

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

IDENTIFICATION ET ESTIMATION DE LA POSITION DE L'INTERFACE
GAZ-EAU DANS UN GISEMENT SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN INGÉNIERIE
(CONCENTRATION EN GÉNIE MÉCANIQUE)

PAR AHMED MELKI

NOVEMBRE 2019

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

Cet essai (2^e ou 3^e cycle) ou mémoire a été dirigé par :

Souso Kelouwani, directeur de recherche, Professeur Département génie mécanique, UQTR

Agbossou Kodjo, codirecteur de recherche, Professeur Département génie électrique, UQTR

Jury d'évaluation de l'essai ou du mémoire :

Éric Loranger, membre externe, Professeur Université du Québec à Trois-Rivières

Yves Dubé, Professeur associé Université du Québec à Trois-Rivières

Résumé

Le Québec est une province qui consomme plus du gaz naturel (GN) qu'elle en produit [1]. Dans le but de remédier à ce manque du gaz naturel, les gestionnaires doivent avoir recours au stockage qui est un outil de grande importance dans la gestion des déséquilibres entre l'offre et la demande. La société Intragaz est un développeur et un opérateur de stockage souterrain du gaz naturel. Elle a su développer une solide expertise sur plusieurs plans suite à la complexité géologique de ses deux sites d'entreposage du gaz naturel : La Pointe-du-Lac à Trois-Rivières et Saint-Flavien au Québec. La solution technologique qu'Intragaz offre, consiste à réinjecter du gaz naturel dans une structure géologique sécuritaire riche en hydrocarbures.

Dans notre étude, nous nous intéressons au site de la Pointe-du-Lac. Son réservoir se présente comme une ellipse dont le grand axe est orienté NE/SO. Le GN emprisonné dans le réservoir du site se trouve dans des conditions particulières : situé entre une couche d'argile imperméable (au-dessus) et le niveau de l'ancienne mer de Champlain (au-dessous). Ce GN nécessite des mesures régulières du niveau d'eau afin de gérer l'intégrité des opérations de la compagnie. Dans cette étude, nous cherchons à identifier et à estimer avec précision et exactitude la variation de l'interface eau-gaz avec une méthode de mesure indirecte. Dans le cadre de cette recherche, nous passerons par trois phases fondamentales : nous allons d'abord développer une connaissance approfondie de mesure du niveau d'eau dans un environnement inaccessible et explosif. Ensuite, nous allons modéliser la mesure du niveau d'eau dans le puits du gaz naturel. Enfin, nous allons concevoir un prototype d'instrument de mesure du niveau d'eau permettant une lecture automatique en temps réel et sécuritaire, prenant en compte les normes anti-explosion sévères et les contraintes d'installation de l'industrie.

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Dieu le tout puissant et miséricordieux de m'avoir donné la force et la patience pour accomplir ce modeste travail.

Merci à mon directeur de recherche, monsieur le professeur, Souso Kelouwani et mon codirecteur, monsieur le professeur, Kodjo Agbossou, vous m'avez fait l'honneur en acceptant de m'encadrer dans ce travail. Je vous exprime ma grande admiration pour vos hautes qualités morales, humaines et professionnelles.

Je tiens aussi à remercier mon professeur, monsieur Yves Dubé, pour ses précieux conseils durant mes travaux de recherche et mes études en génie.

Un grand merci à monsieur John Willet, monsieur Jonathan Guilbert et tout le personnel de l'entreprise Intragaz de m'avoir donné l'opportunité de réaliser ce travail, que je n'aurais pu mener à bien sans leur support.

Merci aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche, en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Un grand merci à mes parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience.

Table des matières

Résumé.....	iii
Remerciements.....	iv
Table des matières.....	v
Liste des tableaux.....	x
Liste des figures	xii
Liste des symboles	xiv
Liste des abréviations.....	xviii
Chapitre 1 - Mise en contexte	1
Chapitre 2 - Introduction.....	4
2.1 Contraintes.....	6
2.1.1 Accessibilité.....	6
2.1.2 Conditions de prélèvement de mesure et sécurité.....	6
2.1.3 Précision.....	6
2.1.4 Exploitation.....	6
2.2 Questions de recherche.....	7
2.3 Objectifs	7
2.4 Méthodologie générale.....	8
2.5 Structure du mémoire	10

Chapitre 3 - Revue de la littérature	11
3.1 Définition du système à bulle et de ses champs d'application	11
3.2 Caractéristiques et maintenance du système à bulle	12
3.3 Le principe de fonctionnement d'un système à bulle.....	13
3.4 Montage d'un système pour un réservoir sous pression.....	13
3.5 Erreur de mesure	15
3.6 Conclusion.....	17
Chapitre 4 - Identification et estimation de la position de l'interface gaz-eau.....	18
4.1 Équipements de mesure (panneau des instrumentations).....	18
4.1.1 Bonbonne du gaz (Azote)	18
4.1.2 Détendeur primaire	19
4.1.3 Régulateur de pression et filtre à air	20
4.1.4 Régulateur de pression différentiel constant.....	20
4.1.5 Rotamètre.....	21
4.1.6 Tube de mesure.....	21
4.1.7 Transmetteur de pression statique.....	21
4.1.8 Transmetteur Multivariable	22
4.1.9 Collecteurs de vannes	22
4.1.10 Système de Purge.....	23
4.1.11 Vanne d'isolement	23

4.1.12 Boitier	23
4.1.13 Montage	24
4.2 Équipements d'alimentation, correction des mesures et interface utilisateur	25
4.2.1 Barriere intrinsèque.....	25
4.2.2 Convertisseur HART/4-20 mA	26
4.2.3 Contrôle de la température du panneau de contrôle	26
4.2.4 Automate programmable et interface utilisateur	26
4.3 Entrées/sorties automate programmable	27
4.3.1 Entrées analogiques	27
4.3.2 Tension d'entrée analogique	28
4.3.3 Type d'entrée analogique.....	28
4.3.4 Type des sorties numérique	28
4.3.5 Tension d'alimentation	29
4.4 Normes de sécurité	29
4.5 Banc de tests.....	30
4.6 Calculs perte de charge dans un conduit cylindrique	32
4.6.1 Hypothèses de l'étude.....	32
4.7 Équation d'écoulement générale	33
4.7.1 Facteur de transmission	34

