

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 d'Hydrocarbures et Energies Renouvelables

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de Master en :

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

Thème :

**Caractérisation du système de comptage au groupement de
GRN (Gaz Reggane North)**

Préparé par :

M. CHAFAI Abdallah

M. BAMAAROUF Brahim

Membres de jury d'évaluation :

M. MOULAY Ali	Président	MAA	Univ. Adrar
Dr. HADJ KOUIDER Mohammed	Examineur	MCA	Univ. Adrar
Pr. HADJADJ Ahmed	Encadreur	Pr	Univ. Adrar
Dr. BEKRAOUI Amina	Co- Encadreur	MRB	Unité de Recherche

Année Universitaire : 2020/2021



شهادة الترخيص بالإيداع

انا الأستاذ(ة): حجاج احمد

المشرف على مذكرة الماستر.

الموسومة ب: Caractérisation du système de Compte au Groupement de GRN (Baz Reggane North)

من إنجاز الطالب(ة): مشاعى عبد الله

و الطالب(ة): يا معرف براهيم

كلية: العلوم والتكنولوجيا

القسم: محرقات والطاقات المتجددة

التخصص: هندسة الطوائف

تاريخ تقييم / مناقشة: 2021/06/20

أشهد ان الطلبة قد قاموا بالتعديلات والتصحيحات المطلوبة من طرف لجنة التقييم، وان المطابقة بين النسخة الورقية والإلكترونية استوفت جميع شروطها.

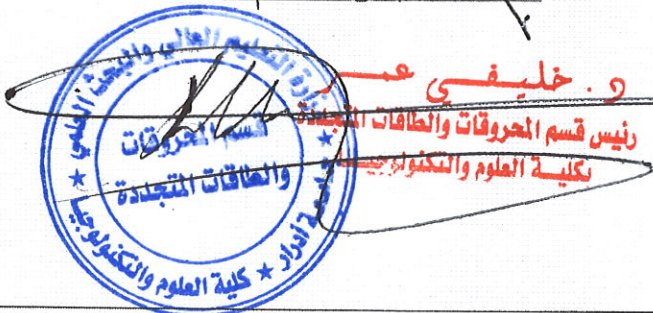
ويتمكنهم إيداع النسخ الورقية (02) والالكترونية (PDF).

- امضاء المشرف

حجاج احمد

ادرار في: 04 جويلية 2021

مساعد رئيس القسم:-



Dédicaces

NOUS REMERCIONS DIEU POUR SA GRÂCE ILLIMITÉE.

NOUS REMERCIONS NOS MARTYRS.

NOUS SALUONS NOTRE PAYS, L'ALGÉRIE.

MERCI, MA MÈRE.

MERCI, MON PÈRE.

MERCI À TOUS LES PROFESSEURS.

ET À TOUS CEUX QUI CONTRIBUENT EN BONNE CONSCIENCE AU
DÉVELOPPEMENT DE CE PAYS.

Remerciements

Louange à Dieu, prières et paix sur le Messager de Dieu, que Dieu le bénisse et lui accorde la paix.

Ces maisons n'auraient pas été possibles sans l'intervention consciente d'un grand nombre de personnes. J'en profite pour exprimer nos sincères remerciements et notre gratitude à nos parents. Leurs encouragements et leur amour inconditionnel ont toujours été avec nous. Sans eux, nous ne serions certainement pas là. Nous leur devons tout et nous leur dédions ce message. Nous remercions également le **Pr. HADJADJ Ahmed** pour ses précieux conseils, son aide, sa patience et son soutien tout au long de cette période. Ce qui nous a permis de mener à bien notre travail. Sans oublier le **Dr .BAKRAOUI Amina** pour toute l'aide qu'elle nous a apporté, et avec ses compétences qui nous ont permis d'obtenir une bonne formation pour accomplir ce modeste travail. Nous remercions toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Sommaire

Résumé	
Table des matières	
Liste des figures	
Liste de tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale.....	1

Chapitre I :Etude bibliographique

Introduction.....	4
I.1.débitmètres ultrasons.....	4
I.2. débitmètres orifice.....	9

Chapitre II: Présentation du Gisement gazier GRN(Gaz Reggene Nord)

II. Introduction.....	15
II.1.Description du projet	15
II.2.Présentation du CPF	16
II.2.1.Description du CPF.....	16
II.2.2. Capacité du CPF.....	16
II.3.Description du procès de l'unité CPF.....	17
II.3.1. Installations d'entrées.....	18
II.3.2. Section boosting.....	18
II.3.3. Unité d'élimination des gaz acides (décarbonatation).....	19
II.3.4. Section de Déshydratation.....	19
II.3.5. Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures.....	20
II.3.6. Unité de Recompression de Gaz de Vente.....	21
II.3.7. Comptage de gaz de vente et analyse online.....	2
II.3.7.1. Export Fiscal GasMetering System.....	21
II.3.7.2. Buy Back en Back flow	21
II.3.7.3. Operationalmetering system.....	21
II.3.8.Unité de traitement et stabilisation des condensats.....	21
II.3.9.Unité de traitement de l'eau produite.....	22
II.4. Les utilités.....	22
II.4.1.Air.....	22

II.4.2. Azote.....	22
II.4.3. Moyen de chauffage.....	22
II.4.4. Unité de traitement de l'eau.....	23
II.4.5. Réseau torche.....	23
II.4.6. Fuel gaz.....	23
II.4.7. System d'injection des produits chimiques.....	23
II.4.8. Système d'alimentation en diesel.....	24
II.4.9. Système de drainage.....	24
II.4.10. Bassins d'évaporation.....	24
II.4.11. Salle de contrôle.....	24
II.4.12. Laboratoire.....	25
II.5. Moyens de prévention, de protection et d'intervention.....	25
II.5.1. Mesures de prévention et de protection prises contre les risques environnementaux.....	25
II.5.2. Mesures de prévention et de protection prises contre le risque de foudre.....	25
II.5.3. Mesures de prévention contre les effets domino.....	25
II.5.4. Mesures de prévention contre les risques d'ignition.....	26
II.5.5 Mesures de prévention d'une perte de confinement.....	26
II.5.6 Mesures de protection contre les surpressions.....	27

Chapitre III : Etude Théorique Le Comptage

III. Introduction.....	29
III.1 Définition du comptage.....	29
III.2. But et objectif du comptage.....	30
III.2.1 .Domaine commercial (transactionnel).....	30
III.2.2. Domaine technique.....	30
III.3.1. Installations de comptage.....	30
III.4. Différents types de dispositifs de comptage.....	31
III.4.1 .Débitmètre à orifice.....	31
III.4.2. Débitmètre à ultrason.....	36
III.4.2.1. Coefficient hydraulique(Kh).....	38
III.5.2.2 La Norme ISO 17089.....	40

III.4.3. Débitmètre à effet CORIOLIS.....	41
III.4.4. Débitmètre à turbin	42
III.4.5. Débitmètre à effet Vortex.....	44
III.4.6. Débitmètre massique thermique.....	44
III.4.7. Débitmètre électromagnétique.....	45
III.5. Caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel.....	47
III.5.1. Masse molaire moyenne d'un gaz.....	48
III.5.2. Densité d'un gaz.....	48
III.5.3. Masse volumique des gaz.....	49
III.5.4. Coefficient de compressibilité (z).	50
III.5.5. Viscosité du gaz.....	52
III.6. Caractéristiques d'écoulement du fluide dans le canal.....	53
III.6.1. Régime laminaire et turbulent.....	54
III.7. Conclusion.....	56

Chapitre IV : Rimulation & Interprétation Des Résultat

Introduction.....	58
IV.1. Simulation de débitmètre à orifice par MATLAB/simulink	58
IV.1.1. Calculer le débit massique du gaz en fonction de la variation de différence de pression.....	58
IV.1.2. Simulation du debit massique en fonction rapport beta.....	60
IV.1.3. Calculer du débit massique en fonction de variation de diamètre extérieur de l orifice(D).....	61
IV.1.4. Calcul de débit massique en fonction de différence de vitesse du gaz.....	62
IV.2. Simulation de débitmètre à ultrasonique par MATLB /Simulink.....	63
IV.2.1. Calculer du Débit volumique en museure monocorde.....	64
IV.2.2. Simulation du temps Tab de transition ente les deux transducteurs A et B.....	64
IV.2.3. Simulation du temps Tba de transition ente les deux transducteurs B et A.....	64
IV.3. Conclusion.....	67
Conclusion générale.....	69
Références bibliographiques	

Annexe

Abstract:

The economy of modern countries is based primarily on energy fluids, and this requires controlling and measuring the quantity or volume of fluids involved, intelligent management of the manufacturing process or commercial transactions of fluid production and volume of inputs and exits. The fluid delivery and flow measurement industry in pipelines is required in most production and marketing processes. The nature of the radiator can be modified by making a change in structure or in this last marker, temperature, pressure or speed.

The Flow rate, when gas liquids or liquids are transported from place to place, either solids are supplied to the production line or stored as a final product. The aim of this work is to model and simulate this flow rate for certain flow measures in the gas industry. The results of the flow simulation done by Simulink/Matlab show two types of flow meters (orifice, ultrasonic), and we were urged to provide the best solutions for national companies to help them make the right decision.

Keywords: flow meter in the gas industry, Flow modeling and simulation,

Résumé :

L'économie des pays modernes repose principalement sur les fluides énergétiques, Cela nécessite le contrôle et la mesure de la quantité ou du volume de fluide impliquent gestion intelligente du processus de fabrication ou de la transaction commerciale la production de fluides et volumes d'entrée et de sortie. livraison de fluide à l'industrie et la mesure du débit dans les canalisations sont nécessaires dans la plupart des cas Opérations de production et de commercialisation. La nature du fluide peut être modifiée en provoquant un changement de composition ou de ce dernier paramètre (température, pression ou vitesse).

Le Débit, en tant que variable, dans des fluides liquides ou gazeux et transporte d'un endroit à un autre, le solide est soit fourni à la ligne de production, soit stocker en tant que produit fini. Le but de ce travail de mémoire est de modéliser et de simuler le débit des débitmètres dans l'industrie gazière groupement à GRN .les résultats de la simulation de flux en utilisent Simulink / Matlab affiche deux types de débitmètres (orifice, , ultrasons). Notre objectif est d'allons-y Apporter les meilleures solutions aux entreprises nationales pour les aider à faire le bon choix.

Mots clés : débitmètre dans l'industrie de gaz, Modélisation et Simulation du débit,

الملخص

يعتمد اقتصاد الدول الحديثة بشكل أساسي على سوائل الطاقة ، وهذا يتطلب التحكم في كمية أو حجم السوائل المتضمنة وقياسها من أجل ، إدارة ذكية لعملية التصنيع أو المعاملات التجارية و إنتاج السوائل لدعم المداخل والمخارج. صناعة توصيل السوائل وقياس التدفق في خطوط الأنابيب مطلوبة في معظم عمليات الإنتاج والتسويق. يمكن تعديل طبيعة المائع عن طريق إحداث تغيير في التركيب أو في هذه العوامل الأخرى.(درجة الحرارة أو الضغط أو السرعة) .

التدفق ، يتغير عند نقل السوائل أو السوائل الغازية من مكان إلى آخر ، إما أن يتم توريد المواد الصلبة إلى خط الإنتاج أو تخزينها كمنتج نهائي. الهدف من هذا البحث هو نمذجة ومحاكاة معدل التدفق هذا ولمقاييس تدفق معينة في صناعة الغاز. نتائج محاكاة التدفق تعرض بواسطة Simulink / Matlab نوعين من أجهزة قياس التدفق (الفتحة ، الموجات فوق صوتية) ، وتطرقنا إلى تقديم أفضل الحلول للشركات الوطنية لمساعدتها على اتخاذ القرار الصحيح.

الكلمات الرئيسية: مقياس التدفق في صناعة الغاز ، ونمذجة التدفق والمحاكاة.

Liste des abréviations

R	Nombre de Reynolds
V	Vitesse moyenne de débit en (m/s)
D	Diamètre de la canalisation en mètre(mm)
μ	Viscosité dynamique du fluide en poise
ν	Viscosité cinématique du fluide en m ² /s
Qm	Débit massique de fluide (Kg/h)
Qv	Débit volumique (m ³ /h)
M	Nombre de moles
ρ	Masse volumique (Kg/ m ³)
R	Constante des gaz
T	Température (°C)
P	Pression(bars)
ε	Coefficient de détente
β	Rapport de diamètre (rapport d'ouverture)
ΔP	Pression différentielle(bars)
Ω	Vitesse instantanée de fluide(rad/s)
F	Force de Coriolis(N)
Cd	Coefficient dedécharge
C	Vitesse de son (m/s)
D	Diamètre de conduite (mm)
D	Diamètre pipe à orifice (mm)
d	Diamètre à orifice (mm)

Kh	Coefficient hydraulique de gaz
Z	facteur de compressibilité du gaz
\bar{V}	vitesse moyenne par rapport à la section de la conduite(m/s)
V	vitesse moyenne sur un diamètre(m/s)
γ	Exposant isentropique
L	Distance séparant les deux sondes à ultrasons(mm)
Tab	Temps de parcours entre les points A et B(k)
Tba	Temps de parcours entre les points B et A(k)
τ	Taux de compression
g	Constante de gravité(m/s ²)
ΔT	Différence de temps de transit(k)
α	Angle formé par l'axe du tube et la ligne de mesure(rad)
Φ	Diamètre de conduite a ultrasonic (mm)
C	Coefficient de décharge
ΔH	différence de pression (Pa)
V_0	vitesse maximale d'écoulement au centre de la conduite. (m/s)
U	vitesse du fluide dans la tuyauterie (m/sec)
Cp	Chaleur spécifique du gaz
S	Nombre de strouhal
B	Largeur de l'obstacle.(mm)
Yi	Fraction molaire du composant « i » du gaz naturel en [%] ;
k	constante d'ajustement expérimentale. 1 (métrique*)
Pc	pression critique du gaz(Pa)

T_c	température critique du gaz.(K)
τ_c	Contrainte de cisaillement

Liste des figures et tableau

Figure II.1: Plan de localisation du groupement Reggane nord

Figure II.2 : Schéma Simplifié du Process

Figure III.1 : Débitmètre orifice

Figure III.2: Débitmètre à ultrason

Figure. III.3 : Emplacement de sondes

Figure III.4: Débitmètre à effet Coriolis

Figure III.5: Débitmètre à *turbin*

Figure III.6: Débitmètre à effet vortex

Figure III. 9: Profil de vitesse dans le régime laminaire et turbulent

Figure. IV.1 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de DP

Figure. IV.2 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de rapport beta

Figure. IV.3 : Evolution de débit massique du gaz en fonction de D

Figure. IV.4 : Modélisation du débit massique du gaz pour un débitmètre à orifice

Figure. IV.5 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de vitesse de gaz

Figure IV.6:Principe de fonctionnement de débitmètre à ultrason

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

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

Figure. IV.9 : Simulation de débit volumique du gaz pour un débitmètre à ultrasons

Figure. IV.10 : Résultat de Simulation de $f(Q_m) = V$

Liste des tableau

Tableau II.1: Capacité de gaz de vente

Tableau II.2: Spécifications des produits

Tableau III.1 : Composition chimique du gaz

Tableau IV . 1: Valeur d'erreur pour les compteurs à Orifice et ultrasonic

Introduction générale

Le gaz naturel est la source d'énergie alternative et la plus courante car il est le plus propre et le plus économique. Le marché mondial du gaz naturel a connu une croissance significative au cours des 10 dernières années, suscitant un intérêt exceptionnel pour son avenir. Le gaz naturel est fourni par les découvertes récentes de nouveaux gisements de gaz, qui ont aidé les chercheurs à concevoir de nouvelles méthodes de production.

La mesure des transactions est l'une des étapes les plus importantes de la chaîne de traitement entre les fournisseurs et les clients, et les exigences de base pour mesurer le débit et doivent répondre à des normes reconnues telles que les normes de l'American Gas Association (AGA), l'American Petroleum Institute (API) et l'International Organization for Standardization (ISO). Les exigences contractuelles et les normes légales visent à assurer la fiabilité de la mesure du produit vendu et à protéger les intérêts en cas de conflit. Toutes ces exigences font partie de la métrologie légale qui garantit la qualité et la fiabilité des mesures.

Il n'existe pas de technologie unique pour répondre aux besoins de chaque application de mesure, mais il existe toujours une meilleure technologie. Par conséquent, le suivi des progrès technologiques dans la fabrication des débitmètres et des étalonnages pour augmenter la précision des mesures doit être d'une importance primordiale pour SONATRACH et ses partenaires.

De nombreuses mesures de débit dans l'industrie pétrolière et gazière avec différentes techniques, telles que les mesures de débit à membrane conventionnelle, les débitmètres à ultrasons et à turbine, la technologie des débitmètres massiques devient de plus en plus populaire que le débitmètre gravitationnel, le débit massique de gaz mesuré par la nature à l'aide d'autres types d'instruments indépendamment des effets de la température et de la pression ; Par exemple, les mesures de débit Coriolis et les mesures de débit massique, bien que la mesure de débit massique ne soit pas actuellement utilisée dans les formules de mesure financière du gaz naturel, le choix des débitmètres dépend de la technologie choisie par les vendeurs et acheteurs impliqués dans la transaction. Cependant, aucune mesure de débit unique ne convient à toutes les situations, l'un des facteurs les plus importants affectant la mesure de débit est la précision, l'économie, les normes utilisées, les propriétés des fluides et les appareils électroniques, il y a une limite légale d'erreur de mesure à noter, appelée erreur maximale. Afin d'assurer l'exactitude des transactions commerciales, l'évaluation de la fiabilité métrologique des compteurs de gaz d'abord en inspectant ces compteurs au niveau de la fabrication, puis des contrôles périodiques dans la plupart des pays. Les erreurs standard, les écarts, les incertitudes et les niveaux de confiance sont déterminés dans un processus d'étalonnage empirique où la fiabilité métrologique des mesures de débit est leur performance.

L'objectif de l'étude de ce mémoire de fin d'étude de Master est une caractérisation des différents types de compteurs utilisés dans le champ gazier de Reggane (GRN)

Il est divisé en quatre chapitres en plus d'une introduction et d'une conclusion .

CHAPITRE I

Etude bibliographique

I.1. Introduction

Pour favoriser une réflexion approfondie sur un sujet, il est nécessaire de connaître des faits et des opinions à son sujet. En d'autres termes, il s'agit d'acquérir et/ou de modifier des idées et de communiquer avec celles des autres. Dans le présent chapitre, on va décortiquer les différents travaux qui traitent du sujet des compteurs nous allons à quelques articles et recherches sur les débitmètres à orifice et les ultrasons.

I.2. Débitmètres ultrasons

F. Multon [01]. A observé que les débitmètres à ultrasons ne sont apparus sur le marché sous forme réellement industrielle que vers 1970. Bien que le principe en soit connu depuis fort longtemps, la mise en application de ce procédé s'est heurtée à l'insuffisance des performances des moyens électroniques de l'époque. Depuis, l'apparition de l'électronique intégrée et des microprocesseurs a permis d'aboutir à des réalisations industrielles fiables et précises.

Brasier et al. [2] ont mené des activités de recherche menées ces dernières années et ont montré que dans les réseaux de gaz, il existe certaines contraintes sur la fréquence à laquelle les transducteurs à ultrasons peuvent être exploités. L'étude de la transmission et de l'atténuation du signal et des mécanismes de bruit nous donne une gamme de fréquences appropriée définie par (K.R. Wild, A Européen collaboration to evaluate the application of multi-ath ultrasonic gas flow meters, document présenté lors du 4e Symposium international sur la mesure du débit des fluides, Denver, CO, 1999). Une fréquence de travail de 500 kHz s'avère la plus appropriée pour éviter les effets de bruit. Cette fréquence est supérieure au niveau sonore détecté dans les gazoducs. De plus, la perte de signal due à l'atténuation des ultrasons dans le gaz est toujours négligeable.

