.



	Entrées					Sorties			
	Description	Symbole	Unité	Valeur		Description	StreamX FC X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du totalisateur (en utilisant les impulsions)	Nombre d'impulsions initial	-	-		Incrément de volume brut (Am3)				
	Nombre d'impulsions final	-	-		Incrément de volume Standard (kSm3)				
	Différence d'impulsions	Δ	-		Incrément de masse (t)				
	KF	KF	pulse/m3		Incrément d'énergie (MMBtu)				
	CTSM	CTSM	-						
	CPSM	CPSM	-						
	Masse volumique Standard	pstd	kg/m3						
	Masse volumique actuelle	pm	kg/m3						
	CV	CV	BTU/Sm3						

Tableau V.11 vérification du totalisateur en utilisant les impulsions

Incrément de volume brut = $\Delta / KF * CTSM * CPSM$
 Incrément de volume standard = Incrément de volume brut * $\rho_m / \rho_{std} / 1000$
 Incrément de masse = Incrément de volume brut * $\rho_m / 1000$
 Incrément d'énergie = Incrément de volume standard * CV / 1000

❖ **D- Vérification du calcul de débit à partir de la vitesse du gaz**

	Entrées					Sorties			
	Description	Symbole	Unité	Valeur		Description	FT-100X	Calculé	Erreur (%)
Vérification du calcul de débit à partir de la vitesse du gaz	Vitesse	V	m/s		Débit volumique brut (Am3/d)				
	Pi	pi			Débit volumique Standard (kSm3/d)				
	Diamètre interne	ID	cm		Débit massique (t/d)				
	CTSM	CTSM			Débit énergétique (MMBtu/d)				
	CPSM	CPSM							
	Masse volumique Standard	ρ_{std}	kg/m3						
	Masse volumique actuelle	ρ_m	kg/m3						
	CV	CV	BTU/Sm3						

Tableau V.12 vérification calcul de débit à partir de la vitesse du gaz

Débit volumique brut (Qv) = $V * 3,14159 * ID^2 / 4 * [10^{-4} / (3600 * 24)]$
 Débit volumique standard (Qv_std) = $Qv * \rho_m / \rho_{std} / 1000$
 Débit massique (Qm) = $Débit\ volumique\ brut * \rho_m / 1000$
 Débit énergétique (Qe) = $Débit\ volumique\ standard * PCS / 1000$

V.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons adopté les résultats de vérification métrologique effectuées par des agents ONML à tous les instruments de mesure de rampe de comptage au niveau TOUAT GAZ à travers ces résultats, nous notons qu'ils étaient conformes des normes légales avec calcul l'incertitude relative et absolue et sur la base des conditions standard et contractuel, ainsi que vérifie l'accès du signal des instruments à la calculateur et vérifier tous les fonctions de calcul fait par la calculateur.

Par conséquent, nous disons que les résultats acceptables selon la norme R-140

Conclusion générale

Avec le développement et l'interconnexion des réseaux gaziers d'une part et l'augmentation des volumes de gaz naturel échangés ou en transit d'autre part, la fonction de comptage, aux points de livraison ou aux stations situées aux frontières, prend désormais une dimension cruciale.

- Le comptage doit être dorénavant considéré comme un système complexe intégré et faire l'objet d'un monitoring rigoureux.

Ce métier gazier, partie intégrante de celui de transporteur, repose sur une parfaite maîtrise des techniques employées, le respect de contraintes de toutes sortes, dont celles liées à l'incertitude ne sont pas les moins importantes, et des réponses adaptées conformes aux engagements contractuels.

De plus, l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence va inévitablement renforcer la nécessité de connaître précisément les quantités à l'entrée et à la sortie du réseau de transport.