4.7.2	Vitesse d'écoulement du gaz	34
4.7.3	Nombre de Reynold	34
4.7.4	Viscosité critique	35
4.7.5	Température réduite	36
4.7.6	Pression réduite	36
4.7.1	Viscosité réduite	36
4.8	Équation de <i>Gas Technology Institute</i> (GTI)	38
4.9	Équation de Bernoulli simplifiée.....	38
4.9.1	Nombre de Reynold pour un fluide incompressible	39
4.9.2	Nature d'écoulement.....	39
4.9.3	Calcul célérité du son.....	39
4.9.4	Calcul variation masse volumique	40
4.9.5	Coefficient de perte de charge	40
4.10	Perte de charge singulière.....	40
4.11	Calcul de la pression à la surface de l'eau	41
4.12	Mesure de l'interface d'eau.....	41
Chapitre 5 - Validation théorique et expérimentale		42
5.1	Effet de la perte de charge linéique sur la mesure.....	42
5.1.1	Calcul de l'effet de la perte de charge sur la mesure du niveau avec la méthode d'équation d'écoulement générale	43

5.1.2	Calcul de la perte de charge avec la méthode de Gas Technology Institute (GTI).....	47
5.1.3	Calcul de la perte de charge avec la méthode d'équation de Bernoulli simplifiée	51
5.1.4	Prise de décision (méthode de calculs de perte de pression linéaire)	55
5.2	Effet de la variation de température ambiante sur la mesure	57
5.3	Effet de la mesure de pression statique sur la mesure d'interface.....	60
5.4	L'exactitude de mesure du système de mesure	62
5.5	Mesures expérimentales	63
5.5.1	Écart de mesure.....	63
5.5.2	Prise de mesure (système de mesure et algorithme de correction)	66
5.5.1	Résultats des mesures du nouveau système	68
	Chapitre 6 - Conclusion	72
	Annexe A – Calculs MEF réservoirs de test.....	73
	Annexe B – Schéma électrique panneau de contrôle.....	86
	Bibliographie.....	92

Liste des tableaux

Tableau 4.1 Paramètres de calculs du volume minimal de la bonbonne à gaz	19
Tableau 4.2 Spécifications des raccordements des équipements de mesure.....	25
Tableau 4.3 Nombre d'entrées/sorties requise de l'API.....	29
Tableau 4.4 Nature d'écoulement selon le nombre de Mach	39
Tableau 5.1 Données de calcul de la perte de charge	43
Tableau 5.2 Propriétés d'azote	43
Tableau 5.3 Perte de charge minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale).....	45
Tableau 5.4 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale).....	47
Tableau 5.5 Perte de charge minimum et maximum (méthode GTI)	49
Tableau 5.6 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode GTI)	50
Tableau 5.7 Perte de charge minimum et maximum (d'équation de Bernoulli simplifiée).....	53
Tableau 5.8 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale).....	53
Tableau 5.9 Perte de charge minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale).....	58
Tableau 5.10 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale).....	58
Tableau 5.11 Erreur de mesure minimum et maximum (mesure de pression statique).....	61
Tableau 5.12 Exactitude de mesures des instruments.....	62

Tableau 5.13 Exactitude du système de mesure	62
Tableau 5.14 Écart entre puits B-280/B-81	64
Tableau 5.15 Écart mesure sans correction entre les puits B-280/B-81	69
Tableau 5.16 Écart de mesure avec correction entre les puits B-280/B-81	70

Liste des figures

Figure 1.1 Coupe schématique du site de Pointe-du-Lac actuellement [3]	3
Figure 3.1 Système à bulle pour un réservoir sous-pression [6].....	14
Figure 4.1 Montage des équipements de mesure	24
Figure 4.2 Voyants d'alimentation et d'anomalie dans le panneau d'alimentation.....	27
Figure 4.3 Montage de type Sink	28
Figure 4.4 Zone de classification (panneau de contrôle et panneau des instruments)	30
Figure 4.5 Réservoir de test	31
Figure 4.6 Viscosité réduite en fonction de température et pression réduite.....	37
Figure 5.1 Perte de charge en fonction de la pression d'entrée (méthode d'équation d'écoulement générale)	44
Figure 5.2 Erreur de mesure due à la perte de charge (méthode d'équation d'écoulement générale)	46
Figure 5.3 Perte de la pression en utilisant la méthode GTI.....	48
Figure 5.4 Erreur de mesure en fonction de la perte de charge (méthode GTI)	49
Figure 5.5. Pourcentage d'écart de la perte de pression entre la méthode GTI et la méthode d'équation d'écoulement générale.	50
Figure 5.6 Perte de pression en utilisant la méthode d'équation de Bernoulli simplifiée	52
Figure 5.7 Erreur de mesure en fonction de la perte de charge	54
Figure 5.8 Pourcentage d'écart de perte de pression entre la méthode d'équation de Bernoulli et la méthode d'équation d'écoulement générale.	55
Figure 5.9 Perte de charge en fonction de variation de température ambiante (méthode d'équation d'écoulement générale).....	57

Figure 5.10 Erreurs de mesure en fonction de la température ambiante.....	59
Figure 5.11 Effets de la variation de pression statique sur la mesure.....	60
Figure 5.12. Historique des mesures entre le puits de mesure et le puits témoin (B-280/B-81), 2011-2013	64
Figure 5.13. Historique d'écart entre le puits témoin et le puits de mesure (B-81/B-280) selon les saisons d'exploitation.....	65
Figure 5.14 Montage expérimental du système à bulle	66
Figure 5.15 Le logigramme d'algorithme de correction du système de mesure	67
Figure 5.16 Mesures expérimentales d'interface gaz/eau puits B-280/B-81.....	68
Figure 5.17 Les pourcentages des causes d'erreur maximum de mesure du système à bulle sans correction	69

Liste des symboles

Δp_{12}	Différence de pression entre l'entrée et la sortie
C	Célérité du son
C_p	Chaleur spécifique à pression constante
C_v	Chaleur spécifique à volume constant
D_m	Durée de mesure
e	Rugosité surface intérieur tube
E	Facteur efficacité tube, une valeur décimale inférieure à 1
F	Facteur de transmission
f	Coefficient de perte de charge
F_p	Fréquence de prélèvement
g	Accélération normale de la pesanteur
G	Poids spécifique gaz
h	Hauteur niveau eau