Un débitmètre unidirectionnel équipé de ce système a été testé sur les sites d'essais de Gaz de France. Sa précision est supérieure à 1,5% de 250 à 1000 m³/h sans ajustement initial. Un processus d'étalonnage automatique fait également partie du système, utilisant une comparaison systématique entre la mesure ultrasonore de la vitesse du son et une approche théorique. Le rapport signal-bruit reste suffisamment important pour effectuer les mesures correctement, même avec une vanne de commande installée à proximité

Zheng et al [3] ont travaillé sur les débitmètres ultrasoniques multipath de grand diamètre sont largement utilisés dans l'industrie. et leurs performances de mesure sont sensibles aux profils de vitesse dans les conduits. La méthode Gauss–Jacobi et Optimized Weighted Integration for Circular Sections (OWICS) sont couramment appliquées à la mesure du débit des débitmètres à ultrasons à trajets multiples, qui supposent tous deux un débit idéal dans les tuyaux. Ils ne conviennent pas pour la mesure du débit non idéale. par conséquent, une méthode d'intégration numérique améliorée pour le débit basé sur le quadrature de Gauss est proposée. Avec cette méthode, les hauteurs de trajet relatives optimales et les poids correspondants sont déterminés en fonction des flux perturbés spécifiques. Par comparaison à Gauss–Jacobi, et OWICS avec la méthode améliorée, la validité de la méthode proposée est vérifiée pour les flux perturbés typiques basés sur les analyses théoriques et les expériences, et les performances de mesure des débitmètres à ultrasons sont considérablement améliorées.

Li, B. et al .[4] ont confirmé que le débitmètre à ultrasons (temps de transit) est instable lorsque le champ de flux n'est pas uniforme, une méthode de combiner le jugement de l'échantillonnage AD (analogique-numérique) avec le TDC (Time-to-Digital Converter) Un timing de haute précision est proposé dans ce document pour améliorer la capacité anti-interférence du débitmètre. Dans cet article, les caractéristiques stables des signaux d'écho sont d'abord étudiées théoriquement, c'est-à-dire pour découvrir la base théorique que les caractéristiques de crête ne changent pas avec l'amplitude des signaux d'écho. Sur la base de cette théorie, le temps de propagation du signal d'écho en aval et en amont est mesuré en utilisant un module de synchronisation de haute précision. En même temps, les caractéristiques de crête extraites par ce seuil sont respectivement obtenues. Enfin, des expériences ont été effectuées sur deux types de dispositifs de canalisation avec un champ d'écoulement non uniforme. L'analyse des données expérimentales prouve l'efficacité de la méthodologie proposé.

Tian et al . [5] ont traité d'un travail sur le débitmètre à ultrasons a de et ses avantages uniques et il est particulièrement adapté pour mesure du débit de gaz dans des tuyaux de grand diamètre. Cependant, l'énergie du signal ultrasonore est gravement affaibli lorsqu'il se propage dans le flux de gaz, ce qui entraîne une faible amplitude d'écho et

sensibles au bruit. À mesure que la vitesse mesurée du gaz augmente, le signal ultrasonique dévie, ce qui conduit à l'affaiblissement supplémentaire de l'énergie et la déviation de pointe. Par conséquent, il est difficile pour la méthode couramment utilisée de déterminer le point caractéristique et d'obtenir la mesure précise, en particulier dans le cas d'un débit élevé. Par ailleurs, les caractéristiques de l'énergie ultrasonore sont étudiées, et une méthode numérique de traitement du signal basé sur l'ajustement de crête de l'énergie d'écho sont

étudiés, et une méthode de traitement de signal numérique sur la base de l'ajustement de pointe de l'énergie d'écho est proposé pour le débitmètre à ultrasons de gaz. La relation entre l'énergie de l'écho et l'EEG (Gradient d'Énergie de l'Echo) est analysé, et la gamme de l'optimal lu point d'énergie d'écho est obtenu. Sur la base de cette plage, un point d'énergie d'écho est sélectionné, et la valeur du point d'énergie d'écho est sélectionnée en standard pour localiser le pic d'énergie d'écho les plus proche points pour l'ajustement linéaire. En outre, la méthode de détermination du point de pic d'énergie d'écho plus précis est proposé, ce qui assure en outre que la précision du raccord est linéaire. Le point d'énergie d'écho correspondant à la valeur d'énergie sur la ligne droite du raccord est trouvé comme étant le point caractéristique pour déterminer l'heure d'arrivée de l'écho et la propagation par ultrasons est calculé pour obtenir le débit de gaz. Cette méthode de traitement du signal numérique est en temps réel, et les expériences d'étalonnage sont effectuées pour valider l'efficacité de la méthode proposée et le compteur développé.

Choudhary et al [6]. ont effectué des simulations numériques sn l'effet carry-along (dérive sonore) dans un débitmètre ultrason sonore avec différents angles de direction en utilisant une relation de dispersion précise préservant le schéma DRP. La validation a été effectuée avec les résultats expérimentaux de Kang et al. (2017) pour le cas de propagation des vagues le long et à l'opposé de la direction du milieu qui écoule. Et donc la simulation du champ acoustique à ultrasons a été résolue.. Les résultats montrent que l'angle de braquage final ne dépend pas du profil de la vitesse mais dépend de la vitesse moyenne du flux. débit. Cependant, la mesure du débit est affecté par le profil de vitesse puisque le temps de propagation dépend du profil de celle ci . les simulations peuvent être utilisées pour concevoir

le débitmètre à ultrasons avec un transducteur à réseau phasé avec direction et capacité de concentration pour atteindre un rapport signal-bruit élevé.

Mousavi et al [7]. ont constaté qu'en raison des conditions de fonctionnement, le profil de débit dans les débitmètres à ultrasons n'est généralement pas uniforme. Pour tenir compte des effets de la non-uniformité, le facteur de correction du profil de flux (FPCF) peut être mis en œuvre dans le processus de calcul du débit. Compte tenu de cela, la vitesse mesurée dans chaque trajet acoustique peut être convertie en la vitesse moyenne. Diverses techniques ont été utilisées jusqu'à présent pour simuler les débitmètres à ultrasons et pour calculer le FPCF, qui souvent utilise la simulation (CFD) sans tenir compte de l'effet du flux sur l'acoustique du mouvement de vague à l'intérieur du débitmètre. Cependant, la simulation acoustique 3D nécessite un maillage très élevé, en particulier lorsque le diamètre du compteur est élevé ou la distance entre les transducteurs à ultrasons est relativement longue. Dans ce travail, une technique de simulation 3D est utilisée pour calculer le FPCF d'un débitmètre ultrasonmètre commercial DN200 avec une précision raisonnable pour différentes vitesses d'entrée. L'utilisation de cette technique peut réduire considérablement l'espace et le temps de calcul.

Fang, Zehua, et al . [8] ont conclu que la détermination du temps de vol (TOF) est d'une importance cruciale pour les débitmètres à ultrasons liquides. Les méthodes de détection de TOF antérieures présentent certaines lacunes dans les applications pratiques. Inspirés par notre précédent travail et la connaissance des algorithmes de clustering, ils ont proposé une méthode de détermination du TOF basée sur la détection d'apparition de signal ultrasonique (USO) et la technique multiple-zero-crossing pour résoudre le problème cycle-saut causé par le changement de forme d'onde. Cette méthode catégorise le signal ultrasonique et le signal de bruit, et identifie la position approximative de l'USO. Une valeur de temps à partir des valeurs de temps de croisement zéro obtenues est sélectionnée comme TOF. Le principal avantage de la méthode proposée est la grande insensibilité au changement de forme d'onde, c'est-à-dire que l'effet du changement de caractéristiques d'amplitude sur la détection de TOF est négligeable. Des expériences numériques ont été effectuées pour évaluer le rendement de la méthode proposée et sa capacité antibruit. La validation expérimentale sur un

débitmètre à ultrasons liquides a montré que la méthode proposée est capable d'obtenir un TOF précis.

Johnson et al .[9] ont remarque que les industries de production de pétrole et de gaz utilisent de grands débitmètres à ultrasons (diamètre $> 0,8$ m) pour mesurer les gaz d'échappement gaz provenant des torchères, émissions des cheminées de fumée, débit de gaz naturel, etc. Étant donné que la plupart de ce débitmètre ont des compresseurs ayant une capacité de débit suffisante (>10 kg/s) pour étalonner les grands débitmètres, les étalonnages sont formé à l'aide de la méthode de purge où le débit est généré par la décharge des réservoirs à haute pression. Ce qui a conduit les auteurs a utilisé un réseau de venturis d'écoulement critique (VCC) dans une installation de purge pour étalonner un grand débitmètre à ultrasons à 8 voies ($D = 89,5$ cm). Les transitoires de débit associés au processus de purge a entraîné d'importantes variations spatiales et temporelles de la température qui ont dominé (40 % à 67 %) d'incertitude sur le budget. En effet l'analyse de l'incertitude tient compte des incertitudes transitoires et fournit des lignes directrices pour améliorer les étalonnages de purge des grands débitmètres.

I.3. debitmetres orifice

Pink et al [10] . ont mené ce un travail sur une méthode de conception des paliers à billes de gaz sous pression externe avec compensation d'orifice. Les procédures de conception comprennent une base pour la prévision de la rigidité, de la charge et du débit des roulements pour une gamme de configurations de roulements typiques, et permettent une procédure interactive permettant au concepteur d'interpréter visuellement les effets de divers changements de conception. Des indications sont données sur la géométrie des paliers pour maximiser la capacité de charge. Des recommandations sont également données pour permettre au concepteur de sélectionner le nombre d'orifices pour atteindre la capacité de charge prévue, ainsi que des conseils concernant la géométrie des poches pour minimiser la possibilité d'instabilités pneumatiques du marteau. Les effets sur les performances de

conception dus aux variations du jeu du roulement et du diamètre de l'orifice sont inclus et fournit une base pour la procédure de tolérance qui est propose.

He, et Zhao [11] . ont étudié des différents facteurs affectant l'efficacité du dissipateur d'énergie à orifice étudié sur la base d'une série d'analyses théoriques et numériques. les principaux facteurs étudié par l'analyse des dimensions ont été identifiés, y compris le nombre de Reynolds (Re), le rapport du diamètre de l'orifice par rapport au diamètre intérieur du tuyau (d/D), et le rapport entre les distances orifices du diamètre intérieur de la conduite (L/D). Ensuite, des simulations numériques ont été effectuées. avec un modèle de turbulence à deux équations $k - H$. Les résultats du calcul montrent ce qui suit : Les caractéristiques hydrauliques changent radicalement à mesure que le débit passe par l'orifice, avec augmentation de la vitesse et de l'énergie turbulente, et la diminution de la pression. L'énergie turbulente semble être basse au milieu et haute près du tuyau du mur. Pour la dissipation d'énergie et la configuration avec un seul orifice, lorsque Re est inférieur à 105, le coefficient de dissipation de l'énergie de l'orifice K augmente rapidement avec l'augmentation de Re . quand Re est plus grand que 105, K se stabilise progressivement. À mesure que D augmente, K et la longueur de la région de recirculation $L1$ montrent des modèles de variation similaires, qui varient inversement avec d/D . Les courbes de fonction peuvent être approchées comme des lignes droites. Pour la dissipation d'énergie est un modèle avec deux orifices, et en raison des différents flux entrants à différents ils ont remarque que, l'énergie du coefficient de dissipation du deuxième orifice ($K2$) est inférieur à celui du premier. Si L/D est inférieur que 5, la valeur K du modèle L/D , en fonction de la variation de $K2$, augmente avec l'espacement entre deux orifices L , et un orifice ne peut pas remplir sa fonction de dissipation d'énergie. Si L/D est supérieur à 5, $K2$ tend à être stable; ainsi, que la valeur K du modèle L/D se stabilise progressivement. Ensuite, le flux se développe complètement, et L n'a presque aucun impact sur la valeur de K .

Bordoloi et al [12] . ont analysé le mouvement des chutes déformables entraînées par gravité (numéro de liaison, Bo 0,8-11) à travers un orifice de confinement circulaire (rapport entre le diamètre de l'orifice et le diamètre de la chute, d/D) était étudié en utilisant l'imagerie

à haute vitesse. Ils 'agit d'un dispositif de gouttes d'eau / glycérine, entouré de silicone huile, en calcule sur la plaque de l'orifice après avoir atteint la vitesse terminale. Les effets de la mouillabilité en surface ont été étudiés pour les compteur orifices. Pour le boîtier à rebord rond, une mince pellicule d'huile liquide provenant du contact de la surface de l'orifice, de sorte que les résultats d'écoulement des gouttes sont indépendamment de la mouillabilité de la surface. Pour d/D 0.8, la limite entre la capture de chute et le relâchement dépend d'un numéro de liaison modifié relatif à l'échelle de temps gravitationnelle de chute à l'échelle de temps de tension de surface de l'orifice et est indépendant du rapport de viscosité. Pour les cas bordé, un contact est initié au bord de l'orifice immédiatement après l'impact, tel que la mouillabilité de la surface influence le résultat de chute. Lorsque la surface est hydrophobe, le mouvement de la ligne de contact à travers l'orifice améliore la pénétration du liquide de goutte, mais l'interface de sortie est fixée au bord de l'orifice, ce qui empêche la chute. Lorsque la surface est hydrophile, une fraction du liquide de goutte est toujours capturée parce que le liquide de goutte se répand sur les surfaces supérieures et inférieures de la plaque.

Mandal, Haraprasad, et al . [13].ont analysé le flux à traves un orifice capteur pour un liquide conducteur se compose d'un monté verticalement plaque d'orifice métallique dans une conduite horizontale en isolant le matériau et anneau métallique ou anneau de détection solidement mis à la terre et placé autour de la conduite à une petite distance de la plaque d'orifice où la capacité entre la plaque d'orifice et l'anneau de détection suit une relation linéaire avec le débit comme publié dans la littérature. Dans cet article, une autre étude sur l'effet de la position de l'anneau de détection sur la capacité du capteur a été effectué avec la modification du simple principe de capacité de plaque parallèle décrit dans le travail précédent par le principe de capacité de type disque réel. Il a été observé que pour toute position de l'anneau de détection près de la plaque de l'orifice, la capacité du capteur diminue linéairement avec l'augmentation du débit et suit la capacité modifiée principe de même que celui observé dans les travaux antérieurs. Il est également observé que la capacité du capteur de distance de l'anneau de detection produit augmente presque linéairement avec l'augmentation de l'anneau de détection distance. De l'étude expérimentale de l'orifice propose un type de capteurs de débit capacitifs installés sur deux conduites différentes, ladite

théorie modifiée du capteur semble être vérifiée dans le présent document où sont rapportés les résultats expérimentaux.

Durđević, Marko, et al [14]. ont observé l'efficacité énergétique devenant de plus en plus importante aujourd'hui en raison des ressources énergétiques limitées et de leur augmentation avec les prix et l'environnement, il est crucial d'avoir des données de mesure fiables des différents fluides en processus de production. En raison de sa simplicité, de son coût et de sa fiabilité, les débitmètres à orifice ont fait l'objet de nombreuses recherches. Le débitmètre à orifice simple (SHO) conventionnel présente de nombreux avantages, mais aussi des inconvénients tels que la baisse de pression si plus élevée, la récupération de pression plus lente, le coefficient de décharge si plus faible, etc. Certains de ces inconvénients peuvent être surmontés par un débitmètre à orifice multiple (MHO) tout en conservant les avantages des débitmètres SHO les débitmètre MHO avec les mêmes rapports β ont été testés expérimentalement et comparé. Les résultats ont montré que le coefficient de perte de pression baisse de pression mieux que le débitmètre MHO. Les données expérimentales indiquent que le débitmètre SHO est supérieur à l'orifice classique, mais des recherches plus poussées sont nécessaires pour que l'OHM puisse remplacer totalement le débitmètre SHO.

Fadaei, et al [15]. ont présenté, diverses méthodes de mesure d'écoulement multiphase. Ces techniques comprennent la mesure de la densité moyenne gaz-liquide par un débitmètre Coriolis et la détermination de la fraction du volume gazeux par le coefficient de décharge d'une plaque à orifice. L'application de débitmètres à orifice et de Coriolis a été étudiée pour la mesure du débit gaz-liquide. Le principe d'utilisation de ces instruments comme débitmètres monophasés, pour la mesure des études précédentes n'ont pas mis l'accent sur la garantie du débit en deux phases. Dans la deuxième partie, la fraction du volume de gaz a été prédite par un capteur souple. La variation du facteur du compteur Coriolis avec la fraction du volume de gaz et le nombre de Reynolds a été étudiée. De plus, des changements de chute de pression et de coefficient de décharge de l'orifice avec le nombre de Reynolds ont été étudiés. D'autre part un ensemble de 250 jeux de données ont été collectés pour développer un capteur souple à 2 et 3 couches de réseaux neuronaux optimisés par les algorithmes

génétique et Least Square Support Vector Machine. L'augmentation du nombre de Reynolds a entraîné une diminution du facteur de Coriolis. Parmi les diverses méthodes d'intelligence de calcul, le réseau neuronal à 3 couches était le meilleur, avec une erreur carrée moyenne et une erreur absolue moyenne en pourcentage de 0,91 % et 3 %, respectivement, et un temps de calcul de 0,0001 s..

Farsi, Mohammad, et al [16] . ont la mesure du débit avec une exigence essentielle pour surveiller et contrôler les mouvements de pétrole dans les conduit . et des installations. Cependant, la réalisation de mesures fiables et précises sur certains calculs peuvent être simplifiés en utilisant des techniques d'apprentissage automatique, un ensemble de données de 6292 enregistrements de données avec sept variables d'entrée relatives au débit de pétrole dans 40 conduit plus le installations de traitement dans le sud-ouest de l'Iran est évalué avec des modèles hybrides machine-learning-optimizer pour prédire un large éventail de débits d'huile (Q_o) à travers les compteurs de plaque à orifice. Distance-pondéré K-voisin le plus proche (DWKNN) et les algorithmes de perceptron multicouche (MLP) sont couplés à une colonie d'abeilles artificielles (ABC) et à un essaim de lucioles (FF)- optimiseurs de type. Le modèle ABC-DWKNN Plus MLP-FF à deux étapes a atteint la plus haute précision de prévision (racine erreurs carrées moyennes = 8,70 barils d'huile par jour) pour le débit d'huile à travers les plaques d'orifice, ce qui va éliminer la dépendance à des formules empiriques peu fiables dans de tels calculs de flux..

Chapitre II: Présentation du champ gazier GRN(Gaz Reggane Nord)

II. Introduction :

L'Algérie posséderait la troisième plus grande réserve de gaz de schiste au monde. Membre de l'OPEEC, le pays est aussi l'un des trois principaux producteurs de pétrole en Afrique. Cependant, le pays est tellement vaste et les conditions climatiques si extrêmes que la prospection et la production d'hydrocarbures constituent un véritable défi.

L'Algérie est un important exportateur de gaz vers l'Europe. Le pays approvisionne l'Espagne et l'Italie par des gazoducs qui traversent la Méditerranée, et d'autres pays européens par liquéfaction. Aux l'économie algérienne dépend en grande partie des immenses gisements de gaz et de pétrole dans le Sahara.

L'activité de Wintershall Dea en Algérie remonte à 2002. Lors du troisième cycle international d'attribution des licences, Wintershall Dea et ses partenaires ont obtenu deux blocs de la concession Reggane Nord dans le désert du Sahara.

II.1 Description du projet

Le projet du Groupement Reggane est situé dans le bassin de Reggane à environ 38 km au sud-ouest d'Alger où le climat est saharien.

Le groupement Reggane comprenant **Sonatrach Repsol, RWEdeaAG** et **Edison** contribue activement au développement de la région. Les installations de surface incluant un système de collecte de gaz reliant les puits à un CPF (usine de traitement de gaz), où les effluents des puits sont traités pour répondre aux spécifications de vente, le gaz est ensuite comprimé et exporté vers le gazoduc GR5 via un gazoduc de 75 Km de long.