- On comprend donc l'importance d'un système de comptage présentant de bonnes performances métrologiques et compétitif sur l'aspect financier.
- Le comptage du gaz doit donc inclure la précision, la compacité et une inévitable maîtrise des coûts.
- Les approches classiques de dimensionnement de systèmes de comptage par plaque à orifice sont basées sur des démarches itératives nécessitant l'examen d'un très grand nombre de variantes.
- Le recours aux techniques d'optimisation permettra de ramener la problématique à l'examen d'une seule variante tout en éliminant d'innombrables inconvénients liés aux aspects techniques des systèmes de comptage transactionnel et fiscal.
- Le modèle présenté dans cette communication permet de répondre à tous ces impératifs tout en assurant la solution la mieux adaptée aux besoins et une meilleure performance possible du système de mesure.

Liste de reference

- [1] F. Taillade. « Notions de métrologie ». 3rd cycle. 2005
- [2] C. DOMPTAIL. « Résumé de métrologie dimensionnelle ». Cours, IUT Nancy-Brabois Dpt QLIO à Lunéville.
Lien http://cyril.domptail.perso.sfr.fr/autres/1_resume_de_metrologie_dimensionnelle.pdf (consulté en novembre 2018)
- [3] M. PRIEL. « Vocabulaire de la métrologie ». Techniques de l'ingénieur, R115, 2010. [4] « Le Système International d'Unités ». Bureau International des Poids et Mesures - Organisation Intergouvernementale de la Convention du Mètre, 8ème Edition 2006.
- [5] JCGM. « Vocabulaire international de métrologie ». Concept fondamentaux et généraux et termes associés (VIM). ISO/CEI GUIDE 99:2007. JCGM VIM 3ème édition, JCGM 200:2008.
- [6] http://www4.acnancymetz.fr/autocompetences/2_ressources_pedagogiques/8_divers/stockage_le%27ons_technologie/metrologie.pdf (consulté en novembre 2018)
- [7] la-metrologie-francais.fr
- [8] Site wibe d'onml.dz
- [9] Instrumentation et régulation en 30 fiches « Patrick Prouvost Dunod», 2010.
- [10] A .AICHOUNE. Conception Optimale d'un Système de Comptage Transactionnel et Fiscal de Gaz Naturel.
- [11] M.GUEMANA. « MESURE DES GROS DEBITS DE GAZ CONTRIBUTION
- [12] <http://cira-couffignal.fr/archives/archives2013-2014/documents-coursTS1/mesure-debit.pdf>
- [13] Débitmètre à ultrason -Groupe -KROHNE- (<http://krohne.com/>).
- [14] Mesure de Volume à Ultrason - Groupe ZENNER- (<https://www.compteurs-zenner.fr/>).
- [15] ISO 17089-1:2010 Mesurage du débit des fluides dans les conduites fermées – Compteurs à ultrasons pour gaz – Partie 1: Compteurs pour transactions commerciales et allocations
- [16] <https://www.bronkhorst.com/fr-fr/service-assistance/technologies/principe-de-mesure-du-debit-massique-coriolis/>

[17] M.GUEMANA. « MESURE DES GROS DEBITS DE GAZ CONTRIBUTION VENTURITUYERES A COL SONIQUE » ; Thèse de Magister/Université de BOUMERDES/Faculté des hydrocarbures et de la chimie/Département Transport et Equipements des Hydrocarbures/Promotion 2002.BOUMERDES/Faculté des hydrocarbures et de la chimie/Département Transport et Equipements des Hydrocarbures/Promotion 2002

[18] Cours mécaniques des fluides surs : <http://www.mecaflux.com/>

[19] EPCC PROCESSING & PRODUCTION FACILITIES, ADRAR. TOUATGAZ PROJECT

[20] Sensitivity of natural gas flow measurement to AGA8

[21] ISO 6976:1995 Gaz naturel – Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition

[22] Comité techniciens, « Commercialisation des gaz naturels »,
Chambre Syndicale de la

Recherche et de la Production du Pétrole et du gaz naturel, Spécification et comptage
1994

Mesure du Gaz M. JOLIVET Septembre 1989

[22]ISO 5167-1:2003 Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimons insérés dans des conduites en charge de section circulaire – Partie 1: Principes généraux et exigences générales