L	Longueur de tube à bulle
L	Profondeur verticale du puits de mesure
M	Masse molaire
P_1	Pression en amont absolue
P_2	Pression en aval absolue
P_b	Pression de base
P_{cr}	Pression critique
$P_{différentielle}$	Pression différentielle
P_{hydro}	Pression hydrostatique
$P_{hydro.}$	Pression hydrostatique
$P_{min.}$	Pression minimale
P_r	Pression réduite
$P_{reservoir}$	Pression de réservoir
$P_{statique}$	Pression statique
$P_{surface}$	Pression au-dessus de surface d'eau
$P_{tête\ de\ puits}$	Pression tête de puits

P_{total}	Pression total
Q	Débit du gaz
R	Constant du gaz
Re	Nombre de Reynolds
T	Température
T_b	Température de base
T_{cr}	Température critique
T_f	Température d'écoulement
T_m	Température moyenne
V	Vitesse d'écoulement
$V_{\text{min.}}$	Volume minimal
Z	Facteur de compressibilité
z	Altitude
γ	Rapport de chaleur spécifique
μ	Viscosité dynamique
μ_c	Viscosité critique

μ_r	Viscosité réduite
ρ	Masse volumique

Liste des abréviations

API	Automate programmable industriel
ASME	American Society of Mechanical Engineers
B-280	Puits de mesure principal
B-81	Puits de mesure témoin
Ch4	Méthane
CNGA	California Natural Gas Association Method
CSA	Association canadienne de normalisation
DN	Diamètre nominal
dPCV	Régulateur de pression différentiel constant
FI	Rotamètre
GN	Gaz naturel
GTI	Gas Technology Institute
H ₂ O	Eau

HART	Highway Adressable Remote Transducer
Max.	Maximal
MEF	Méthode des éléments finis
N2	Azote
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NPS	Taille nominale du tuyau
PCV	Régulateur de pression
SCFH	Standard Cubic Feet per Hour
Sink	Alimentation effectuée par un circuit indépendant d'automate programmable
Source	Alimentation par l'automate programmable
SS	Électrovannes
ST	Connecteur de type Star Teck
TH1	Thermostat 1
TH2	Thermostat 2
TMV	Transmetteur Multivaribale

TS

Transmetteur statique

Chapitre 1 - Mise en contexte

Le Québec est une province qui consomme plus de GN qu'elle en produit. En 2013, les plus gros utilisateurs de GN sont les secteurs commerciaux et industriels, et il est prévu que la demande augmente dans les prochaines années.

Afin de remédier à ce manque du gaz naturel, les gestionnaires de ce type d'énergie fossile ont eu recours au stockage. Un outil qui représente une grande importance aussi bien au niveau opérationnel que commercial. En effet, au niveau opérationnel, le stockage du gaz naturel est d'une grande importance dans la gestion des déséquilibres entre l'offre et la demande. Par exemple, plus les gazoducs de transport seront pleins chaque jour de l'année, plus faible sera leur coût unitaire d'utilisation. Le stockage permet de gérer efficacement les écarts saisonniers et quotidiens entre l'offre et la demande. D'autre part, au niveau commercial, le stockage permet de profiter d'occasions d'affaires présentes dans le marché. Par exemple, il peut permettre de réduire les coûts d'approvisionnement en achetant et injectant du gaz l'été lorsque la demande et les prix sont faibles, et en le soutirant l'hiver lorsque la demande et les prix sont plus élevés.

Les méthodes de stockage du GN se regroupent en deux grandes catégories [2] (Khomehchi E. et al. 2013) : le stockage en surface et celui souterrain. Le stockage en surface se fait dans différents réservoirs : réservoir de GN liquéfié, comprimé, réservoir d'hydrate de GN, réservoir avec absorption de GN, etc.

Le stockage souterrain consiste à utiliser des gisements épuisés en aquifère ou en cavité saline. Ces stockages sont les plus répandus, mais ils exigent des configurations géologiques très précises. Par conséquent, les types de réservoirs retenus dépendent des structures géologiques disponibles.

La société Intragaz [3] est un développeur et un opérateur de stockage souterrain du gaz naturel. Elle a su développer une solide expertise sur les plans : technique, économique et réglementaire suite à la complexité géologique des deux seuls sites d'entreposage du gaz naturel où elle opère : la Pointe-du-Lac à Trois-Rivières et Saint-Flavien au Québec. La solution technologique d'Intragaz consiste à réinjecter du gaz naturel dans une structure géologique sécuritaire qui emmagasinait des hydrocarbures depuis plusieurs millions d'années. Les puits de production sont adaptés à leur nouvelle fonction et un site d'opération (compression, déshydratation, etc.) est installé pour gérer l'ensemble des installations. Le GN subit un mouvement d'injection/retrait des puits en conséquence des périodes de faible ou forte demande énergétique. À fort débit, ce mouvement d'injection/retrait donne un avantage opérationnel. Si nous nous intéressons un peu plus au site de la Pointe-du-Lac, nous trouvons que le réservoir du site se présente comme une ellipse dont le grand axe est orienté NE/SO. Il s'agit d'un gisement du gaz épuisé en nappe aquifère qui sert pour le service de pointe *peak shaving*.

Constitué d'un sable non consolidé mis en place il y a environ 120 000 ans, son épaisseur varie de quelques mètres à plus de 10 mètres ; quant à sa profondeur, elle varie entre 60 et 120 mètres.

La perméabilité et la porosité élevées du sable font que ce stockage est excellent pour le service de pointes. Compte tenu de ses capacités d'injection et de soutirage, il est principalement utilisé pour la pointe d'hiver. Il peut également servir pour des volumes saisonniers.