Les installations de surface sont situées dans une région désertique, à proximité il y a une zone d'oasis avec quelques centres très peuplés dont le moyen de subsistance des habitants locaux dépend en grande partie des activités agricoles.

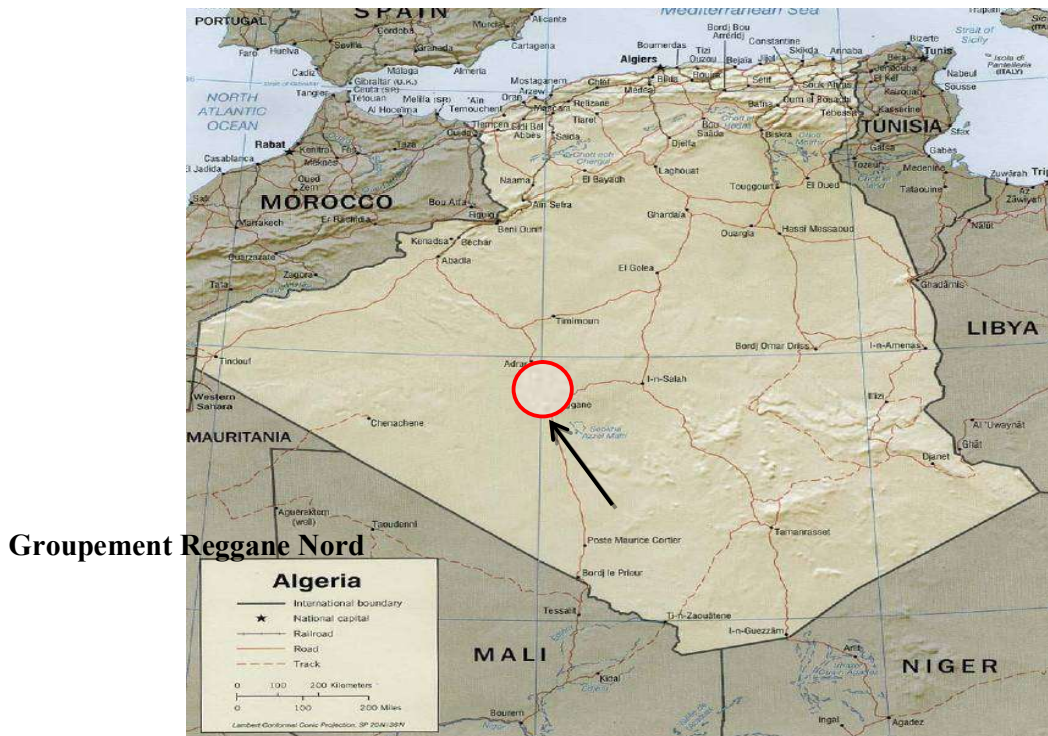


Figure II.1: Plan de localisation du groupe ment Reggane nord

II.2 Présentation du CPF

II.2.1 Description du CPF

L'unité de traitement de gaz est implantée au sud d'Adrar .Les travaux de construction ont débuté en 2015 sous le contrôle et la supervision de la compagnie Petrofac (U.E.A).

La construction du projet dont le CPF (CPF: Central Processing Facilities) a abouti suite à un contrat de partenariat entre le Groupe ment Reggane et PETROFAC. La partie engineering du projet a été confiée à PETROFAC, tandis que les travaux de construction ont été entrepris par l'entreprise sous-contractante LEAD.

II.2.2 Capacité du CPF

Le débit du gaz d'entrée au CPF doit être calculé en référence à:

- ✓ AGRU [Acid Gas Removal Unit = unité de désacidification].
- ✓ La consom

Chapitre II Présentation du champ gazier GRN(Gaz Reggane Nord)

- ✓ L'élimination de l'eau et la récupération des condensats.

La capacité sera déterminée en tenant compte des exigences du temps d'arrêt et d'entretien.

GSPA (Gas Supply and Purchase Agreement)	Sales Gas	BCm ³ /y	2.81
	Sales Gas	MMCM ³ /d	8.0
	Loss included(downtimes)	%	4.0
	Loss included (downtimes)	Day	14
	Day in operation (normal year)	Day	351

Tableau II.1: Capacité de gaz de vente

Les spécifications des produits issus de cette unité sont représentées sur le tableau suivant:

Produit	Spécification	Valeur
Gaz de vente	Pression	70.0 bar
	Température	60.0 °C
	Teneur en eau	< 50 ppmv
	Teneur H ₂ S	< 1.8mg/Cm ³
	Teneur CO ₂	< 2 % mol
Condensat	Pression de vapeur max	0.759 bar
	Teneur en eau	0.5 %Vol

Tableau II.2: Spécifications des produits

II.3 Description du process de l'unité CPF

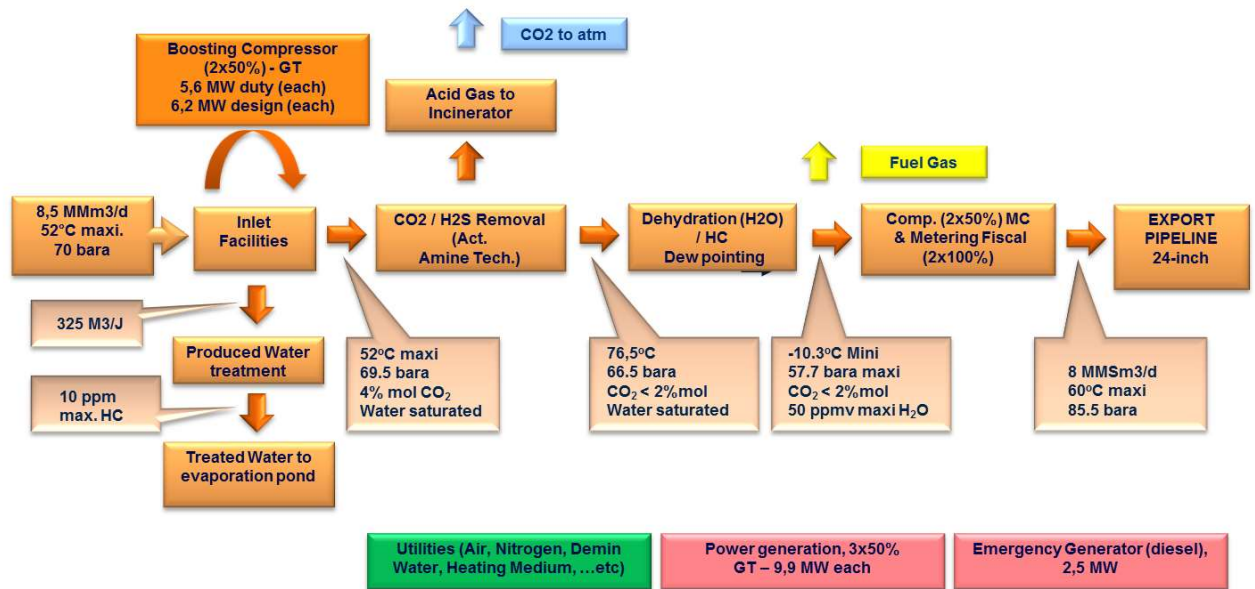


Figure II.2 : Schéma Simplifié du Process

II.3.1 Installations d'entrées

Au démarrage initial, toutes les trunk lines (RG / KL-KLS / AZSE) fonctionnent à haute pression (pour maintenir la pression d'arrivée du CPF à 70 bar). La charge d'alimentation à travers ces 3 lignes entre dans le collecteur HP au CPF.

Des récepteurs de racleurs permanents (13104-SP-0101/23104-SP- 0101/33104-SP-0101) sont prévus pour trunk lines individuelles. De même le collecteur LP est prévu pour raccorder trunk lines pendant le fonctionnement le LP (CPF pression d'arrivée de 31 bar). Des vannes d'isolation sont fournies pour brancher n'importe quelle trunk line soit sur le collecteur en fonction du profil de pression du champ.

Le gaz qui provient du collecteur HP, à une pression de 70 bar, entre dans une conduite de 18" vers le **slugcatcher HP (1411-V-101)**, qui a pour rôle d'éliminer une quantité de liquide (condensât et l'eau).

II.3.2 Section boosting

Les gaz provenant à une pression de 31 bar seront acheminés depuis le collecteur LP vers le slug catcher LP (1411-V-102) et ensuite vers le ballon d'aspiration (1460-V-101 A/B), le gaz sera comprimé dans les compresseurs (1460-K-101A/B), il va sortir à une pression de refoulement de 70 bar.

Ce gaz sera ensuite refroidi à une température de 50°C par des aéro-réfrigérants (1460-A-101 A/B), puis va être dirigé vers la ligne principale.

II.3.3 Unité d'élimination des gaz acides (décarbonatation)

Le gaz reçu des champs de puits devrait avoir un maximum de 5,3% en moles de CO₂ et 5 ppm d'H₂S, qui doit être traité pour répondre aux spécifications du gaz commercialisé.

Les gaz provenant des installations d'entrée (HP Slug Catcher / LP booster Compresseur à l'avenir) passent par le séparateur d'entrée (1412-V-101), pour éliminer les traces de liquide. Ils sont en outre traités pour coaliser des gouttelettes libres, d'une taille de 1µm, dans le coalesceur d'entrée (1412-V-102) et acheminés vers le contacteur (1412-T-101).

Conformément à l'étude de DBO EPC (Design, Build & Operate Engineering, Procurement & Construction) et s'appuyant sur les informations d'exploration, le gaz se révèle être exempt de contamination par le mercure. Cependant, l'installation de connexions est maintenue pour connecter une unité de démercurisation à l'avenir si la teneur en Hg augmente.

II.3.4 Section de Déshydratation

Le rôle de cette section est d'éliminer l'eau contenue dans le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates dans la zone cryogénique (turbo-expander) où la température atteint - 9°C.

La teneur en eau du gaz d'alimentation est à la saturation. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs contenant un lit de tamis moléculaires type 4 A° qui élimine et réduit la teneur en eau à moins de 50 ppm(v).

Deux filtres en aval des quatre sécheurs retiennent les éventuelles particules de poussière, d'une granulométrie de 0,3 µm, afin d'éviter les bouchages dans les instruments de

mesure et les équipements sensibles tel que la cold box 1414-E-201 ainsi que l'érosion de ces derniers.

Des hygromètres en ligne placés à la sortie de chaque sécheur servent à mesurer la teneur en eau du gaz séché en fonction du point de rosée.

Une partie de ce gaz déshydraté servira de gaz de régénération. En exploitation normale, deux sécheurs sont en phase de service en parallèle (adsorption) alors que le troisième et le quatrième sont en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).

II.3.5 Unité de contrôle du point de rosée des hydrocarbures

Le schéma de procédé se présente comme suit :

Le gaz entre dans l'échangeur gaz –gaz (1414-E-201) à une pression de 59.9 bar et une température de 59 °C ,pour un premier refroidissement à une température de - 1°C. Il Passe ensuite à travers le séparateur (1414-V-201) d'admission turbo expander, où la phase liquide séparée est envoyée vers l'unité de traitement de condensat, tandis que la phase gazeuse subissant une détente dans le turbo-expander (1414-X-201) à une pression finale de 53.2 bar est à une température de – 7 °C. Le liquide obtenu après la détente est séparé dans le séparateur (1414-V-202) de refoulement ou turbo expander.

Le gaz se dirige vers l'échangeur une autre fois pour céder ses frigories au gaz provenant de la section déshydratation et se réchauffe ainsi d'une température de -7 à 55 C°. Ce gaz résiduel est comprimé dans le compresseur (1414-K-201) du turbo expander avant d'être acheminé vers l'unité de compression d'export.

Le train fonctionne en mode Joule-Thomson pendant chaque arrêt et chaque démarrage, de même à 80% aussi longtemps que turbo–expander est indisponible.

Remarque : Il est à noter que lors de l'exploitation des puits moins riches (gaz), le dew point hydrocarbures dans le gaz à l'entrée du CPF sera selon les spécifications limites du gaz export.

Par conséquent il est prévu le by-pass de l'ensemble de l'unité dew-pointing durant ce scenario.

II.3.6 Unité de Recompression de Gaz de Vente

Le gaz traité quittant l'unité de dew pointing est recomprimé de telle sorte qu'il puisse être exporté vers le pipeline GR-5 se trouvant à 75 Kms au nord-est du CPF. Une fois le gaz traité au niveau des sections de désacidification, déshydratation et dewpointing, deux trains de Compresseurs d'Export (2 X 50%) (1419-K-101A / B) sont fournis afin d'augmenter la pression du gaz de vente pour pouvoir l'injecter à la pression au raccordement de GR-5 (71 bar). Chaque train est équipé d'un séparateur d'aspiration (1419-V-101A/B), et d'un aéro-réfrigérant (1419-A-101A/B).

II.3.7 Comptage de gaz de vente et analyse online

Les systèmes de mesure du gaz sont installés comme suit:

- ❖ **Export Fiscal Gas Metering System:** pour mesurer la quantité de gaz de vente. Il comprend les instruments suivants : débitmètres à ultrasons, transmetteurs de pression, transmetteurs de température, calculateurs de débit et ordinateur de supervision redondant.

Des chromatographes pour l'analyse de composition selon les spécifications imposées.

- ❖ **Buy Back en Back flow :** Il est prévu pour la pressurisation et le démarrage initial de l'usine, de même qu'il servira d'alimentation de secours pour le fuel gaz. Il sera installé en parallèle avec le système de comptage.
- ❖ **Operational metering system:** il est installé au niveau de point de connexion avec GR5 pour confirmer le débit de gaz, d'autre part il permettra la détection des fuites tout au long du pipeline à travers le système PLMS (Pipeline Leak Monitoring System).

II.3.8 Unité de traitement et stabilisation des condensats

Le condensat provenant du slug catcher et de tous les points de récupération à travers le CPF, doit être stabilisé et traité pour la compatibilité avec les spécifications d'utilisation et d'export. Le condensat stabilisé est utilisé comme combustible pour le four et l'incinérateur

dans le CPF. L'excès sera transporté par des camions à la raffinerie de Touat après le comptage fiscal.

II.3.9 Unité de traitement de l'eau produite

L'unité de traitement d'eau produite reçoit les effluents à partir des trois sources principales qui sont l'hydro cyclone du slug catcher HP, le séparateur d'entrée condensat & dessaleur, et le ballon de gaz de régénération. L'eau produite est traitée dans la section de déshuilage pour la débarrasser de toutes traces d'hydrocarbures. Ensuite l'eau produite sera rejetée au bassin d'évaporation en conformité avec les lois Algériennes en matière de préservation de l'environnement. Le décret exécutif 06-141 du 19-04-2006 a été promulgué afin de définir les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels.

II.4 Les utilités

II.4.1 Air

L'air produit par les compresseurs d'air à vis est séché à travers le package de séchage jusqu'à un point de rosée de -40°C à 9.5 bar. L'air sera utilisé :

- D'une part pour fournir l'air service (différents points utilités installés à travers le CPF pour nettoyage et soufflage)
- D'autre part l'air instrument servira de fluide moteur pour les vannes de sécurité et de contrôle de même pour le fonctionnement des instruments du CPF.

II.4.2 Azote

Pour des raisons de sécurité, les procédures imposent un inertage des capacités ou équipements avant chaque ouverture ou intervention avec feu (soudure, chalumeau...).

L'unité de production d'azote a été installée à cet effet pour production d'azote gazeux avec une pureté de 97% à une pression de fonctionnement de 6,5 bars.

II.4.3 Moyen de chauffage

Le système de chauffage utilise de l'eau chaude pour satisfaire le besoin du rebouilleur de régénération d'amine. Le système d'eau chaude sera chauffé par une combinaison d'unités de

récupération de chaleur résiduelle installée aux échappements des turbines à gaz et au niveau de l'incinérateur des gaz acides.

II.4.4 Unité de traitement de l'eau

L'eau brute provient des aquifères souterrains, elle sera destinée vers l'unité de traitement d'eau de service et dans des cas exceptionnels pour remplir les bacs d'eau anti-incendie. L'eau de service est utilisée pour le nettoyage, la consommation domestique et la lutte contre les incendies. L'eau déminéralisée est utilisée pour la dilution de l'amine ,l'unité de lavage du compresseur axial des turbines à gaz et pour le système de chauffage à l'eau.

II.4.5 Réseau torche

Le système de torche est constitué de deux torches

- ✓ Torche haute pression HP
- ✓ Torche basse pression LP

Nécessaires pour assurer la sécurité de l'installation et des équipements en cas de déclenchement par perte d'énergie électrique ou par sécurité du procès.

II.4.6 Fuel gaz

Le gaz combustible à haute pression HP provient de l'unité de déshydratation et il est fourni à $\cong 30$ bar. Ce gaz est utilisé principalement comme carburant pour les turbines à gaz et pour les futurs turbocompresseurs boosters LP.

Le gaz combustible à basse pression LP ($\cong 3.5$ bar) provient de la détente du gaz combustible à haute pression et d'une combinaison de gaz récupérés de différent équipement de séparation du CPF (Condensate Inlet Separator, Rich Amine Flash Drum, Condensate Stabilization Column et la section de traitement de l'eau produite).

Ce gaz est utilisé essentiellement pour le four et l'incinérateur et aussi comme gaz de balayage des torches et gaz pilote.

II.4.7 System d'injection des produits chimiques

Des unités d'injection de produits chimiques sont fournies pour toute l'installation de traitement du gaz.

Les principales substances chimiques suivantes sont stockées de manière adaptée :

- Amine.
- Inhibiteur de corrosion.
- Gasoil.
- Methanol.
- Lubrifiant.
- Anti-mousse.
- Anti-Scalant.
- OxygenScavenger.
- Biocide.
- Hypochlorite de Sodium.
- Demulsifier.
- Sodium Bisulfite.
- Soude Caustique.

Toutes les installations d'injection consistent en un bac de stockage fixe et une pompe doseuse à injection munie d'un système de sécurité.

II.4.8 Système d'alimentation en diesel

Le carburant diesel est utilisé pour les pompes d'eau anti-incendie et la pompe d'injection de mousse ainsi que pour le générateur diesel d'urgence.

La capacité du bac de stockage est de 48 m³. Le système est fourni avec un filtre coalescent et une pompe pour délivrer le carburant aux réservoirs des consommateurs individuels.

II.4.9 Système de Drainage

Le système de drainage du CPF comprend le drainage ouvert, le drainage fermé, un système de drainage d'amine dédié et un système de drainage Diesel pour collecter les drains de gasoil des différentes sources.

II.4.10 Bassins d'évaporation

Les bassins d'évaporation sont divisés en quatre cellules, trois principales et une commune.

Les sources d'eau potentielles sont identifiées pour l'élimination définie :

- L'eau produite traitée.
- L'eau de pluie.
- L'eau de service
- L'eau anti-incendie

II.4.11 salle de contrôle

La salle de contrôle du CPF est équipée d'un système de supervision et contrôle récent et sophistiqué appelé Distributed Process Control System (DPCS) de marque Honeywell Experion, composé des consoles I.C.S.S (Integrated Control and Safety System) assurant l'interface entre l'opérateur et les organes de régulation.

Il existe également un système de gestion d'arrêt d'urgence de l'unité appelé E.S.D (Emergency Shut Down) pour arrêter l'installation (arrêt total ou partiel) ou l'équipement en un état de sécurité.

Fire & Gas System sera indépendant d' ESD et DPCS, il alerte automatiquement de manière audible et visuelle toute situation d'incendie ou de fuite d'hydrocarbures.

II.4.12 Laboratoire

Le CPF est doté d'un laboratoire d'analyses afin de vérifier la conformité des produits au cours du processus de traitement pour s'assurer que les normes de qualité des produits finis sont respectées avant leur expédition ou livraison.

II.5 Moyens de prévention, de protection et d'intervention

II.5.1 Mesures de prévention et de protection prises contre les risques environnementaux

Les mesures préventives et de protection suivantes sont applicables à l'ensemble des installations du projet Reggane Nord (tête de puits, station de collecte, CPF et gazoduc d'export).