[23]AGA 10 2002 Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases

[24]GTIM _ Manuel Opérateur Gaz _ REV9_ 19 07 2018

[25] DAOUALI , « etude et etalonnage de transmetteurs de la salle de cotrole » « mémoire de DEUA de métrologie » ,1998

[17] Eduscol.education.fr/rnchimie/gen_chim/jezequel/7-choix_ebitmetres.pdf

[19] « Documentation mises à disposition par les constructeurs», Normes AFNOR sur les organes déprimogènes

Résumé :

تعتبر صناعة المحروقات من اهم مداخيل الجزائر من الجباية و خاصة نقل المحروقات بواسطة الانابيب بين الدول او بين الشركة البترولية وهذا ما يشكل تبادل تجاري بينهم لحساب كمية تدفق المواد في حالة ((غازية او سائلة)) و يجب وضع نظام خاص لحساب هذه الكمية يسمى نظام العد وهو عبارة عن اجهزة قياس تشكل مجموعة على موصولة على التسلسل تربط هذه الاجهزة مع قاعة المراقبة بواسطة الاسلاك مع خزائن و اجهزة الأعلام الالي و حاسبات لحساب العد التدفق وكذلك للتحكم في الصمامات الفتح و الغلق و كذلك تستعمل لمعاينة الصيانة و وضع الاخطار و بما انا هناك تبادل تجاري كان لبد من سلطة قانونية لمراقبة اجهزة القياس و معاييرها و حساب الأخطاء مع الترخيص بوادي مجال اقصى مسموح به في قبول الخطاء. من خلال انجازنا لهذا العمل وضعنا نظام لضبط التدفق بواسطة صمامات فعالة مع اخذ بعين الاعتبار التأثيرات الخاصة في مجال الضبط

الكلمات المفتاحية: صناعة المحروقات – العد التدفق – الحاسبات – الصمامات

Résumé :

La traversée sur l'industrie hydrocarbure des revenus plus importants de fiscalité en l'Algérie et en particulier le transport de carburant par des pipe entre les Etats ou entre la compagnie pétrolière et c'est ce qui constitue un transaction commercial entre eux « pour calculer la quantité de flux de matières dans le cas de ((gaz ou liquide)) est un système spécial mis au point pour calculer cette quantité est appelée un système Comptage donnera lieu à des dispositifs de mesure reliés pour former un groupe sur la séquence de ces appareils se connectent avec la salle de commande des fils par de flew compteur ((SUMMIT) avec des armoires et automatisée, et ils ont fait face les comptes de médias pour calculer le débit de comptage et aussi pour contrôler les vanes fermenteur et ouverture, et également utilisés pour la diagnostique, Puisqu'il y a une transaction commerciale, j'avais l'autorité légale pour surveiller et calibrer les instruments de mesure et pour calculer les défauts avec la licence du champ maximum permis en acceptant les erreurs. En complétant ce travail, nous avons développé un système de contrôle de débit utilisant la barrière Qu'alla, prenant en compte les effets spéciaux dans le domaine du contrôle.

Mots clés : l'industrie hydrocarbure _ comptage _ débit _ régulation

Abstract:

Résumé :

The crossing on the hydrocarbon industry of the greater income of taxation in Algeria and in particular the transport of fuel by pipe between the states or between the oil company and it is what constitutes a commercial transaction between them "to calculate the amount of material flow in the case of ((gas or liquid)) is a special system developed to calculate this quantity is called a metering system; will give rise to connected measuring devices to form a group on the sequence of these devices connect with the control room of the wires by flew commuter (((SUMMIT))) with cabinets and automated, and they have faced the accounts of media to calculate the counting rate and also to control the valves fermenter and opener, and also used for the diagnosis, Since there is a commercial transaction, I had the legal authority to monitor and calibrate the measuring instruments and to calculate the defects with the license of the maximum allowed field by accepting the errors.by completing this work, we have developed a flow control system using the Qa'ala barrier, taking into account special effects in the control domain.

Key words: the hydrocarbon industry_ metering _flow_ regulation