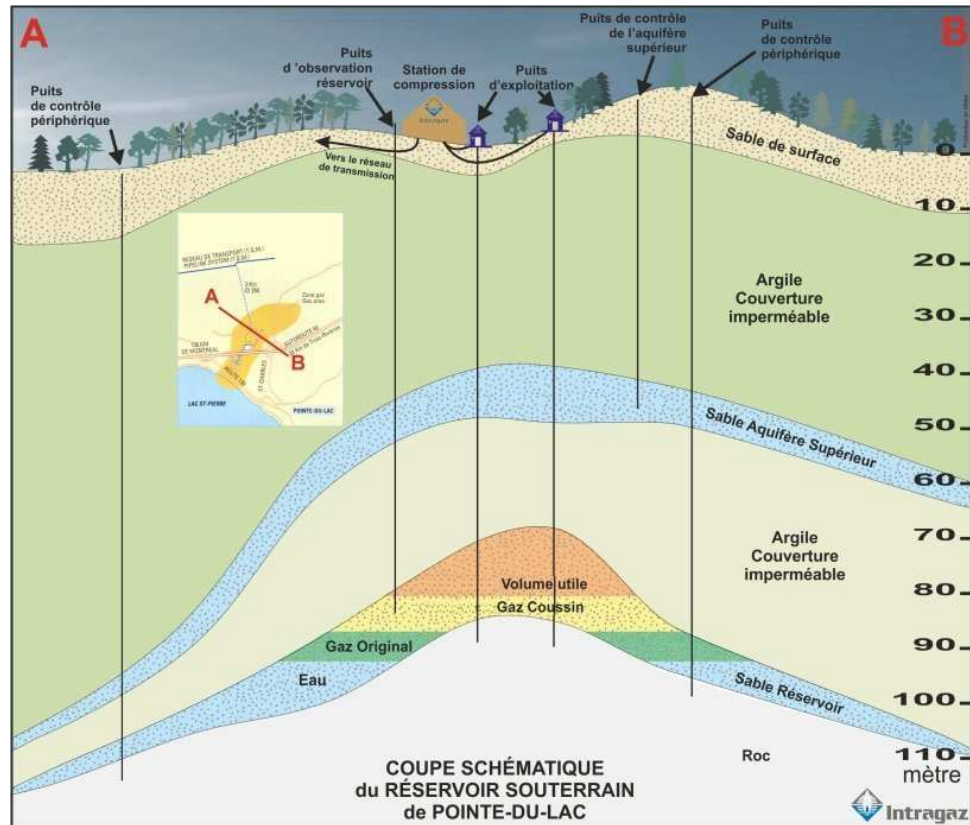


Figure 1.1 Coupe schématique du site de Pointe-du-Lac actuellement [3]

La pression dans le réservoir est faible (740 à 250 kPa) et remarquablement inférieure à celle du gazoduc de transport (7 000 kPa), à cause de la faible profondeur (92mètres) du stockage. En conséquence le gaz doit être comprimé lors du soutirage et, à l'inverse, détendu avant d'être injecté dans le réservoir.

Chapitre 2 - Introduction

Le GN emprisonné dans le réservoir du site de la Pointe-du-Lac, dans la zone poreuse du sable non consolidé en forme de dôme, se trouve entre une couche d'argile imperméable (au-dessus) et le niveau de l'ancienne mer de Champlain (au-dessous). Nous pouvons accéder au GN grâce aux plusieurs puits forés sur le site. La connaissance du niveau variable de cette nappe aquifère représente une donnée fondamentale qui garantit l'intégrité des opérations de la compagnie [4]. En effet, cette position du niveau est une indication de la quantité de GN que l'entreprise a entreposé à une pression spécifique. Afin d'éviter les pertes du gaz (vers d'autres espaces souterrains) et provoquer un manque d'approvisionnement, il est conseillé de stocker du GN dont la quantité ne dépasse pas les limites sécuritaires du réservoir. Pour se faire, Intragaz doit mesurer régulièrement le niveau d'eau dans le réservoir et gérer ses opérations d'après cette donnée fondamentale.

Il existe plusieurs techniques de mesure du niveau de liquide sur le marché. Les techniques les plus usuels qui s'appliqueraient à l'interface eau-GN sont : le flotteur mécanique, la mesure par pression différentielle, la mesure de contraintes sur les parois, la mesure capacitive, la mesure de distance par ultrason, la mesure de distance par infrarouge, etc.

Sur terrain, ces techniques présentent les inconvénients suivants : la nécessité de calibration, la connaissance à priori de la densité ou de la composition chimique du liquide, l'encombrement dépassant les contraintes d'espace, l'énergie électrique utilisée dépassant la limite permise dans du gaz explosif, la sensibilité aux paramètres environnementaux (pression, température, composition chimique du milieu, etc.), la précision réduite due à la plage de variation du niveau de liquide.

Actuellement, la compagnie utilise une méthode manuelle pour réaliser ces mesures dans des conditions particulières causées par la nature explosive du gaz à la surface de l'eau. Deux facteurs rendent l'accessibilité à l'interface gaz-eau difficile ; premièrement la présence d'un gaz hautement explosif à une pression différentielle élevée ; deuxièmement, le niveau d'eau situé à une profondeur de plusieurs dizaines de mètres. Cette opération de mesurage, fastidieuse et coûteuse pour l'entreprise, expose les employés à des accidents et des blessures (surtout pendant l'hiver où les opérations d'injection/retrait sont plus fréquentes). Il existe peu de méthodes conventionnelles et disponibles sur le marché pour effectuer cette mesure.

Dans cette étude, nous cherchons à identifier et à estimer avec précision et exactitude la variation de l'interface eau-gaz dans un gisement souterrain du gaz naturel avec une méthode de mesure indirecte.

Certaines contraintes doivent être respectées par le dispositif de mesure :

2.1 Contraintes

2.1.1 Accessibilité

- Le fond du réservoir souterrain se situe à 95 mètres par rapport au niveau de la mer : l'environnement de mesure est inaccessible

- Dimensions : les dimensions hors-tout de système de mesure dans le puits ne doivent pas dépasser 3/8 de pouces.

2.1.2 Conditions de prélèvement de mesure et sécurité

L'énergie thermique additionnelle dans le réservoir ne doit pas dépasser 21 mJ : l'énergie de tous les circuits électriques du capteur à l'intérieur du réservoir doit alors être conforme à la limite d'énergie permise et conforme aux normes de sécurité de l'industrie en vigueur.

2.1.3 Précision

L'erreur de mesure permise est de ± 10 cm

2.1.4 Exploitation

- Variation de pression interne : la variation de pression interne dans le réservoir ne doit pas influencer la précision de mesure ni les matériaux du capteur ;

- Variation de la quantité de méthane et variation d'eau : la quantité de méthane dans le réservoir contrôlé dépend de la variation du plan d'eau. Une fausse mesure pourrait impliquer des risques et des pertes économiques importantes.

2.2 Questions de recherche

Plusieurs questions de recherche peuvent être posées d'après cette problématique :

- Quelles sont les problématiques liées à la mesure dans un gisement souterrain du gaz naturel ? ;
- Quelles sont les problématiques liées à la mesure indirecte ?
- Quel algorithme appliquer pour diminuer l'erreur de mesure ?
- Qu'est-ce qui influence la mesure ?
- Quels sont les avantages et les inconvénients d'une mesure indirecte ?