II.5.2 Mesures de prévention et de protection prises contre le risque de foudre

Conformément à la réglementation algérienne, les installations de Reggane seront équipées d'un système de protection contre la foudre. Le risque de foudre a été identifié lors de l'analyse des risques dans une étude spécifique et remédié par l'installation des mises à la terre. Cette étude présente les mesures de prévention et de protection qui seront intégrées dans le modèle d'ingénierie de détail qui sera réalisé durant la phase de construction du projet.

II.5.3 Mesures de prévention contre les effets domino:

Les distances minimales acceptables et requises entre les unités de procédés, les équipements dans chaque unité, les bâtiments, les bureaux, les routes, les zones de stockage, les abris des compresseurs, les clôtures, les torches, etc. sont établies à partir des requis définis dans le document de GRN PS-1410-1155-300-E intitulé « Plot Plan Philosophie». Ces exigences seront revues suite aux résultats de la modélisation des conséquences d'un accident majeur.

D'autre part, la salle de contrôle et les bâtiments normalement occupés sont localisés dans les zones non dangereuses du site.

II.5.4 Mesures de prévention contre les risques d'ignition

Tous les équipements localisés en zone ATEX seront conforme à la Directive ATEX 95 (94/9/EC) et au standard international IEC 60079. Ces équipements devront être conformes aux caractéristiques minimales suivantes :

- Groupe de gaz IIA.
- Température Maximale de Surface : T3 soit 200°C.

Les équipements fixes seront raccordés à la terre et les précautions seront prises pour éviter la formation d'électricité statique. Les appareils électriques utilisés en zone ATEX seront certifiés par un organisme international reconnu.

II.5.5 Mesures de prévention d'une perte de confinement

Toutes les installations de Reggane y compris les utilités seront suivies en salle de contrôle et seront protégées par un système de protection instrumenté à deux niveaux en fonction de la gravité de la situation :

- ❖ Le premier niveau est constitué des capteurs de contrôle qui retransmettent les informations au système de contrôle et de sécurité (DPCS) qui donne l'alarme en

- ❖ salle de contrôle en cas de déviation importante des paramètres par rapport à leur valeur de consigne.
- ❖ Le second niveau est constitué par une boucle instrumentée indépendante de la première et connectée au système d'arrêt d'urgence (ESD) du CPF qui déclenche des actions dans certaines conditions dangereuses comme configurées dans le diagramme logique de l'ESD.

II.5.6 Mesures de protection contre les surpressions

Toutes les installations de Reggane sont conçues pour minimiser la probabilité d'occurrence d'une surpression. Cependant, des mesures de protection sont prévues pour minimiser les effets d'une surpression dans les installations :

- Soupapes de sécurité connectées à la torche.
- Système de dépressurisation pour décharger l'excès de pression et réduire ainsi le stress mécanique des équipements sous le feu.

Chapitre III : Etude Théorique Sur le Comptage

III. Introduction

les différents segments de l'activité pétrolière ou gazière sont : l'exploration ravagé production transport , le stockage, le raffinage et la distribution aux différents types de consommateurs. Ce secteur mérite un examen particulier. Rien n'est sans doute plus vital pour le bon fonctionnement de ce secteur que ses opérations de comptage transactionnel. Tout produit gaspillé ou non comptabilisé a des répercussions financières. Pire encore, toute fuite de vapeur ou de liquide peut entraîner des émissions dangereuses. Les usines ont besoin d'une application de comptage parfaitement fiable et extrêmement précise. Elles doivent aussi avoir constamment l'assurance que leurs appareils de mesure fonctionnent correctement et avec précision entre deux étalonnages, pour éviter les incidents et les problèmes de non-conformité à la réglementation.[17]

III.1.Définition du comptage

des débitmètres sont des instruments destinés à contrôler, mesurer ou enregistrer les taux de débit, le volume ou la masse des liquides ou des gaz. Ils sont aussi connu sous les noms suivants : indicateurs de débit, détecteurs de débit ou compteurs de liquides. Ces appareils permettent de surveiller précisément et/ou de contrôler ce qui circule dans un tuyau ou une canalisation, que ce soit de l'eau, de l'air, de la vapeur, du pétrole, des gaz et autres liquides. Les débitmètres adaptés à des applications spécifiques permettent aux gestionnaires d'installations, entrepreneurs en systèmes de contrôle, ingénieurs consultants et autres parties prenantes de :

- ❖ Comprendre et contrôler les débits
- ❖ Identifier les problèmes et améliorer l'efficacité des systèmes
- ❖ Remédier aux problèmes d'équipement au gaspillage

Avoir accès à ces données précises, fiables et à jour et pouvoir contrôler le débit est essentiel pour garantir la qualité des produits, une sécurité accrue de fonctionnement, un contrôle des coûts et la conformité réglementaire des opérations :

II.2.But et objectif du comptage

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

III.2.1. Domaine commercial (transactionnel)

C'est la base des contrats d'achat, de vente et de transport des applications. il est Sources de statistiques et de prévisions. Besoin de mesurer Strict et précis comme recommandé par les règles établies par les services suivants mesure, et doit obligatoirement considérer les conditions sur l'erreur maximale tolérée Règlement par transaction

III.2.2. Domaine technique

Il fournit les principales informations nécessaires à l'utilisation rationnelle des ressources naturelles. Mise en place du réseau de transport et de distribution et équilibre (répartition des flux) conduits , gestion des stocks, prévision de consommation, recherche de réseau, etc.)

III.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 générale me 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 ».

III.4. Différents types de dispositifs de comptage

En général, les principes de mesure peuvent être classés en (07) catégories :

III.4.1. Débitmètre à orifice

Un fluide s'écoulant à travers d'un orifice de restriction voit sa pression chuter d'une valeur proportionnelle au carré du débit. Ce phénomène est mis à profit pour mesurer un débit. Si les caractéristiques du fluide et de l'orifice sont parfaitement connus, la perte de pression mesurée de part et d'autre de l'orifice permet d'en déduire le débit du fluide. C'est la très classique mesure de débit par plaque à orifice.

Le liquide est progressivement accéléré au voisinage de la restriction. Sa vitesse atteint son maximum en aval de la restriction, puis revient progressivement à sa valeur normale plus loin en aval. Des zones de turbulence avec formation de tourbillons se produisent en amont et surtout en aval de la restriction.

Parallèlement à l'augmentation de vitesse, la pression diminue localement en accord avec la relation de Bernoulli, puis augmente progressivement lorsque la vitesse retrouve sa valeur normale. Les frottements occasionnés par cette accélération génèrent une perte de pression permanente, de valeur nettement plus faible que la variation de pression observée au voisinage de la restriction.

La mesure de débit utilise la variation de pression due à l'accélération au voisinage de la restriction. Celle-ci dépend de la distance entre les prises de mesure et la plaque. Trois types de mesures sont normalisés :

- ❖ mesure au droit de la plaque (0/0)
- ❖ mesure à D en amont et $D/2$ en aval (D : diamètre de la tuyauterie)

❖ mesure à 1 pouce (25,4mm) en amont et 1 pouce en aval
(25/25) .[18]

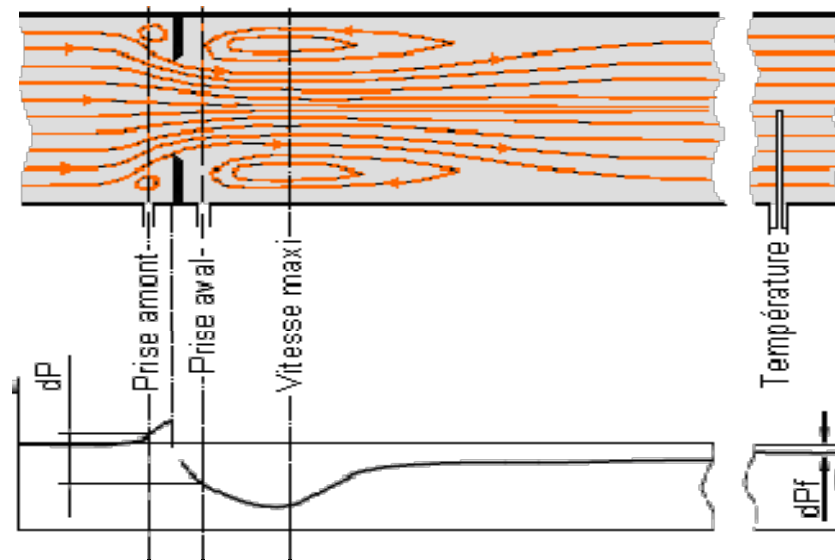


Figure III.1 : débitmètre orifice

A. Débit massique au travers d'un orifice:

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

B. Débit volumique(m3/h)

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

avec:

- C : coefficient de recharge
- ε : coefficient de détente du gaz (=1 pour un liquide)
- $\beta = d/D$

- d : diamètre de l'orifice (m)
- D : diamètre de la tuyauterie (m)
- ΔP : différence de pression (Pa)
- ρ : masse volumique du fluide en amont (kg/m³)

Le débit passant au travers de l'orifice est relié à la perte de pression mesurée par une relation faisant appel à un coefficient de décharge du fluide

C. Perte de charge par frottement:

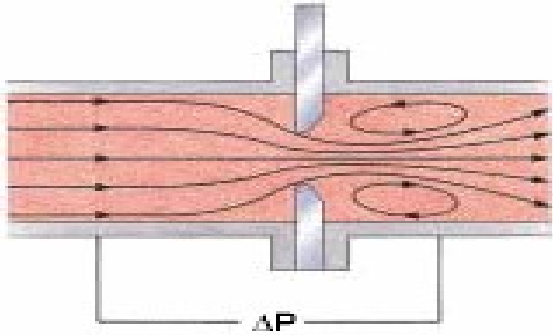
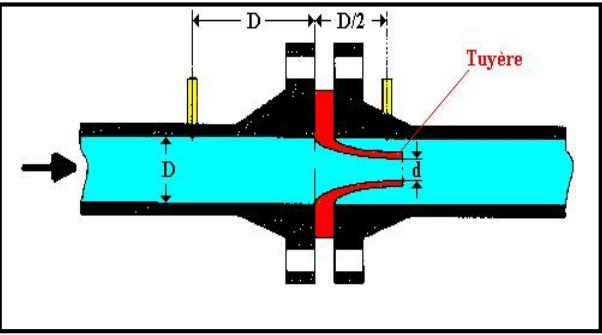
$$\Delta H = K \frac{U^2}{2g} \quad (\text{III.3})$$

$$K = \left[\frac{\sqrt{1 - \beta^4 (1 - C^2)}}{C \cdot \beta^2} - 1 \right]^2 \quad (\text{III.4})$$

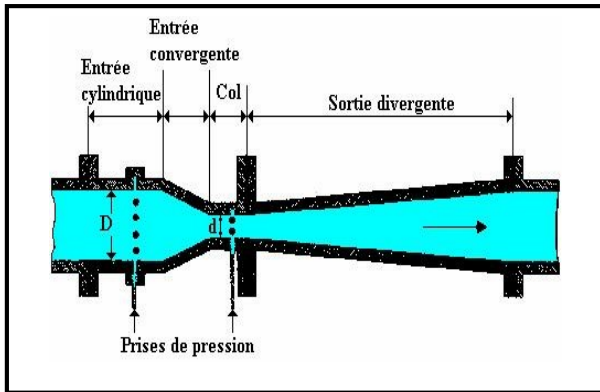
- avec:
- C : coefficient de discharge
- $\beta = d/D$
- g : accélération due à la pesanteur (m/sec²)
- d : diamètre de l'orifice (m)
- D : diamètre de la tuyauterie (m)
- ΔH : différence de pression (Pa)
- U : vitesse du fluide dans la tuyauterie (m/sec)

La perte de charge par frottement occasionnée par l'orifice est:

D. Principaux organes déprimogènes

Type Dorgan	Principales caractéristiques
<p>Plaques à orifice</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Peu coûteux ➤ Facile à installer ➤ Sans élément mobile ➤ Normalisé (ISO 5167-2) ➤ Sans étalonnage ➤ Plage de mesure étroite (4:1) ➤ Perte de charge résiduelle élevée (40 à 90% de la ΔP de mesure) ➤ Sensible à l'érosion <p>Contraintes d'installation (longueurs droites ou stabilisateur)</p>
<p>Tuyère</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sans élément mobile ➤ Normalisé (ISO 5167-3) ➤ Sans étalonnage ➤ Moins sensible à l'érosion qu'une plaque à orifice ➤ La perte de charge peut être réduite par un divergent en sortie ➤ Plus coûteux qu'une plaque à orifice <p>Plage de mesure étroite (4:1)</p>

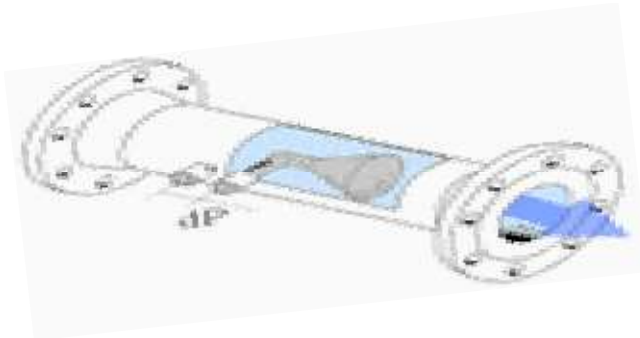
Venturi



- Sans élément mobile
- Normalisé (ISO 5167-4)
- Sans étalonnage
- Moins sensible à l'érosion et aux conditions d'installation qu'une plaque à orifice
- Perte de charge résiduelle de 10% de la ΔP de mesure
- Plus coûteux qu'une plaque à orifice

Plage de mesure étroite

Cone



- Compatible avec un gaz humide
- Peu de contrainte d'installation (longueurs droites: 3D en amont, 1D en aval)
- Grande plage de mesure (10:1)
- Utilisable sur de fortes sections (3000mm)
- Normalisé pour diamètres de tuyauteries <500mm (ISO 5167-5)

Non normalisé pour diamètres >500mm

III.4.2. Norme ISO 5167

La norme ISO 5167, divisée en quatre sections, spécifie la géométrie et la méthode d'application, ainsi que les conditions d'installation et de fonctionnement des débitmètres à pression différentielle lorsqu'ils sont installés dans un conduit à passage intégral pour déterminer le débit de fluide. Elle vous donne également les données dont vous aurez besoin pour déterminer combien d'argent vous devez et l'incertitude qui l'accompagne.. Cette norme comprend quatre parties :

- a) ISO 5167-1 : elle donne les termes généraux, les définitions, les symboles, les principes et les exigences, ainsi que les méthodes de mesure et d'incertitude
- b) ISO 5167-2 : spécifie pour les plaques à orifices ;
- c) ISO 5167-3 : spécifie pour les Tuyère ISA 1932, les Tuyère à grand rayon et les Tuyère à Venturi, qui diffèrent par la forme et la position des prises de pression.
- d) ISO 5167-4 : spécifie pour les tubes de Venturi .

A cette norme, il faut associer les norme ISO 5168 et l'AGA-3 – Orifice metering of natural gas and other related hydrocarboné fluides qui traitent le calcul d'erreur et d'incertitude sur les mesures du débit effectuées [19], [20]. [21]

La norme ISO 5167 s'applique uniquement aux appareils à pression différentielle dans lesquels le débit reste subsonique dans la partie de mesure et le fluide peut être considéré comme monophasique.

III.4.2 .Débitmètre à ultrason

Le débitmètre à ultrasons utilisent, comme son nom l'indique, les ultrasons pour mesurer le débit d'un fluide. Les débitmètres à effet Doppler envoient des ondes ultrasonores dans le fluide. Ces ondes sont réfléchies par des particules et des bulles présentes dans le fluide. La variation de fréquence entre l'onde transmise et celle reçue peut être utilisée pour mesurer la vitesse des particules et donc du fluide. Les débitmètres par mesure de différence des temps de transit mesurent le temps de parcours des ondes sonars dans les Fluides siuai différentes méthodes sont possibles [22]

- A. Débitmètre à effet Doppler** : l'effet Doppler consiste à analyser la fréquence de l'ultrason qui est « réfléchi » par une particule du fluide. La variation de fréquence est une image de la vitesse de la particule, et donc du fluide. . [23]
- B. Débitmètre par mesure de différence des temps de transit** : on mesure le temps de parcours de l'onde ultrasonore d'amont/aval à aval/amont. Cette différence de temps est en fait l'image de la vitesse moyenne du fluide. [23]
- C. Débitmètre à effet Doppler** : l'effet Doppler consiste à analyser la fréquence de l'ultrason qui est « réfléchi » par une particule du fluide. La variation de fréquence est une image de la vitesse de la particule, et donc du fluide. . [23]
- D. Débitmètre par mesure de différence des temps de transit** : on mesure le temps de parcours de l'onde ultrasonore d'amont/aval à aval/amont. Cette différence de temps est en fait l'image de la vitesse moyenne du fluide. [23]

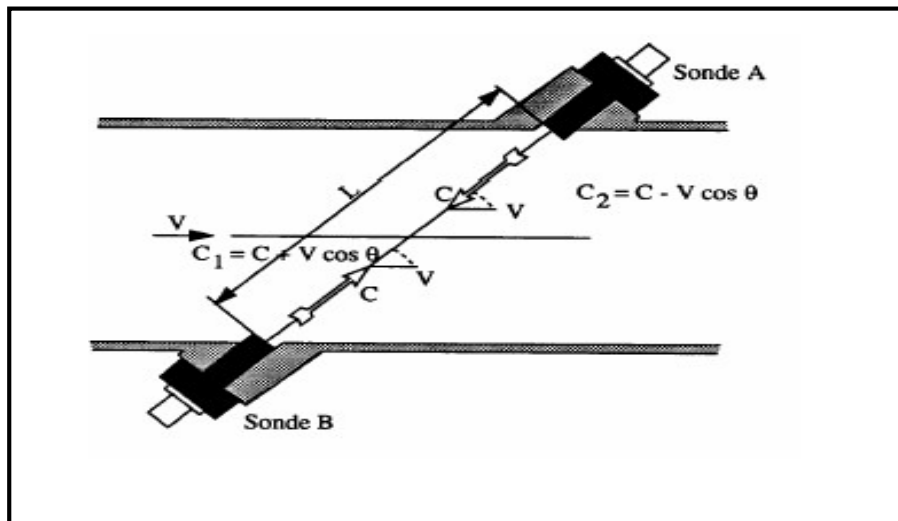


Figure III.2: débitmètre à ultrason.

$$T_{AB} = \frac{L}{C + V \cos \varphi} \quad (\text{III.5})$$

$$T_{BA} = \frac{L}{C - V \cos \varphi} \quad (\text{III.5})$$

La vitesse du gaz est déduite à partir de la formule (III.4) et (III.5) en tant que:

$$V = \frac{L}{2 \cdot \cos \varphi} \left(\frac{1}{T_{AB}} - \frac{1}{T_{BA}} \right) \quad (\text{III.6})$$

C: vitesse de propagation du son dans le fluide;(m/s)

V : vitesse du fluide;(m/s)

L : distance entre émetteur et récepteur (m)

II.4.2.1 Coefficient hydraulique(Kh)

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

Lorsque la corde est placé edams un plan diamétral (fig. III.20) et que le profil de vitesses est pleinement développé, le passage de V_{us} à \bar{V} 12 est réalisé à l'aide d'un coefficient K_H appelé coefficient hydraulique, défini par la relation ci-dessous

$$K_H = \frac{V_{us}}{\bar{V}} \quad (\text{III.7})$$

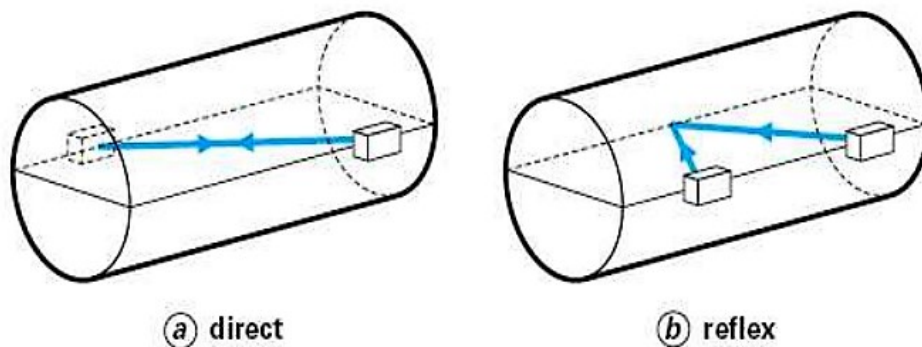


Fig. III.3 : Emplacement de sondes [31]

A. Coefficient hydraulique K_h dans le cas d'un écoulement laminaire

On a coutume d'appeler coefficient hydraulique K_H le rapport de la vitesse mesurée V_{us} à la vitesse moyenne vraie obtenue en intégrant le profil de vitesse dans toute la section de mesure.

La connaissance de l'expression mathématique du profil de vitesse permet le calcul de ce coefficient. En régime laminaire:

$$V(y) = V_0 \left(1 - \frac{y^2}{R^2} \right) \quad (\text{III.7})$$

Où:

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

R : rayon de la conduite .(mm)

V : vitesse moyenne par rapport à la section. (m/s)

$$K_H = 1.33$$

B. Calcul du coefficient K_h en régime turbulent.

En régime turbulent , ce coefficient est une fonction du nombre de Reynolds:

$$V(y) = V_0 \left(1 - \frac{y}{R} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.8})$$

Ou: $\frac{1}{n} = 0.25 - 0.023$

R : nombre de Reynolds

$$K_H = \frac{\frac{n}{n+1} V_0}{\frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} V_0} = \frac{2n+1}{2n} \quad (\text{III.9})$$

$$K_h = 1.11$$

La formule qui permet le calcul du débit volumique :

$$Q = \frac{\pi \phi^2}{4} \cdot \frac{L^2}{2d} \cdot \frac{\Delta T}{T_{AB} \cdot T_{BA}} \cdot \frac{1}{K_H} \quad (\text{III.10})$$

Avec:

ϕ : diamètre intérieur de la conduite

III.4.2.2. Norme ISO 17089

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

Partie1: Compteurs pour transactions commerciales et allocations ;
Partie2: Compteurs pour les applications industrielles.

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

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

Il spécifie la construction, les performances, l'étalonnage et les caractéristiques de sortie des compteurs à ultrasons pour la mesure du débit de gaz et traite les conditions d'installation. c) L'ISO 17089-2 est dédiée aux compteurs pour les applications de gaz industriels, tels que les services publics (l'air, les gaz d'hydrocarbures et la vapeur) ainsi que les gaz de torche et mesure de ventilation [24]

III.4.3. Débitmètre à effet CORIOLIS

Nommé ainsi parce qu'exploitant un principe découvert au 19^{ème} siècle par Gustave Gaspard Coriolis: L'accélération de tout corps se déplaçant à vitesse constante par rapport à la surface de la terre, est déviée vers la droite dans l'hémisphère nord et vers la gauche dans l'hémisphère sud.

Le fluide s'écoule dans un tube en U soumis à une vibration. L'amplitude et la fréquence de ces vibrations varient d'un constructeur à l'autre mais sont de l'ordre de 3mm et 75 - 100 Hz.

Sous l'effet du débit, le tube subit une déformation détectée par des capteurs de position.

Le signal détecté est proportionnel au débit massique. Ce que permet aussi de mesurer la masse volumique du fluide. [18]

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. [25]

$$\Delta T = K C_p Q_m \quad (II.11)$$

Où :

ΔT : Différence de température mesurée entre les deux sondes(oc) .

C_p : Chaleur spécifique du gaz .m(J/soc)

Q_m : Débit massique traversant le débitmètre(m³/s).

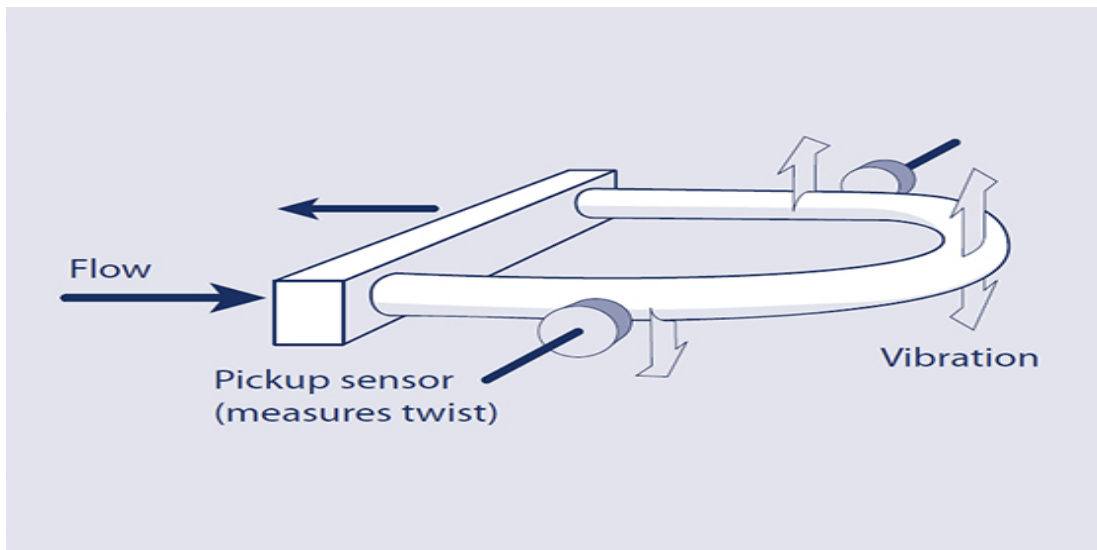


Figure II.4: Débitmètre à effet Coriolis.

A. 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. [25]

III.4.4 Débitmètre à turbine

Une hélice est placée dans le flux liquide à mesurer. Le mouvement du fluide provoque sa mise en rotation à une vitesse allant de 2000 à 10000 t/mn. Le nombre de tours fait par l'hélice est proportionnel au volume de liquide écoulé, la vitesse de rotation est donc proportionnelle au débit. Lors des changements de régime, la variation de vitesse de rotation de la turbine n'est pas instantanée aussi :

- un sous comptage sera observé lors des augmentations de débit
- un sur comptage sera observé lors des diminutions de débit

L'erreur sur comptage est plus important que celle de sous comptage. Les erreurs ne se compensent donc pas. Cette technique convient mieux si le régime de fonctionnement est stable. [18]

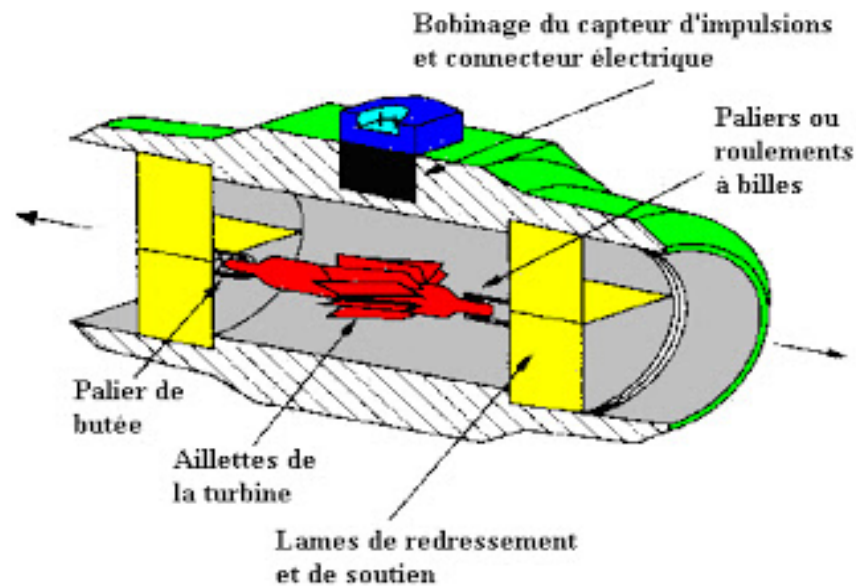


Figure III.5: Débitmètre à turbine .

❖ *Avantages:*

Pour des liquides de faible viscosité, la précision atteinte est de 0,2%. Peut être utilisé pour un comptage commercial.

Il est aussi utilisable à pression et température élevée. [18]

❖ *Contraintes:*

Nécessite une longueur droite minimum en amont de la turbine pour limiter l'effet des turbulences.

La proportionnalité de la vitesse de rotation n'est pas garantie à faible débit. elle dépend en grande partie de la qualité et de l'état des composants mécaniques.[18]

III.4.5 Débitmètre à effet Vortex

les débitmètres à effet vortex sont dotés de la plus petite entretoise de l'industrie, ce qui leur permet d'atteindre de hauts niveaux de sensibilité et un degré de performance supérieur. Ils servent à mesurer la vapeur, ainsi que différents types de gaz et de liquides.

La fréquence de génération des tourbillons est directement proportionnelle à la vitesse du fluide en amont de l'obstacle pour des nombres de Reynolds compris entre 103 et 105 selon la relation suivante (De Stouhal et Karman) . [23]

$$F = \frac{vS}{b} \quad (\text{III.12})$$

Où: :

S:Nombre de Strouhal ;

V:Vitessedel'écoulement;(m/s)

b: Largeur de l'obstacle.(m)

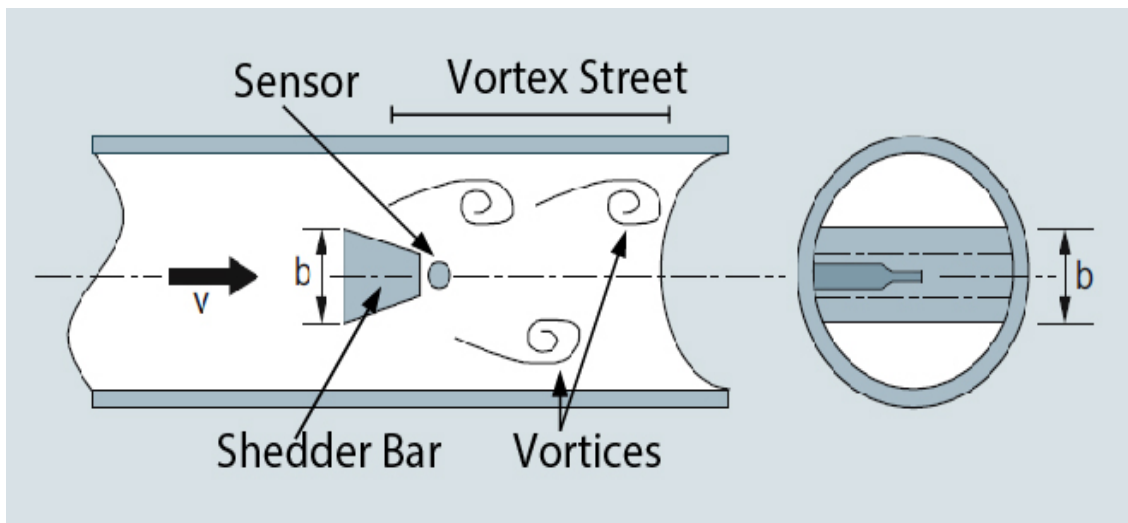


Figure III.6: Débitmètre à effet vortex.

III.4.6. Débitmètre massique thermique

Comme son nom l'indique, le principe de fonctionnement d'un débitmètre thermique repose sur le réchauffement d'un fluide pour mesurer son débit. Les débitmètres

thermiques fonctionnent généralement de deux façons. Le premier type mesure la puissance thermique nécessaire pour maintenir un différentiel de température constant au travers d'un élément réchauffé. Lors de l'écoulement du fluide, les particules entrent en contact avec l'élément et dissipent ou emportent avec elles la chaleur. L'augmentation du débit signifie plus de puissance thermique pour maintenir l'élément à une température fixe. Cette exigence en puissance thermique est donc proportionnelle au débit massique.

Le second type de débitmètre thermique consiste à mesurer la température en deux points de chaque côté d'un élément ou «câble chaud». Lorsque le fluide s'écoule sur l'élément, il transporte la chaleur en aval, augmentant ainsi la température du capteur de température en aval et réduisant par conséquent la température du capteur en amont. Le changement de température est étroitement lié au débit massique du fluide. [22]

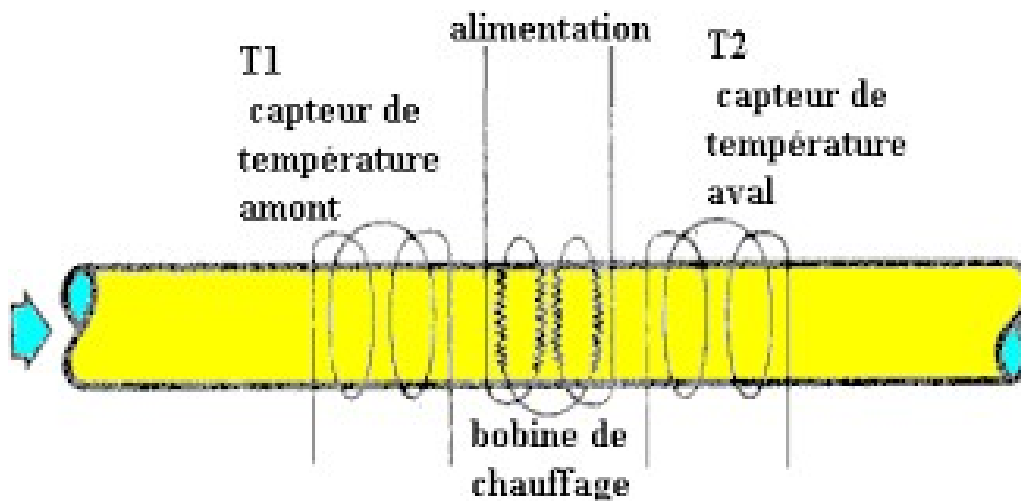


Figure III.7 : Débitmètre massique thermique [23]

III.4.7. Débitmètre électromagnétique

Il est basé sur la loi d'induction de Faraday selon laquelle un élément conducteur se déplaçant dans un champ magnétique, génère une tension proportionnelle à sa vitesse de translation.

Cette tension, générée dans le fluide mesuré, est captée par deux électrodes perpendiculaires et diamétralement opposées au flux du champ magnétique et au sens d'écoulement du fluide

Le fluide doit avoir une conductivité minimum de $5\mu\text{S}/\text{cm}$. La tension mesurée est proportionnelle au débit volumique et à l'intensité du champ magnétique. [2]

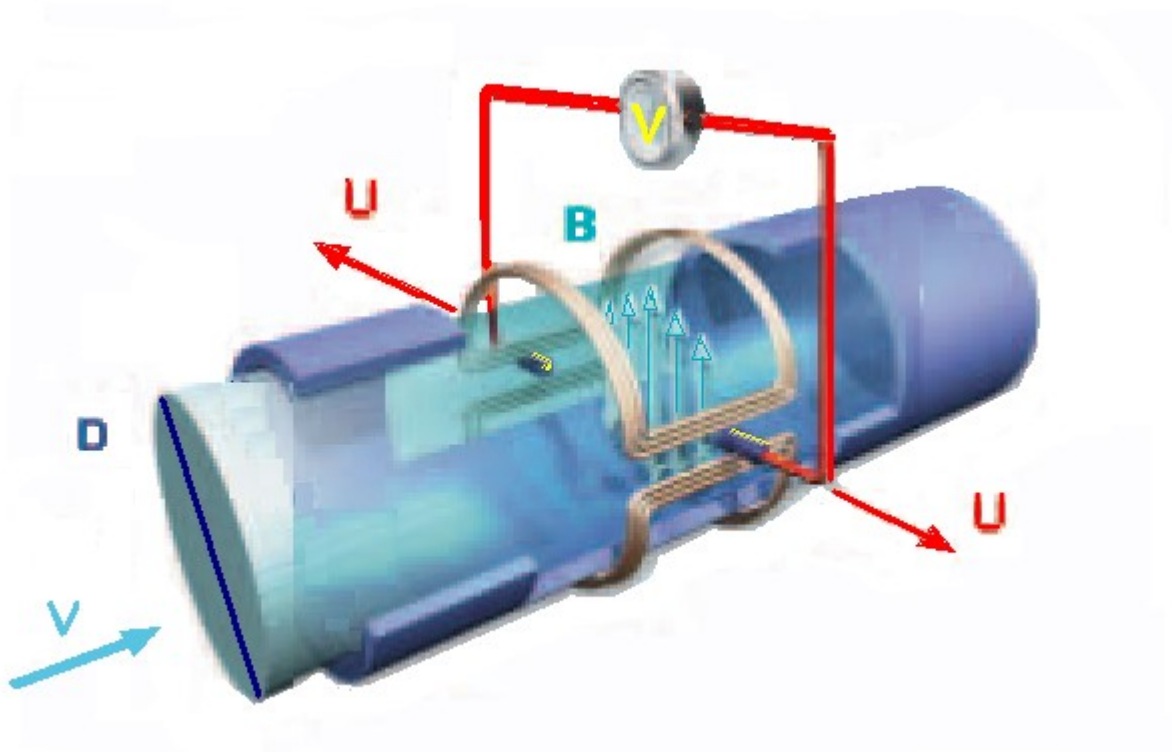


Figure III.8: débitmètre électromagnétique [26]

On se basant sur la loi de Faraday:

$$U = k B D v \Rightarrow Q_m = r \cdot v \cdot S \quad (\text{III.13})$$

Tel que :

v = la vitesse du fluide (m/s),

D = la distance entre les bornes (typiquement le diamètre de la conduite) (mètres),

B = est le champ magnétique (Teslas),

k = une constante d'ajustement expérimentale. 1 (métrique*)

U = volts

❖ **Domaine d'utilisation** : liquide visqueux, pâteux, chargés d'impuretés, abrasifs ou très corrosifs à condition qu'ils soient conducteurs de l'électricité (ce qui n'est pas le cas des hydrocarbures)

❖ **Diamètre de canalisations** : 3 mm à 3 m

❖ **Donne précision de l'ordre** de 1 % (limitée pour les faibles vitesses d'écoulement)

❖ Mesure ne dépendant pas des caractéristiques physique du liquide (viscosité, densité, granulométrie) et possible à haute température (450 °C) et haute pression (1000 Bars)

III.5. Caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel

Connaitre précisément la masse volumique d'un gaz est important pour calculer le débit passant dans une tuyauterie, une vanne, une soupape, et pour tous les échanges commerciaux. Les équipements de mesure de débit ont besoin de cette information pour traduire en masse les indications relevées. Les gaz sont des fluides compressibles. C'est ce qui les différencie des liquides. Le volume qu'ils occupent dépend de nombreux facteurs, La détermination de cette composition ou facteurs se fait par une analyse chromatographique, basée sur la séparation des constituants d'un mélange. détermination des caractéristiques du gaz de GRN à partir de tableau suivant :

Constituant	Formule	Masse moléculaire	Masse vol liquide kg/m ³ 101.325 kPa, 15°C.	Point d'ébullition °C Sous 101.235kPa (abs)	Constantes critiques			Facteur de compressibilité Z 101.325 Kpa (abs), 15°C	Chaleur spécifique 101.325 Kpa (abs), 15C		Pouvoir calorifique		
					Pression KPa (abs)	Température °K	Volume massique m ³ /kg		Gaz parfait	Liquide	inférieur		supérieur
											MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 K,pa 15C	MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 K,pa 15C	MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 K,pa 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 du gaz de GRN

III.5.1. Masse molaire moyenne d'un gaz

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

$$M_{moy} = \sum Y_i.M_i \tag{III.14}$$

Où:

- Y_i : Fraction molaire du composant « i » du gaz naturel en [%] ;
- M_i : Masse molaire du composant « i » du gaz naturel en [g/mol].

II.5.1. Densité d'un gaz

La densité est le rapport entre la densité du gaz et la densité de l'air.