2.3 Objectifs

Notre objectif dans cette recherche se résume dans les trois phases suivantes :

Phase I: Développer une connaissance approfondie de la dynamique du niveau d'eau dans une formation géologique utilisée pour le stockage du gaz naturel.

Phase II: Modéliser la dynamique de la variation du niveau d'eau dans le puits du gaz naturel.

Phase III: Concevoir un prototype d'instrument de mesure du niveau d'eau permettant une lecture automatique en temps réel et sécuritaire, prenant en compte les normes anti explosion sévère et les contraintes d'installation de l'industrie. En outre, cet instrument doit être facile d'utilisation et ne requiert aucune calibration préalable. La précision de mesure désirée est inférieure à 10 cm. Pour atteindre ce niveau de précision, nous mettrons à contribution les acquis de la phase I et la phase II.

2.4 Méthodologie générale

Afin d'atteindre nos objectifs, la méthodologie à suivre se répartit principalement en 3 phases :

Phase I : une analyse approfondie de la dynamique du niveau d'eau de l'un des puits du gaz naturel a été réalisée. Pour compléter notre étude et afin de ressortir les tendances du modèle de puits du gaz, nous avons effectué une analyse des données historiques des variations du niveau d'eau qu'Intragaz a collectées depuis déjà plus d'une dizaine d'années. Nous avons aussi identifié les contraintes techniques liées à l'installation d'un système de mesure du niveau d'eau dans un environnement hasardeux.

Phase II : nous avons réalisé ensuite une modélisation de la dynamique de la variation du niveau d'eau dans le puits du gaz basée sur les deux approches (analytique et numérique). Pour concevoir le système de mesure du niveau d'eau, nous avons proposé deux solutions technologiques : mesure directe (le calcul de niveau d'eau se fait directement par un capteur par exemple avec une sonde conductrice) et mesure indirecte (le calcul de niveau d'eau se fait indirectement, par exemple on utilise la pression hydrostatique pour mesurer la hauteur). Au final, nous avons opté pour le système de

mesure indirecte communément appelé *mesure par bullage* basé sur la pratique industrielle et adaptée au puits du site de la Pointe-du-Lac.

Phase III : la réalisation du système à bulle a exigé la réalisation de trois sous-systèmes :

Sous-système I : la réalisation d'un panneau des instruments. Ce panneau a pour objectif de mesurer le niveau d'eau dans le puits du gaz en temps réel. Nous mesurons la pression différentielle, la pression statique du réservoir, la pression dynamique (la pression dynamique est le flux de la quantité de mouvement par unité de volume), la température ambiante, le débit du gaz et la température du réservoir pour déduire le niveau d'eau dans le puits.

Sous-système II : Pour recueillir les données de mesure du panneau des instruments, un panneau de contrôle a été réalisé conformément aux normes et exigences de l'industrie gazière. Le panneau contient des convertisseurs de signaux HART/analogique, l'alimentation 24 V des instruments, un élément chauffant, un système d'isolation galvanique, un automate programmable pour recueillir les données finales et une interface utilisateur pour interagir avec les instruments de mesure.

Sous-système III : Pour obtenir des mesures précises se trouvant dans la marge d'erreur exigée (10 cm), un algorithme de correction basé sur les modèles dynamiques réalisés dans la phase I et II a été implémenté dans l'automate programmable. Pour valider le système au laboratoire, un modèle de réservoir similaire aux conditions du puits du gaz réel a été conçu puis validé par une analyse mécanique d'un réservoir sous pression. Le système de mesure réalisé a été testé et validé dans les laboratoires de l'UQTR.

2.5 Structure du mémoire

Ce mémoire se base sur six chapitres comme suit : le deuxième chapitre détaille la problématique, les objectifs et les méthodologies employées. La revue de littérature est présentée dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre décrit ensuite les paramètres de choix des équipements ainsi que les méthodes utilisées pour estimer le niveau d'eau. Les résultats trouvés sont présentés dans le cinquième chapitre. Le dernier chapitre se termine par une conclusion générale, la discussion et les perspectives.

Chapitre 3 - Revue de la littérature

Puisque le système à bulle va être utilisé comme méthode de mesure indirecte, il serait commode de faire une recherche bibliographique sur le fonctionnement de ce système dans le but de connaître les variables qui affectent la précision de mesure. Nous allons ensuite analyser leur effet et trouver les pistes d'amélioration afin d'avoir un système de mesure exact et précis.

3.1 Définition du système à bulle et de ses champs d'application

Le système de mesure de niveau de type continu est un système capable de surveiller la variation du niveau d'interface sans interruption (Thomas A. Huges, 2002) [5]. La mesure indirecte de niveau est une méthode de mesure qui permet d'évaluer par exemple la pression hydrostatique pour déduire le niveau d'eau. Selon ces définitions, il est possible de conclure que le système à bulle est un système de mesure de niveau indirect de type continu. Le type de mesure continue est considéré plus fiable que celui par point à cause de sa précision. Le système à bulle est utilisé pour mesurer le niveau et la densité. Il permet aussi d'identifier l'interface dans un réservoir ouvert ou un réservoir sous pression. C'est un système pratique pour mesurer la pression hydrostatique et la densité dans des endroits inaccessibles (D. S. KAYSER et al. 2003) [6]. Il a été utilisé pour mesurer le niveau d'interface dans une centrale nucléaire qui contient des liquides très acides ou alcalins, dont la température et la pression peuvent être très élevées (Technical Training Gr, 2003) [7].

3.2 Caractéristiques et maintenance du système à bulle

Dans le paragraphe suivant, nous allons présenter les 4 différentes caractéristiques relatives à un système à bulle : la pression, la température de service, le débit et la source d'alimentation. Nous présenterons ensuite le coût et la maintenance du système.

La pression de service du système doit être d'au moins 10 psi (69kPa) supérieure à la pression la plus élevée mesurée (Thomas A. Huges, 2002) [8]. La température quant à elle, dépend de la limite des matériaux du tube à bulle en contact avec le procédé. La température de service du procédé n'influence pas la fonctionnalité des équipements de mesure car ils sont placés à l'extérieur. Le débit du gaz insufflé doit être constamment faible et relativement constant à environ 1 SCFH (500 cm³/ min) pour éviter la perte de charge significative durant la mesure (D. S. KAYSER et al. 2003). L'air ou le gaz inerte peuvent être utilisés comme une source d'alimentation pour produire les bulles dans le système, bien que des liquides puissent être également utilisés (D. S. KAYSER et al. 2003).