Dans les mêmes conditions de pression et de température, la densité et les grandeurs sans dimension et leurs valeurs sont exprimées sans unités de mesure:

$$d = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}} \quad (\text{III.15})$$

Pour un gaz parfait :

$$d = \frac{M_m}{M_{air}} \quad (\text{III.16})$$

Pour un gaz réel :

$$d = \frac{M_m Z_{air}}{M_{air} Z_{gaz}} \quad (\text{III.17})$$

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.5.1. Masse volumique des gaz

La masse volumique d'un gaz est tirée de l'équation d'état. Elle ne dépend que de la masse molaire de la substance et des pressions et températures. en fonction des variables d'état (P, T):

$$\rho = \frac{nM}{V} = \frac{PM}{zRT} \quad (\text{III.18})$$

La compression ou la détente d'un gaz sans échange de chaleur, ne se produit pas à température constante. Le gaz comprimé s'échauffera, tandis que le gaz détendu se refroidira. La variation de température contribue également à la variation de pression

En l'absence de pertes ou de frottements (transformation isentropique), la pression du gaz suit la loi de Laplace: $PV^\gamma = \text{constant}$. [27]

Au cours d'une transformation isentropique:

$$\rho = \rho_0 \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\frac{1}{\gamma}} \quad (\text{III.19})$$

avec:

ρ : Masse volumique du gaz

z : Coefficient de compressibilité

M : Masse molaire de la substance

P : Pression absolue du gaz

T : Température absolue du gaz (K)

R : Constante des gaz parfaits

γ : C_p/C_v

III.5.2.Coefficient de compressibilité (z)

Sa valeur n'est pas une constante d'un gaz, elle dépend également des conditions opératoires (température et pression). Aussi il doit être déterminé pour chaque étape d'un processus.

De nombreux scientifiques ont cherché une relation permettant de calculer précisément ce facteur, donnant naissance à de nombreuses variantes de l'équation d'état d'un gaz.

Si la valeur de z est égale à 1, le gaz est dit suivre la loi des gaz parfaits et l'équation d'état devient simplement $PV = nRT$. C'est le cas de la plupart des gaz considérés à des températures et pressions proches des conditions normales.

Si la valeur de z diffère de 1, le gaz est dit suivre la loi des gaz réels. Il devient nécessaire de déterminer z pour tout calcul volumique du gaz.

Le facteur de compressibilité est défini par la relation suivante :

$$Z = \frac{PV}{TR} = \frac{PM}{\rho RT} \quad (\text{III.20})$$

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 des graphes et abaques 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. La pression pseudo-réduite ou pression réduite est calculée de la manière suivante :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_C} \quad (\text{III.21})$$

P : Pression du gaz ;

P_c : Pression critique du gaz.

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

$$P_C = \sum Y_i P_{Ci} \quad (\text{III.22})$$

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:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_C} \quad (\text{III-23})$$

Où :

T : Température du gaz :

T_c : Température critique du gaz.

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

$$T_C = \sum Y_i T_{Ci} \quad (\text{III.24})$$

Où :

Y_i : fraction molaire di composant « i » ;

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

III.5.4. Viscosité du gaz

La viscosité est une mesure de la capacité d'un liquide à s'écouler et à quel point, il résiste à la pression qui le force à bouger et à couler. Plus la viscosité d'un liquide est élevée, plus sa fluidité est faible

III.5.4.1. Types de viscosités

Il existe deux types de viscosités :

A. *Viscosités 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 (τ) 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: [28]

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad (\text{III.25})$$

Où:

τ : Contrainte de cisaillement:

μ : viscosité dynamique(Pa.s)

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

B. *Viscosity cinématique*

La viscosité cinématique est la capacité de rétention des particules du fluide, elle est mesuré en m².s⁻¹.

La viscosité dynamique est reliée à la viscosité cinématique par la formule: $\mu = \nu \cdot \rho$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{III.26})$$

Où:

μ : Viscosité dynamique du fluide en pascal-seconde (Pa s) ou en $\text{kg m}^{-1} \text{s}^{-1}$;

\mathcal{U} : Viscosité cinématique du fluide, exprimé en 10^4 St ou en m^2/s

ρ : Masse volumique du fluide, en kg/m^3 .

III.5.5. Caractéristiques d'écoulement du fluide dans le canal

Il existe de nombreux principes importants concernant l'écoulement des fluides, le canal à prendre avant d'utiliser le débitmètre. ceux-ci sont par exemple, la différence entre l'écoulement laminaire et l'écoulement turbulent, Renault, Mach et Prandtl et transfert de chaleur.

III.5.5.1 Régime laminaire et turbulent

A. Nombre de Reynolds

Le degré de turbulence est quantifié par le nombre de Reynolds, nombre sans dimension largement usité en mécanique des fluides. donné par l'expression suivante:

$$\text{Re} = \frac{vd}{\mathcal{G}} = \rho \frac{vd}{\mu} \quad (\text{III.27})$$

Avec: :

V : Vitesse moyenne d'écoulement à travers la section considérée en (m/s) ;

d : Diamètre de la conduite (m) ;

μ : Viscosité dynamique du fluide

\mathcal{G} : Viscosité cinématique du fluide (m^2/s).

Dans une conduite de section circulaire :

- Si $Re < 2300$, l'écoulement est laminaire

- Si $Re > 2300$, l'écoulement est turbulent.

Ces expériences ont montré aussi l'existence de trois régimes d'écoulement : régime laminaire, transitoire et régime turbulent [29][30]. La figure III.8. les montre :

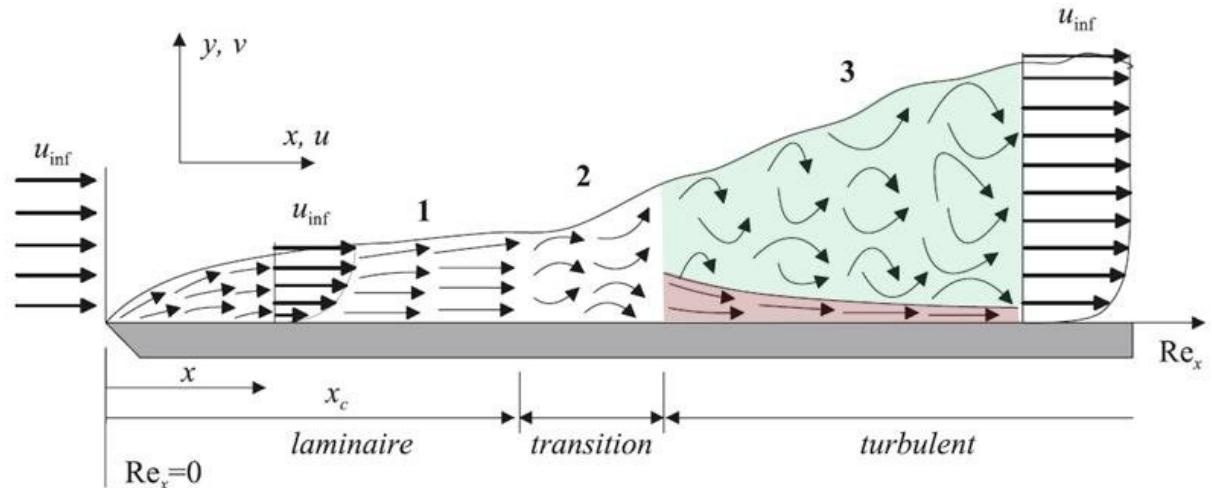


Figure II. 9: Profil de vitesse dans le régime laminaire et turbulent

B. Transfert de chaleur

Le transfert de chaleur entre un fluide et une paroi fait appel à trois mécanismes

➤ **Transfer par conduction:**

la chaleur est transmise de proche en proche dans le matériau immobile

➤ **Transfer par convection:**

Le mouvement du fluide apporte régulièrement au contact de la paroi, de la matière provenant de la masse du fluide. L'échange thermique avec la paroi n'est plus limité par la conductibilité du fluide. Le mouvement du fluide peut être provoqué naturellement (convection naturelle) par les différences de densité entre fluide chaud et froid, ou bien provoqué par la turbulence de l'écoulement (convection forcée).

➤ **le transfert par radiation:** le fluide ou la paroi chaude émet un rayonnement infrarouge qui est absorbé par le fluide ou la paroi froide. Ce mécanisme ne

devient significatif comparé au transfert par convection forcée que pour des températures élevées ($>500^{\circ}\text{C}$). Il ne sera donc pris en compte que dans les fours et sera négligé dans les échangeurs classiques. A température plus proches de l'ambiante, il peut être significatif comparé au transfert par convection naturelle, et sera pris en compte dans tout échange thermique avec l'air ambiant. [30]

III.6.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une description de certains appareils de mesure utilisés par les compagnies pétrolières et leurs partenaires, et nous avons évoqué les principaux outils d'aide au calcul (pression, température, densité et débit ... etc.) physique et propriétés chimiques du gaz naturel. Nous avons étudié deux types de compteurs de gaz, nous allons procéder à la simulation de ces compteurs selon les conditions fournies par le groupement GRN, Ce que fait l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV ;Simulation & Interprétation des résultat

IV. Introduction :

Ce chapitre en reprend une simulation proche de la réalité. Les objets d'intérêt (pression, diamètre, temps de transition, etc.) font face à aux conditions réelles . Le but in est l'observation et la mesure. Prédire ou améliorer le comportement de réponse à divers défis de simulation.

Nous utilisons le logiciel Matlab / Simulink. appliqué à deux débitmètres de gaz (plaque à orifice et ultrasons).

IV.1. Simulation de débitmètre à orifice par MATLAB/Simulink

Il s'agit d'un modèle physique d'un débitmètre à orifice utilisé pour mesurer le débit massique le gaz est donné comme suit:

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

Q_m :Débit massique du gaz. (kg/h)

C : Coefficient de décharge

β : Rapport de diamètre.

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

ε : Coefficient de détente.

DP : Différence de pression. (Bars)

ρ : Masse volumique du gaz. (kg/ m3)

Application

En Utilisent les données opérationnels du groupement GRN:

$DP = 300 \text{ mbar} = 0,30 \text{ bar}$

Densité du gaz = 62 kg/ m3

$d = 120.050243 \text{ mm}$

$D = 200.05616 \text{ mm}$

$P = 64.275377 \text{ Bars}$

Viscosité (ν) = $0,0171 \text{ mPa.s} = 0.0000171 \text{ Pa.s}$

Beta = $0,60008271 \text{ decimal}$

Red = 5249702.4

Avic:

$$C = 0.9900 - 0.226 \cdot \beta^{4.1} - \left(0.00175 \cdot \beta^2 - 0.0033 \cdot \beta^{4.15} \right) \left(\frac{10^6}{Re d} \right)^{1.15} \quad (\text{IV.2})$$

IV.1.1. Calcul du débit massique du gaz en fonction de la variation des différences de pression:

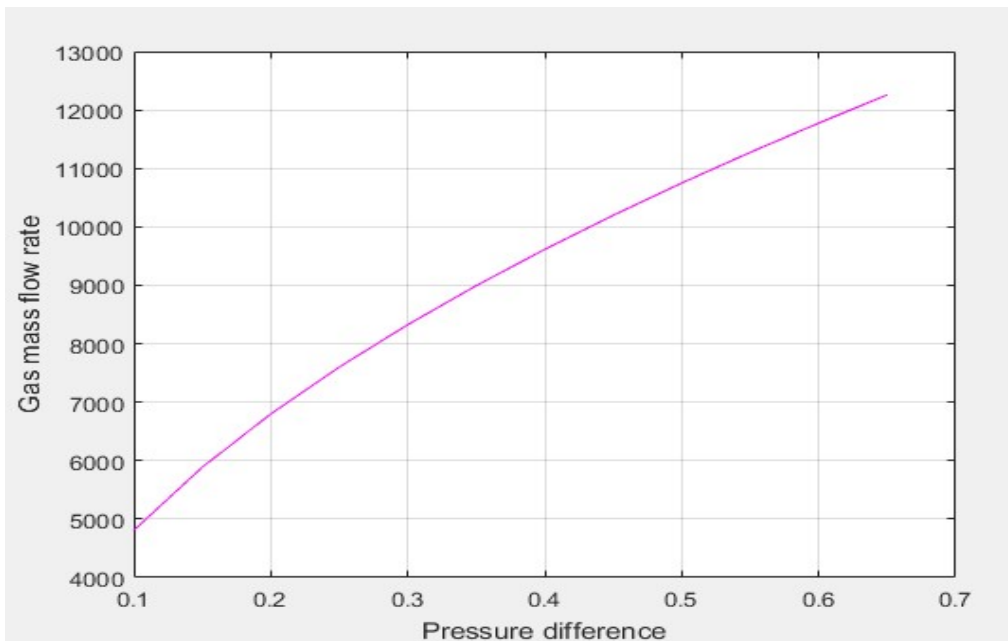


Fig. IV.1 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de DP

Onde d'après le résultat obtenu, que le débit massique " Qm " est directement proportionnel à la différence de pression "DP".

IV.1.2. Simulation de Débit massique en fonction de rapport Beta:

La deuxième simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de la variation du rapport de diamètre β ; Pour cela, nous avons inséré quelques valeurs de diamètre intérieur de l'orifice (d) car on suppose que le diamètre extérieur de l'orifice D est déjà fixé à une valeur de 200 mm qui est en même temps le diamètre de la conduite où le gaz que circule. Par conséquent, on obtient un rapport de diamètre β variable car β est égale à $\frac{d}{D}$. Les résultats obtenus de cette simulation sont pré seule deus le graphe ci- Dennis [32] :

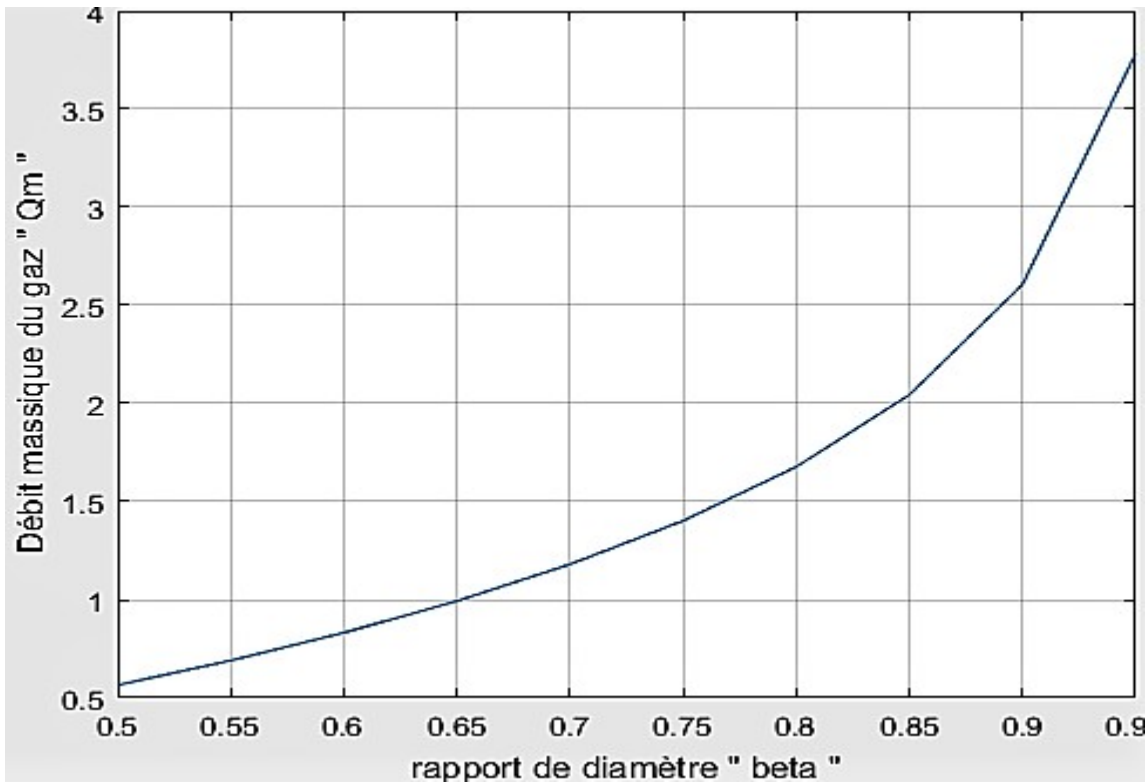


Fig. IV.2 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de rapport beta

On voit bien que le débit massique « Q_m » augmente avec l'augmentation des rapport des diamètres « β ».

IV.1.3.Calcul du débit massique en fonction de variation de diamètre extérieur de l'orifice (D) :

La troisième simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de variation de diamètre extérieur de l'orifice (D) qui est en même temps le diamètre de la conduite ; Notre objectif consiste à conciser l'influence de la nature de conduite sur le calcul du débit dans l'industrie. Pour cela, nous avons inséré quelques valeurs de diamètre D à partir de 200 mm jusqu'à 400 mm. Les résultats obtenus de cette simulation sont comme suit[32] :

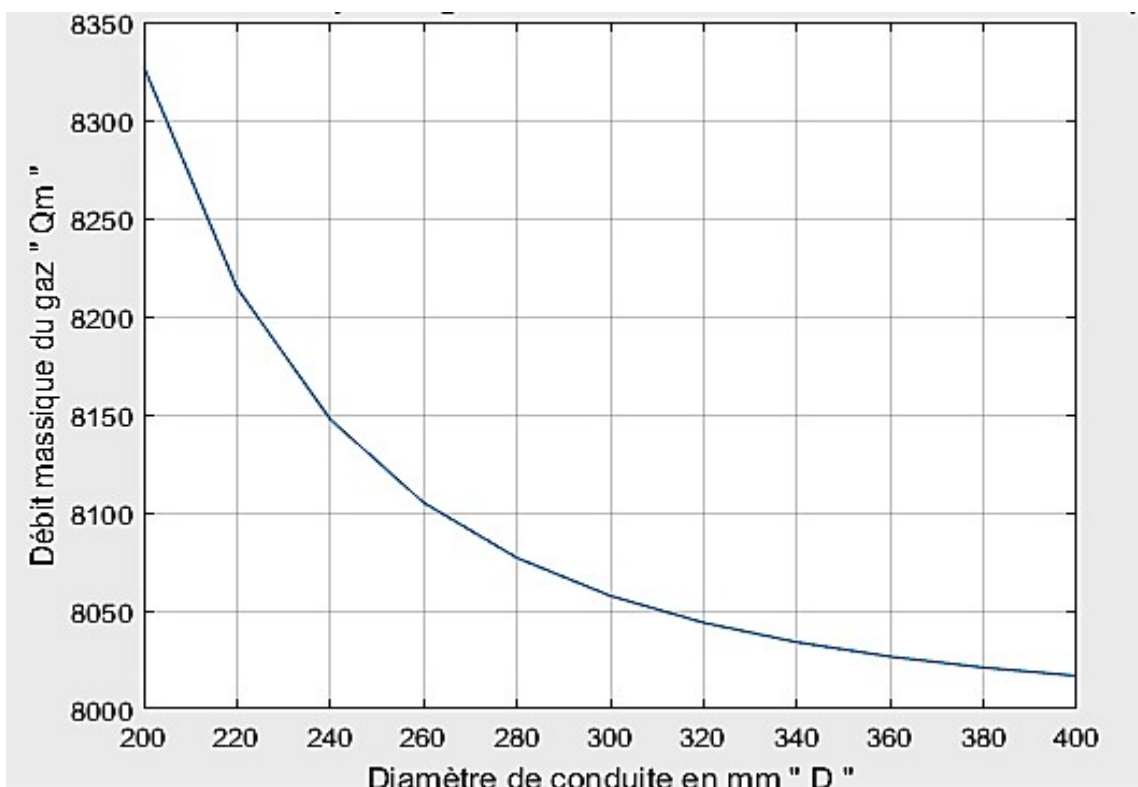


Fig. IV.3 : Evolution de débit massique du gaz en fonction de D

On note à partir de graphe ci-dessus que le débit massique (Q_m) diminue avec l'augmentation du diamètre de la conduite, de sorte que lorsque celui-ci augmente (D), le débit massique (Q_m) diminue. En se basant sur la formule pratique utilisée pour calculer le débit massique. Elle est utilisée légalement selon la norme ISO 5167. A cet effet, nous allons l'utiliser pour faire la modélisation du débit massique du gaz calculé par un débitmètre à

orifice en utilisant le SIMULINK/MATLAB comme un Auriol de modélisation et de simulation comme s'est illustré dans la figure suivante:

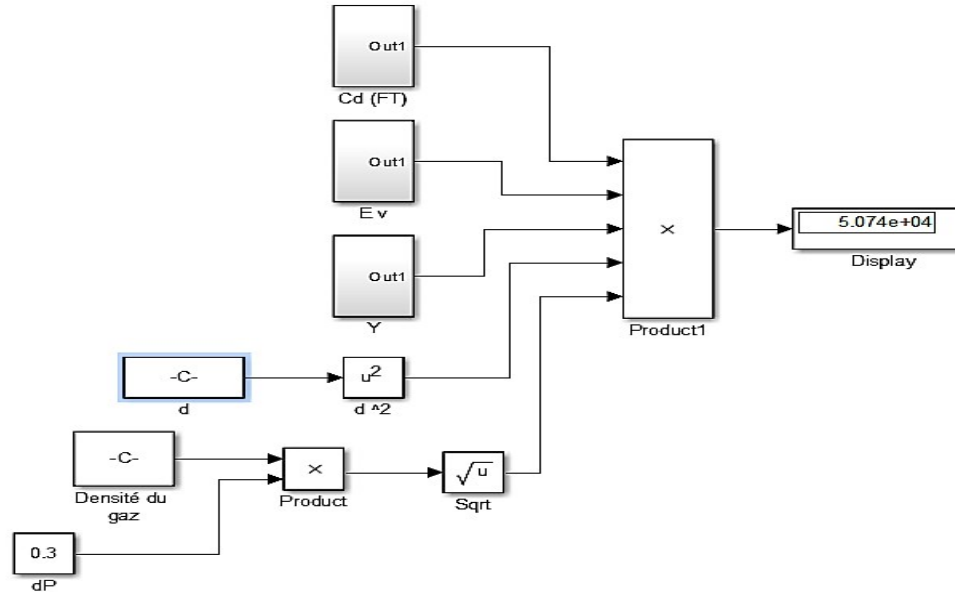


Fig. IV.4 : Modélisation du débit massique du gaz pour un débitmètre à orifice:

IV.1.4.Calcul du débit massique en fonction de la différence de vitesse du gaz (V) :

La simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de la différence de vitesse du gaz , Nous avons fait varier les valeurs de (v) de 1 (m/s) jusqu'à 30 (m/s). Les résultats obtenus sont les suivants:

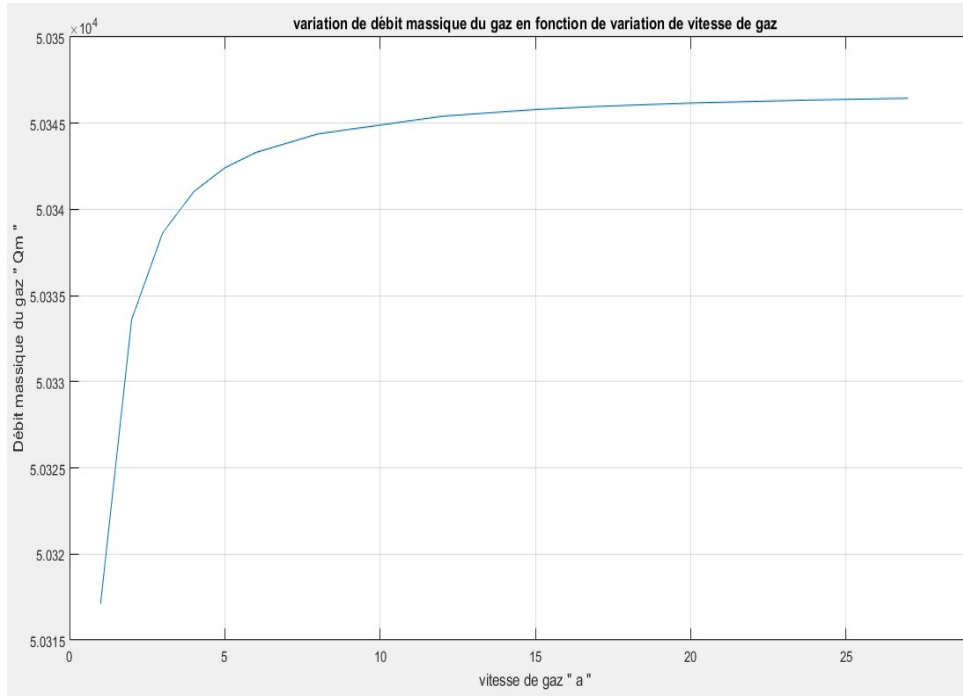


Fig. IV.5 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de la vitesse de gaz

D'après le résultat obtenu, on note que le débit massique " Qm " augmente proportionnellement à l'augmentation de la vitesse du gaz "v" , De sorte que le débit massique augmente avec l'augmentation de la vitesse du gaz.

IV.2. Simulation de débitmètre à ultrasons par MATLAB/Simulink

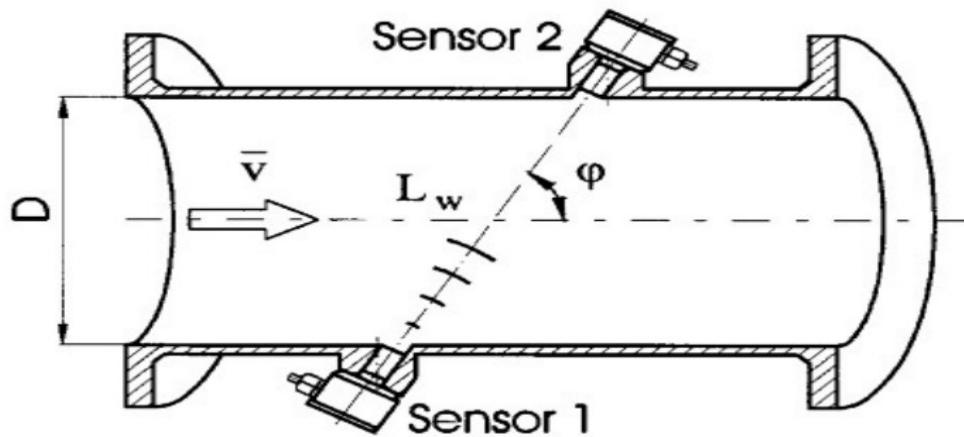


Figure IV.6 : Principe du fonctionnement du débitmètre à ultrasons

IV.2.1. Calcul du débit volumique en mesure monocorde :

$$Q = \frac{\pi\phi^2}{4} \cdot \frac{L^2}{2d} \cdot \frac{\Delta T}{T_{AB} \cdot T_{BA}} \cdot \frac{1}{K_H} \tag{IV.3}$$

Nous avons utilisé des données réelles de l'équipe GRN; pour construire une simulation d'un débitmètre à ultrasons.

Nous simulerons les deux trajets TAB et TBA pour l'échange entre deux transformateurs de puissance A et B:

IV.2.2. Simulation du temps TAB de transition entre les deux transducteurs A et B :

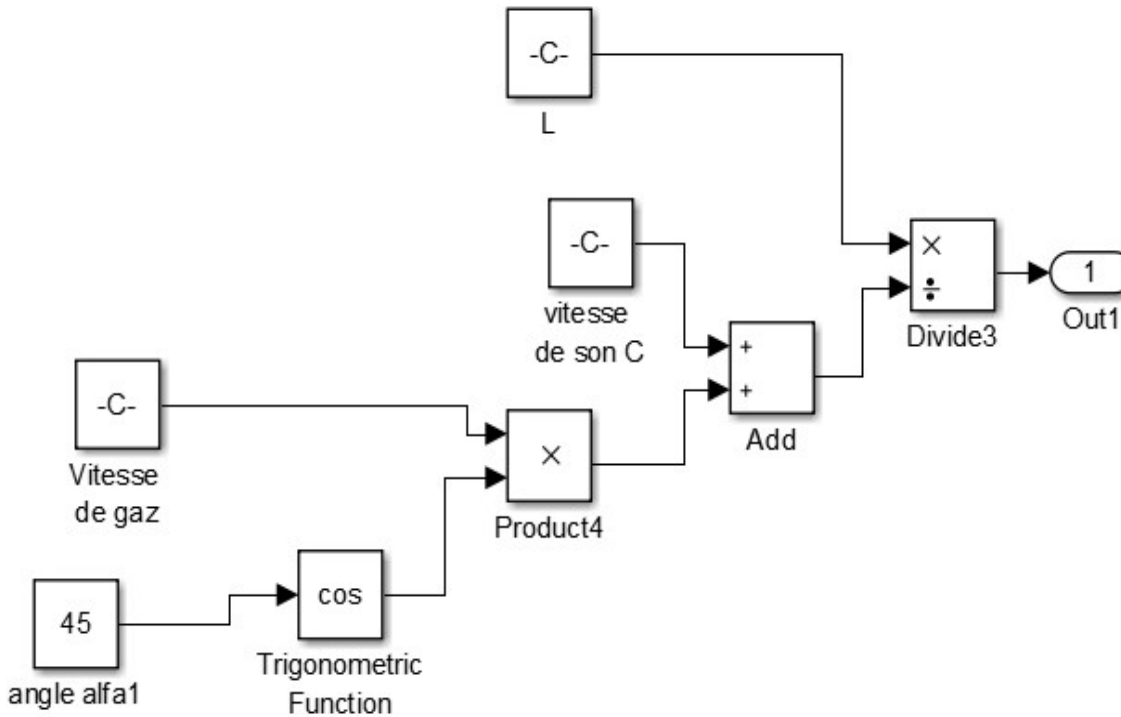


Fig. IV.7: Simulation de temps de transition de la longueur du son de transducteur A vers

IV.2.3.Simulation du temps de réflexion de la longueur du son de transducteur B vers A

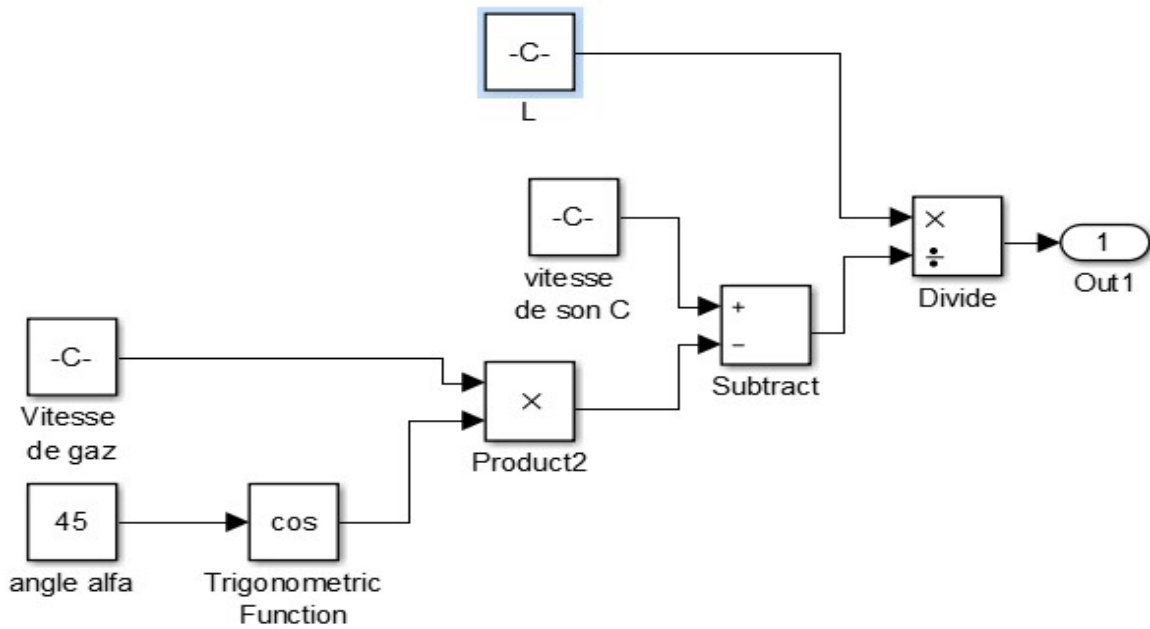


Fig.

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

Selon la formule (III.8), on obtient cette simulation:

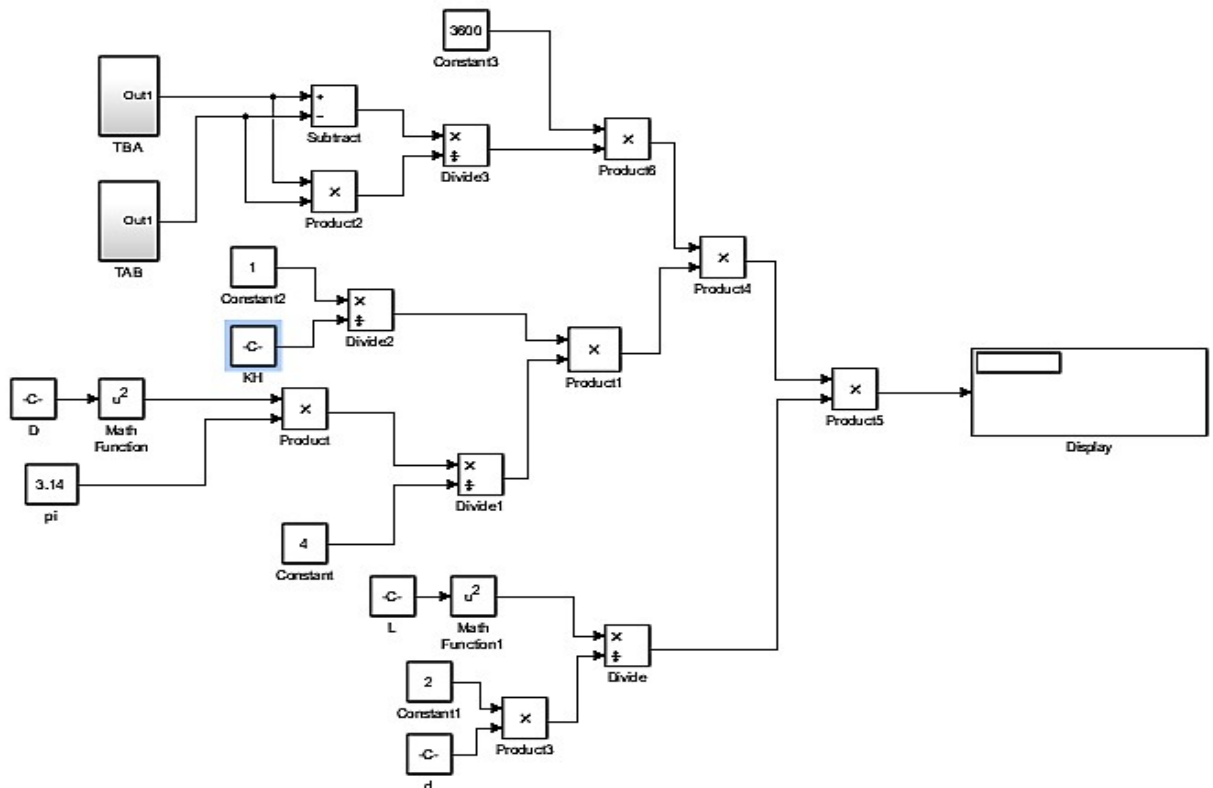
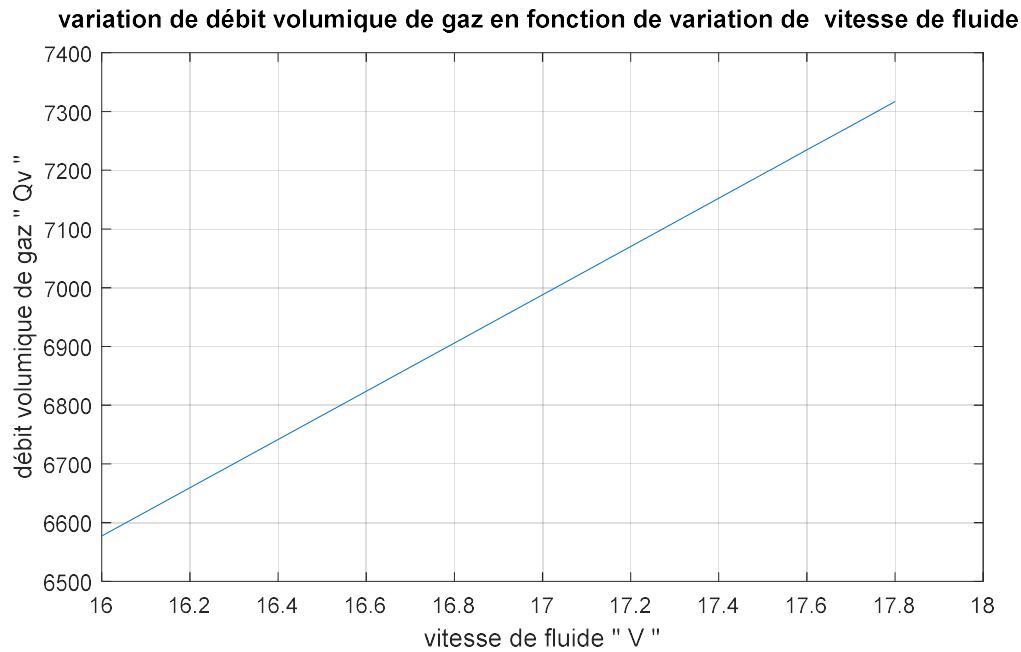


Fig. IV.9 : Simulation de débit volumique du gaz pour un débitmètre à ultrasons**Figure. IV.10** : Résultat de Simulation de $f(Qv)= V$

On observe à partir de cette combe ci-dessus que le débit volumique (Qv) est affecté par l'augmentation de la vitesse du gaz, de sorte que lorsque (V) augmente, le débit volumique (Qv) augmente.

Le résultat de la simulation présenté sur la figure (IV.10). montre que le changement de vitesse du gaz V a un effet significatif sur le débit de gaz mesuré par le débitmètre à ultrasons, c'est-à-dire que le changement de la vitesse du gaz est considéré comme fondamental. Lors de la mesure du débit de gaz par le débitmètre à ultrasons ou a observé que cette dépendance directe est due au principe de fonctionnement de ce type de débitmètre. On dit donc que le facteur hydraulique (contribue directement au calcul du débit a triers la vitesse du flux de gaz dans le tube.

Les valeurs réelles utilisées ici sont celles des opérationnels de GRN utilise pur , la valeur mesurée est la valeur calculée à partir de la simulation numérique.

La méthode de mesure d'erreur est le « % de la valeur mesurée » ou $MV\%$ définit comme suite :

$$\left| \frac{\text{Valeur.reelle} - \text{valeur.simulee}}{\text{valeur.simulee}} \right| * 100$$

Le tableau ci-dessous montrent la valeur d'erreur pour le compteur Orifice et le compteur ultrasonique :

		Valeur réelle	Valeur simulée	Erreur (%)
orifice	Débit massique [kg/h]	50778.000	50741.000	0.0729
Ultration	Débit massique [kg/h]	352800.000	352819.600	0.00555

Tableau IV . 1 : valeur d'erreur pour le compteur Orifice et le compteur ultrasonique

IV.3 Conclusion :

Mons interprétation des résultats de simulation est la suivante , nous avons utilisé la modélisation de deux dispositifs différents pour simuler le débit de gaz obtenu dans des conditions réelles de fonctionnement de l'usine : le débitmètre à buse et le débitmètre à ultrasons. Nous avons les résultats de la simulation sous forme de la seaux orifice. Mous avons utilisé les donnés opérationnelles et nous avris comparé la résultats les enrues des deux types de compteurs.