Le système à bulle est considéré comme un outil efficace et peu coûteux (200 dollars américains à 5000 dollars américains) (D. S. KAYSER et al. 2003) [6]. Ce système nécessite une maintenance régulière et un approvisionnement en gaz (source d'alimentation pour produire des bulles) à haute fiabilité. Le problème souvent rencontré dans ce système est le bouchage du tube de mesure créé par des particules ou un faible approvisionnement en gaz. Dans un système à bulle, tous les équipements de mesure sont placés à l'extérieur du réservoir. Seule la canne à bulle est en contact avec le procédé. Puisque les contenus dans le réservoir (eau, humidité, air...) sont particulièrement corrosifs, il est donc nécessaire de faire un choix de matériaux anticorrosion afin d'éviter la détérioration et la

corrosion du tube. Le système de mesure de niveau indirect est un système durable car il possède une longue période de service (W. Boyes, 2010) [9].

3.3 Le principe de fonctionnement d'un système à bulle

Le principe de fonctionnement d'un système à bulle est similaire à souffler de l'air dans un verre d'eau avec une paille. Plus le niveau d'eau augmente dans le verre, plus c'est difficile de souffler (D. S. KAYSER et al. 2003) [6]. Donc, il s'agit d'insuffler un débit d'air constant dans un petit tuyau débouchant sous la surface de l'eau. La pression d'air est équilibrée par la colonne d'eau. La pression d'air qu'il faut appliquer pour produire des bulles est égale à la pression du fluide au bout de la canne. La mesure de la hauteur d'eau est égale à la pression d'air fournie. Dans un réservoir sous pression, le niveau d'eau dans un système à bulle est conclu avec les calculs de pression différentielle. C'est la distinction entre la pression hydrostatique et la pression de surface. Si le niveau d'eau monte, la pression hydrostatique augmente et implique une hausse de pression différentielle.

3.4 Montage d'un système pour un réservoir sous pression

La figure 1 illustre un montage standard d'un système à bulle installé dans un réservoir sous pression. La source d'alimentation utilisée comme exemple dans ce montage est l'azote (N₂). Elle est contrôlée par un régulateur de pression (PCV). Le régulateur de pression maintient la pression en amont constante et plus élevée que la pression totale mesurée lorsque le réservoir est plein. Deux électrovannes (SS) sont placées auprès du régulateur de pression afin de contrôler les deux lignes de mesure. En effet, dans un réservoir sous pression, la mesure du niveau de liquide est une fonction de la différence entre deux pressions (pression hydrostatique et pression statique). Afin de maintenir une

différence de pression constante entre la pression en amont et la pression en aval, un régulateur de pression différentiel constant (dPCV) est placé dans chaque ligne de mesure.

Un rotamètre (FI) est placé auprès de chaque régulateur afin de contrôler et mesurer le débit. En raison de la mesure différentielle impliquée, le dispositif de lecture peut être un manomètre ou un autre capteur de pression différentielle (exemple : transmetteur de pression différentiel).

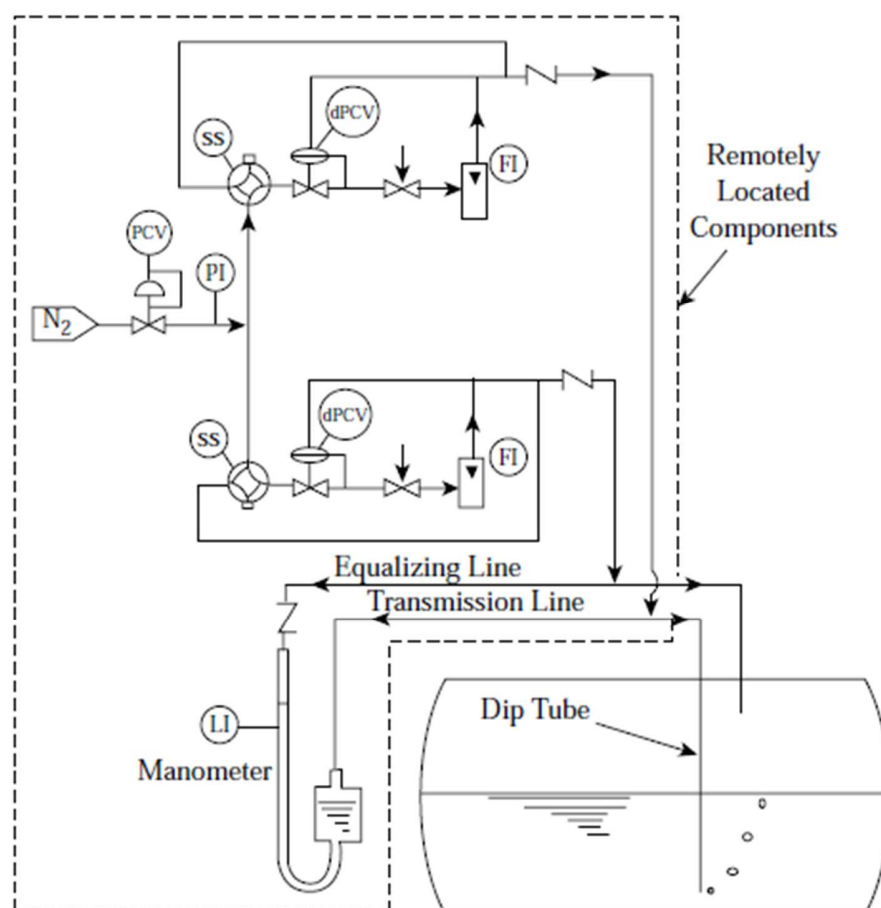


Figure 3.1 Système à bulle pour un réservoir sous-pression [6]

3.5 Erreur de mesure

L'erreur de mesure d'un système à bulle ouvert fonctionnant à une pression de surface égale à la pression atmosphérique est la somme des erreurs théoriques des instruments et l'erreur de lecture du système. Cette erreur est estimée entre $\pm 0.05\%$ et $\pm 2.0\%$ (William C. Dunn, 2005) [10]. La différence entre la température intérieure et extérieure du réservoir peut provoquer une erreur, surtout dans la méthode de mesure indirecte. Pour plus de précision, il est recommandé de mesurer les deux températures afin de corriger le niveau, car la variation de température extérieure et intérieure affecte la densité de gaz. Pour augmenter la précision de mesure, il est important de faire l'étalonnage des instruments de mesure (W. Boyes, 2010) [9]. Il faut purger avec une pression élevée pour empêcher la formation des particules dans le tube de mesure et le boucher. Ce processus augmente la pression et fausse la mesure (Technical Training Gr, 2003) [7].