De cette discussion, le système de mesure de gaz basé sur un débitmètre à ultrasons est le plus performant moins d'erreur. Ce type de système peut mieux répondre aux exigences techniques de Sonatrach que d'autres systèmes.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le but de ce travail de ni écuré est d'étudier les compteurs utilisés par les compagnies pétrolières, en raison de leur grande importance dans les opérations d'achat et de vente. afin de déterminer le niveau d'incertitude et déterminer les pertes financières, ainsi il était nécessaire de choisir le compteur le plus approprié et le moins exempt d'erreurs pour réduire les pertes. On s'inverseur ici ou groupent de GRN

Ainsi, dans notre étude, nous avons fait une comparaison entre les deux débitmètres les, utilisés à GRN .le compteur à orifice et l'ultrason, principalement en sélectionnant le compteur avec le moins d'erreur et en réduisant les conditions de coût d'exploitation et aussi pour éviter le vide et la cavitation. Les phénomènes à l'intérieur du débitmètre sont délienne à l'aide d'une simulation par le logiciel matlab.

Nous avons conclu que le débitmètre à ultrasons répond bien à notre etude basé sur la modélisation et la simulation d'un résultat réel selon les normes approprié au des compteurs de gaz à GRN.

Nous confirmons que le compteur à ultrasons est la débitmètre la plus appropriée pour les opérations transactionnels à GRN.

Comme perspective, on propose une étude large sur les autres types de débitmètres, on prendre a en considération les différents parements que permetts infules le débit. Enfin, nous conclusions que le choix d'un type de débitmètre dans l'industrie du gaz dépend de divers facteurs. La décision finale résulte, généralement d'un compromis entre plusieurs contraintes qui sont souvent antagoniste.

Bibliographiques

- [01] Multon, F. "Mesures des débits par méthode ultrasonore." *La Houille Blanche* 7 (1994): 30-35.
- [2] Brassier, P., B. Hosten, and F. Vulovic. "High-frequency transducers and correlation method to enhance ultrasonic gas flow metering." *Flow measurement and instrumentation* 12.3 (2001): 201-211
- [3] Zheng, D, Dan Z, and Jianqiang M. "Improved numerical integration method for flowrate of ultrasonic flowmeter based on Gauss quadrature for non-ideal flow fields." *Flow measurement and Instrumentation* 41 (2015): 28-35.
- [4] Li, B., Lu, J., Chen, J., & Chen, S. (2018, April). Study on transit-Time ultrasonic flow meter with waveform analysis. In *Proceedings of the 2nd International Conference on Information System and Data Mining* (pp. 146-150).
- [5] Tian, L., Xu, K. J., Mu, L. B., & Liu, B. (2018). Energy peak fitting of echo based signal processing method for ultrasonic gas flow meter. *Measurement*, 117, 41-48.
- [6] Choudhary, K P, Venugopal A, and Yogesh G. B. "Numerical simulation of beam drift effect in ultrasonic flow-meter." *Measurement* 146 (2019): 705-717.
- [7] Mousavi, S F, Seyed H H, and Jalil J. "Calculation of geometric flow profile correction factor for ultrasonic flow meter using semi-3D simulation technique." *Ultrasonics* 106 (2020): 106165.
- [8] Fang, Z., Su, R., Hu, L., & Fu, X. (2021). A simple and easy-implemented time-of-flight determination method for liquid ultrasonic flow meters based on ultrasonic signal onset detection and multiple-zero-crossing technique. *Measurement*, 168, 108398.
- [9] Johnson, A N., Eric H, and. Boyd. J. T. "Blow-down calibration of a large ultrasonic flow meter." *Flow Measurement and Instrumentation* 77 (2021): 101848.
- [10] Pink, E. G., and. Stout. K. J. "Design procedures for orifice compensated gas journal bearings based on experimental data." *TRIBOLOGY international* 11.1 (1978): 63-75.
- [11] He, N, and Zhen-X Z. "Theoretical and numerical study of hydraulic characteristics of orifice energy dissipator." *Water Science and Engineering* 3.2 (2010): 190-199.
- [12] Bordoloi, A D., and. Longmire. E. K "Drop motion through a confining orifice." *Journal of fluid mechanics* 759 (2014): 520.
- [13] Mandal, H., Bera, S. K., Sadhu, P. K., & Bera, S. C. (2019). Further study of the sensing ring position on the orifice-type capacitive flow sensor. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 69(4), 1812-1820.

[14] Đurđević, M., Bukurov, M., Tašin, S., & Bikić, S. (2019). Experimental research of single-hole and multi-hole orifice gas flow meters. *Flow Measurement and Instrumentation*, 70, 101650.

[15] Fadaei, M, Forough A, and Seyed H H. "Investigation on different scenarios of two-phase flow measurement using Orifice and Coriolis flow meters: Experimental and modeling approaches." *Measurement* 175 (2021): 108986.

[16] Farsi, M., Barjouei, H. S., Wood, D. A., Ghorbani, H., Mohamadian, N., Davoodi, S., ... & Alvar, M. A. (2021). Prediction of oil flow rate through orifice flow meters: Optimized machine-learning techniques. *Measurement*, 174, 108943.

[17] Technique de comptage des hydrocarbures mastre 1 tdh S2

[18] <http://processs.free.fr/Pages/VersionWeb.php?page=821>

[19] ISO 5168:2005, "Measurement of fluid flow—procedures for the evaluation of uncertainties," British Standard, 2005.

[20] AGA Report No.3, "Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids. Part 1: general equations and uncertainty guidelines," American Gas Association, 1990.

[21] ISO 5167-1, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full—Part 1: General principles and requirements," Geneva, Switzerland, 2003.

[22] <https://www.alicat.com/french/types-de-debitmetres-pour-gaz/>

[23] HIMEUR et -DJEMA --DIMENSIONNEMENT OPTIMAL D'UN SYSTEME DE COMPTAGE TRANSACTIONNEL ET EVALUATION DE L'INCERTITUDE SUR LA MESURE DE DEBIT PAR SIMULATION DE MONTE CARLO - 2017

[24].ISO/CD 17089-1, "Measurement of fluid flow in closed conduits - Ultrasonic meters for gas -- Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement," *Iso/Cd*,

[25] <https://www.bronkhorst.com/fr-fr/service-assistance/technologies/principede-mesure-du-debit-massique-coriolis/>

[26] https://fr.wikipedia.org/wiki/D%C3%A9bitm%C3%A8tre_%C3%A9lectromagn%C3%A9tique .

[27]: <http://processs.free.fr/Pages/VersionWeb.php?page=2011>

[28]: MARDJANE, M, TALBI, B, and HARROUZ. A. *Étude Et Contrôle D'un Système De Comptage Dynamique Des Produits Pétroliers Du Touat Gaz*. Disse. UNIVERSITE AHMED

[29]: BEKRAOUI, A . and HADJADJ A. Développement d'un compteur thermique à gaz transactionnel UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES 2020-2019

[30]: <http://processs.free.fr/Pages/VersionWeb.php?page=4556>.

[31] Boris KADIR, «*Mesure de débit par ultrasons – Mesure en conduite pleine – Mesure en conduite pleine* », Technique de l'ingénieur, Métrologie relative aux fluides - Vitesses et débits , R 2265, 10/09/2004.

[32] M. OULHADJ, .2014 «*Etude comparative technico-économique des différents systèmes de comptage de gaz transactionnels utilisés par Sonatrach et ses partenaires*»,

Annexe 1:

MATLAB (abréviation de "matrix Laboratory") est un langage de programmation multi-paradigme propriétaire et un environnement informatique numérique développé par MathWorks. MATLAB permet des manipulations matricielles, le tracé de fonctions et de données, la mise en œuvre d'algorithmes, la création d'interfaces utilisateur et l'interfaçage avec des programmes écrits dans d'autres langages.

Bien que MATLAB soit principalement destiné au calcul numérique, une boîte à outils optionnelle utilise le moteur symbolique MuPAD permettant d'accéder aux capacités de calcul symbolique. Un package supplémentaire, Simulink, ajoute une simulation graphique multi-domaines et une conception basée sur un modèle pour les systèmes dynamiques et embarqués.

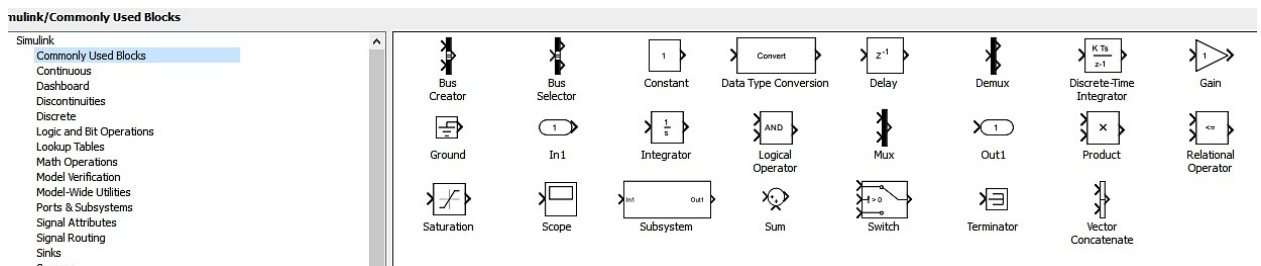


Figure : Bibliothèque de fonctions block de Simulink

Annexe 2:

mesure FLOWSIC600

L'appareil de mesure FLOWSIC600 est un compteur de gaz à ultrasons précurseur sur son marché destiné à la mesure certifiée de gaz naturel ainsi que la mesure du débit de vapeur. Rien que l'apparence du Flowsic 600 indique sa capacité de résistance aux dures conditions de l'industrie. La forme compacte avec guidage de câble intégré fait de ce système de mesure un appareil robuste, à l'abri de toute défaillance, nécessitant peu de maintenance avec une fiabilité de longue durée. Les nombreuses possibilités de diagnostic du FLOWSIC600 permettent la détection de défauts bien avant que la mesure ne soit influencée. Des versions à 2, 4, 4+1 ou 4+4 voies de mesure permettent un large domaine d'applications de la gestion des processus jusqu'aux mesures transactionnelles.

En bref

- Convertisseur à ultrasons ultra efficace - jusqu'à des températures du gaz de 280 °C et des pressions du gaz jusqu'à 450 bar
- Agencement de trajet direct
- Autodiagnostic intelligent
- Forme compacte et robuste
- Journal de bord intégré et enregistreur de données
- Grande plage de mesure 1:120
- Mesure bidirectionnelle
- Faible consommation énergétique : < 1 W

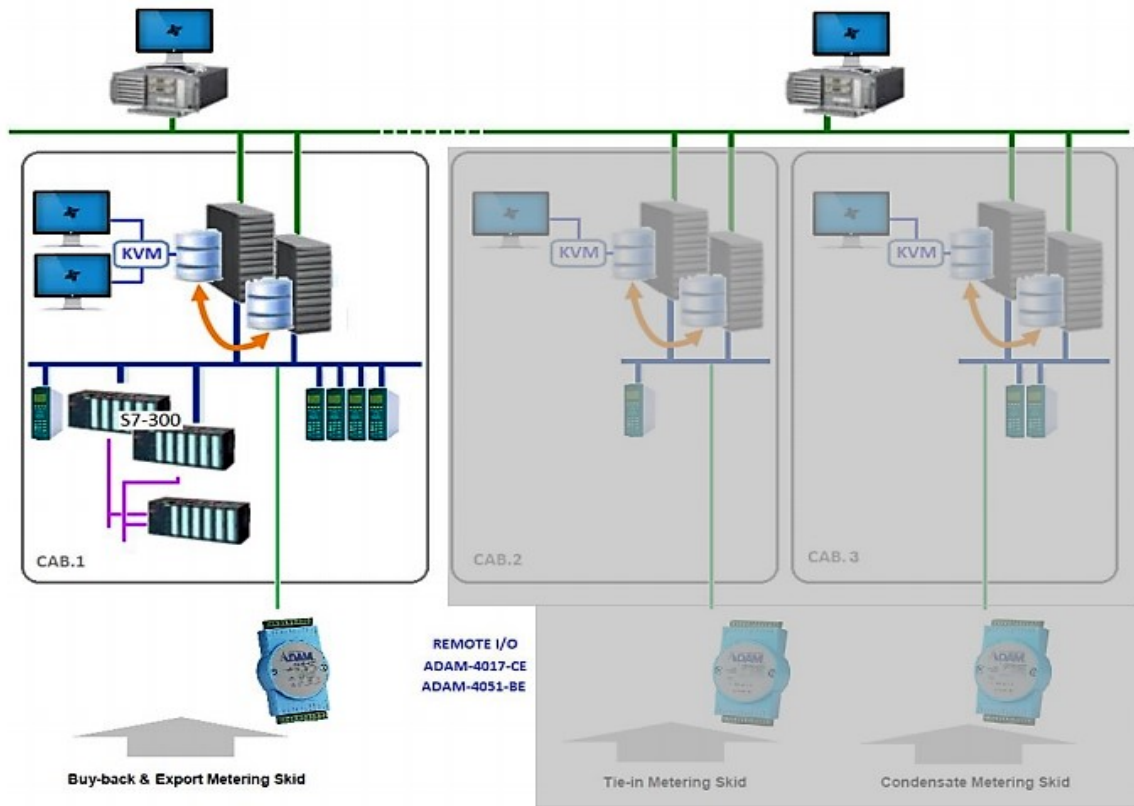
Caractéristiques techniques détaillées

Grandeurs de mesure	Débit volumique en cours de fonctionnement, volume en cours de fonctionnement, vitesse du gaz, vitesse du son
Nombre de voies de mesure	2, 4, 4+1, 4+4
Principe de mesure	Mesure différentielle par temps de propagation des ultrasons
Milieu de mesure	Gaz naturel, N ₂ , O ₂ , air, C ₂ H ₄ , vapeur, gaz de process
Plages de mesure	
Débit volumique en cours de fonctionnement	4 ... + 400 m ³ /h / 1.600 ... 100.000 m ³ /h Plages de mesure en fonction de la section nominale du tube
Précision de répétition	< 0,1 % de la valeur de mesure
Précision	
	Limite d'erreur
Modèle à 2 parcours ¹ :	≤ ± 1 %
Modèle à 4 voies ² :	≤ ± 0,5 %
	Étalonné à sec
Modèle à 4 voies ² :	≤ ± 0,2 %
	Après étalonnage en débit et réglage avec facteur constant
Modèle à 4 voies ² :	≤ ± 0,1 %
	Après étalonnage en débit et réglage avec polynôme ou correction fragmentée
	¹ Dans la plage Q _t à Q _{max} avec trajet d'entrée / sortie droit 20D / 3D ou avec redresseur 10D / 3D
	² Dans la plage Q _t à Q _{max} avec sections d'entrée et de sortie sans perturbation 10D / 3D ou avec redresseur 5D / 3D
Fonctions de diagnostic	Diagnostic d'appareil intégré et diagnostic étendu à l'aide du logiciel MEPAFLOW600 CBM
Température du gaz	
	-40 °C ... +180 °C
Sur demande:	-194 °C ... +280 °C
Pression de fonctionnement	0 bar (g) ... 250 bar (g) Sur demande: 450 bar (g)
Diamètre nominal de tube	2" ... 48" (DN 50 ... DN 1200)
Température ambiante	
ATEX, CSA:	-40 °C ... +60 °C
IECEX:	-40 °C ... +70 °C
	En option
IECEX:	-50 °C ... +70 °C

Température de stockage		-40 °C ... +70 °C
Humidité ambiante		≤ 95 % Humidité relative
Conformités		AGA-Report No. 9 API 21.1 OIML D 11:2013 OIML R 137-1:2006 ISO 17089-1 BS 7965 Homologations du type de construction : MID, PTB, NMI, Measurement Canada, GOST ...
Homologations Ex		
	IECEX	Gb/Ga Ex d e ib [Ia Ga] IIA T4 Gb/Ga Ex d e ib [Ia Ga] IIC T4 Transducteur à ultrasons à sécurité intrinsèque
	ATEX	II 1/2G Ex de ib [Ia] IIA T4 II 1/2G Ex de ib [Ia] IIC T4 Transducteur à ultrasons à sécurité intrinsèque
	NEC/CEC (US/CA)	Class I, Division 1, Groups B, C, D T4 Class I, Division 2, Groups A, B, C, D T4 Class I, Division 1, Group D T4 Class I, Division 2, Group D T4 Transducteur à ultrasons à sécurité intrinsèque
Sécurité électrique		CE
Indice de protection		IP65 / IP66 / IP67
Sorties analogiques		1 sortie: 4 ... 20 mA, 200 Ω Actif/passif, avec séparation galvanique
Sorties numériques		3 sorties: + 30 V, 10 mA Passif, avec séparation galvanique, Open Collector ou selon NAMUR (EN 50227), $f_{max} = 6$ kHz (échelonnable)
Modbus		✓
	Type d'intégration au bus de terrain	ASCII RS-485 (2x) RTU RS-485 (2x)
HART		✓
Utilisation		À l'aide de l'affichage du comptage et du logiciel MEPAFLOW600 CBM
Dimensions (l x H x P)		Voir les plans cotés
Poids		En fonction du modèle
Matériau, avec contact avec le milieu		Acier au carbone basse température, acier inoxydable, acier duplex
Raccordement électrique		
	Tension	12 ... 28,8 V DC Pour sortie de courant active: 15 ... 28,8 V DC
	Puissance absorbée	≤ 1 W

Annexe 3:

1. Architecture du système informatique



2. Page de diagnostic de débitmètre à ultrasons

GRN OVERVIEW STREAM DETAILS ANALYZERS TOTALS METER DIAGNOSTIC SETTINGS METER VALIDATION USER: 1419-MSC-2501B mar 23 mag 17:16:45

USM DIAGNOSTIC FOR EXPORT METERING - FC-2511A USM FINGERPRINT - FC-2511A

FC SELECTION		VELOCITY OF SOUND						GAS VELOCITY						
DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4	AVERAGE	LIMIT	DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4	AVERAGE
STREAM1 - FC-2511A	m/s	7.000	6.000	5.000	4.000	4.000	2.000	STREAM1 - FC-2511A	m/s	8.000	7.000	6.000	5.000	1.000
Measured								Measured						
VOS	m/s							Gas Velocity	m/s					
VOS vs Average VOS Deviation	m/s	3.000	2.000	1.000	0.000	4.000	2.000							

FLOW SOURCE SELECTION		SIGNAL/NOISE RATIO				GAIN CONTROL PER PATH				PERFORMANCE								
DESCRIPTION	VALUE	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4	DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4	DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4
STREAM1 - FC-2511A	MANUAL						STREAM1 - FC-2511A	dB	4	2	4	2	STREAM1 - FC-2511A		0.04	0.03	0.02	0.01
Flow source mode	MANUAL						Measured						Measured					
Flow source	SERIAL						ADC Level (a)	dB	3	1	3	1	Invalid Sample					
AUTO	MANUAL						ADC Level (b)	dB										
SERIAL	PULSE																	

DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4
SNR (a)	dB	4.00	2.00	4.00	2.00
SNR (b)	dB	3.00	1.00	3.00	1.00

DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4
ADC Level (a)	dB	4	2	4	2
ADC Level (b)	dB	3	1	3	1

DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4
SAMPLE1					
SAMPLE2					
SAMPLE3					
SAMPLE4					

DESCRIPTION	UNIT	PATH1	PATH2	PATH3	PATH4
FC2511A VOS Path 4 Measured, Calibrated Ave...	ON	23/05/2017			
FC2511A VOS Path 3 Measured, Calibrated Ave...	ON	23/05/2017			
FC2511A VOS Path 2 Measured, Calibrated Ave...	ON	23/05/2017			
FC2511A VOS Path 1 Measured, Calibrated Ave...	ON	23/05/2017			

TREND INTERLOCKS ALARM SUMMARY SYSTEM DIAGNOSTIC
EVENTS REPORTS ALARM HISTORY LEGEND