L'erreur de mesure du système à bulle peut être divisée en deux groupes : erreur de mesure brute et erreur de mesure du système (Robert B. Northrop, 2005) [11]. L'erreur de mesure brute est généralement causée par des erreurs humaines. Plusieurs facteurs pourraient causer ce type d'erreur de mesure brute tels que : le prélèvement de mesure avant que le système atteigne l'état de régime permanent, erreur dans l'enregistrement des données mesurées ou une mauvaise utilisation des instruments de mesure. Les erreurs de mesure du système peuvent provenir d'autres facteurs tels que : le mauvais étalonnage de l'instrument, l'incertitude de lecture due à la présence de bruit aléatoire ou la présence d'une dérive de sensibilité. La dérive de sensibilité est causée par deux facteurs : l'emploi des instruments dans des plages de température non conforme et le changement d'humidité.

L'erreur de mesure augmente quand il y a une perte de charge dans le système, car la pression mesurée à l'entrée (bout connecté à l'instrument de mesure) du tube sera différente de la pression réelle de sortie (bout en contact avec le procédé) (D. S. KAYSER et al. 2003) [6].

Le débit du gaz insufflé dans le tube de mesure influence considérablement la précision de mesure. Dans le réservoir normal (condition d'opération à une pression atmosphérique), il faut maintenir un débit faible et constant à environ 1 SCFH (500 cm³/min) pour avoir le minimum de perte de charge (D. S. KAYSER et al. 2003) [6]. Le type du gaz insufflé influence aussi l'erreur de mesure. En effet, un gaz avec un poids spécifique élevé à une grande perte de pression par rapport à un gaz avec un poids spécifique faible. Le diamètre du tube minimum recommandé est 1/2 pouce. Un diamètre plus petit maximise la perte de charge. Une fuite dans l'assemblage augmente aussi la perte de charge, car le régulateur de débit va compenser la pression perdue à cause de fuites pour équilibrer la pression à la sortie de tube afin de produire les bulles, donc la pression d'entrée de tube sera erronée, car elle contient la valeur de pression de sortie plus la pression causée par la fuite (Technical Training Gr, 2003) [7].

La correction de perte de pression dans la canne à bulle pourrait être nécessaire dans les situations qui demandent une précision accrue.

3.6 Conclusion

Le système à bulle est un système efficace pour mesurer le niveau de liquide dans des endroits inaccessibles et hasardeux. Cependant, ce système a été démontré précis dans des plages de débit bien inférieur à 1 SCFH et dans des réservoirs bien déterminés. L'hypothèse suivante était mise en question dans cette étude : la perte de charge singulière et linéaire a un effet sur la précision de mesure dans le système à bulle. L'impact de ces facteurs sur la précision de mesure a été mentionné dans certaines recherches. Par contre, ces dernières n'ont pas étudié en détail l'effet de la perte de charge (linéaire et singulière) sur la précision de mesure.

Les contraintes liées au projet Intragaz, comme l'emplacement du réservoir par rapport au niveau de la mer (92mètres), nous ont permis de mettre en question plusieurs facteurs non étudiés par les recherches antérieures, notamment l'effet de la perte de charge. Selon la problématique et les contraintes du cahier de charge, notre recherche se concentrera donc sur la conception d'un système à bulle efficace et portera aussi sur l'effet de perte de charge et la sensibilité de la précision de mesure.

Chapitre 4 - Identification et estimation de la position de l'interface gaz-eau

Le présent chapitre traite l'étude de conception du système à bulle. Nous définirons premièrement les principaux équipements du système. Ensuite, nous proposerons les montages et nous discuterons des avantages et des inconvénients de la configuration proposée.

4.1 Équipements de mesure (panneau des instrumentations)

4.1.1 Bonbonne du gaz (Azote)

La bonbonne du gaz est utilisée pour alimenter les tubes du système à bulle. Le choix de la bonbonne dépend de la pression et de la durée de service ainsi que du type du gaz. Selon la revue de littérature dans le chapitre précédent (D. S. KAYSER et al. 2003) [6], la bonbonne doit fournir une pression minimum de 10 psi supérieure à la pression maximale mesurée (pression hydrostatique maximum plus la pression du réservoir interne maximum). Selon D. S. KAYSER et al. afin de minimiser la perte de charge, le débit du gaz d'alimentation doit être fixé à 1 SCFH (standard pieds cubes par heure). Le type du gaz sélectionné ne doit pas changer la propriété chimique du procédé dans le réservoir. Donc un gaz inerte sera favorable pour l'application (exemple : Azote).

Calculs de la pression minimale requise de la bonbonne à gaz :

$$P_{\min.} = P_{\text{Reservoir max.}} + P_{\text{Hydro.}} + 10 \text{ psi} \quad (4.1)$$

Calculs du volume minimal requis de la bonbonne à gaz :

$$V_{\min.} = Q * F_p * D_m \quad (4.2)$$

Tableau 4.1 Paramètres de calculs du volume minimal de la bonbonne à gaz

Paramètres de calculs volume minimal	
Durée de service [mois]	6
Fréquence de prélèvement par jour	2
Durée de mesure [heure]	1
Débit du gaz [SCFH]	1

La pression minimale requise de la bonbonne à gaz pour alimenter le système à bulle est de 120.45 psi et le volume minimum requis pour 6 mois de service est 360 Cu.ft.

4.1.2 Détendeur primaire

Le détendeur primaire diminue la pression élevée de la bonbonne à gaz à une pression de service inférieur à 1000 kPa. La pression de service est fixée selon la capacité maximum des régulateurs de pression ainsi que la pression de purge dans le système.

4.1.3 Régulateur de pression et filtre à air

Le régulateur de pression a pour objectif de fixer la pression de service à l'entrée des systèmes de mesure selon sa capacité maximum. Le filtre à air est placé après le régulateur de pression pour empêcher le passage des particules dans le système. Le diamètre des pores de la membrane du filtre doit être inférieur à 5 microns [12] afin d'empêcher le bouchage des tubes du système.

4.1.4 Régulateur de pression différentiel constant

Le régulateur de pression différentiel constant a pour objectif d'ajuster le débit du gaz dans le tube de mesure et de le garder constant à une valeur déterminée (2 SCFH). En fixant le débit dans les tubes de mesure, il sera facile ensuite de mesurer la variation de pression due aux deux facteurs suivants : le changement du niveau d'eau dans le réservoir et la pression statique du puits. La pression de service du régulateur a été sélectionnée selon la nature du puits. Puisque le système à bulle opère à une pression élevée (≈ 761 kPa), la pression de service a été sélectionnée à 26 % (plage de mesure disponible dans l'appareil acheté) supérieur afin d'assurer la fonctionnalité du régulateur.

4.1.5 Rotamètre

Le rotamètre sera placé après le régulateur de débit pour lire le débit du gaz dans les tubes de mesure fixés. Le débit du gaz dans le système est fixé à 2 SCFH afin d'avoir une perte de charge minimum.

4.1.6 Tube de mesure

Les deux tubes de mesure (pression hydrostatique et statique) sont de type NPS 3/8, DN 10, la longueur du tube de pression hydrostatique est de 92 mètres. La longueur du tube de pression statique est de 6 mètres. Tel que mentionné dans le chapitre 2, seul un tube de mesure peut rentrer dans le puits. La pression statique sera mesurée en haut du puits. Les calculs de pression statique mesurés à la surface du l'eauseront détaillés dans la section 4.11.

4.1.7 Transmetteur de pression statique

Le transmetteur de pression statique a pour but de mesurer la variation de pression dans le puits. La pression interne du puits est nécessaire pour connaître le plan d'eau. Cette information est importante pour Intragaz afin de connaître la pression après chaque injection ou soutirage du gaz effectués.

La plage de pression du transmetteur de pression statique doit être supérieure à la pression maximale statique du puits.

$$P_{\text{statique Max.}} > P_{\text{Puits Max.}} \quad (4.3)$$

4.1.8 Transmetteur Multivariable

Le transmetteur Multivariable a pour objectif de déterminer les variables suivantes

- Pression différentielle : mesurer la différence entre la pression hydrostatique et la pression à la surface de l'eau (pression du réservoir).
- Température ambiante : mesurer la température d'écoulement du fluide. La bonbonne à gaz est placée à l'extérieur dans le site du point du lac de Trois-Rivières. La température dans cette région varie entre -40 et 40 °C.
- Pression manométrique : mesurer la pression totale dans le tube à bulle. La valeur sera utilisée pour calculer la perte de charge dans le tube à bulle et en déduire par la suite le plan d'eau réel. Les calculs de correction seront expliqués en détail dans les sections suivantes.

Calcul de la pression maximale de transmetteur Multivariable :

$$P_{\text{Différentielle Max.}} = P_{\text{Hydro.}} = \rho g h \quad (4.4)$$

La variation maximum du plan d'eau dans le puits est de 2.05 mètres.

4.1.9 Collecteurs de vannes

Les collecteurs des vannes sont installés directement après le transmetteur Multivariable pour protéger le diaphragme du transmetteur pendant la mise en service du système.

4.1.10 Système de Purge

La ligne de purge a pour objectif de purger la ligne d'écoulement du gaz (tube à bulle et tube de prélèvement de mesure de la pression interne). L'opération de purge s'effectue par l'envoi du gaz à une pression maximum (1000 kPa) dans les bouts des deux tubes de mesure afin de dégager les particules coincées. Pour protéger les instruments de mesure (transmetteur Multivariable, transmetteur de pression statique), les vannes d'isolement doivent être entièrement fermées pendant l'opération de purge.

4.1.11 Vanne d'isolement

Les vannes d'isolement permettent la fermeture du système de mesure ou l'isolation du circuit pneumatique dans le but d'entretenir ou de remplacer un équipement quelconque.

4.1.12 Boîtier

Le boîtier protège les équipements contre l'usure due à l'environnement extérieur. Le type de boîtier utilisé est un NEMA-4X. Le boîtier NEMA 4X est principalement conçu pour une utilisation extérieure et offre un niveau de protection supérieur contre la corrosion et les environnements extrêmes.

4.1.13 Montage

Le montage du système à bulle est similaire au montage illustré dans le chapitre 3. Ce montage comporte : un régulateur de pression, deux régulateurs de pression différentiels constants, un rotamètre, un transmetteur de pression statique, un transmetteur Multivariable, un circuit de mesure de variation de la pression statique, un circuit de mesure de variation de la pression différentielle et deux circuits de purge. Les instruments de mesures (TMV et TS) respectent les normes d'un environnement explosif de classe 1, zone 1.

1. Entrée gaz
2. Régulateur pression
3. Régulateur de débit
4. Multivariable
5. Capteur pression
6. Sortie réservoir
7. Sortie tube de mesure

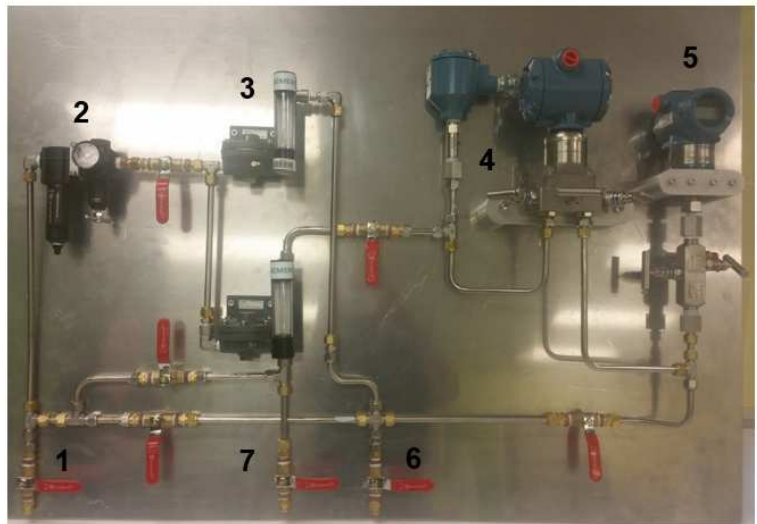


Figure 4.1 Montage des équipements de mesure

4.2 Équipements d'alimentation, correction des mesures et interface utilisateur

Les équipements de contrôle ont pour objectif d'alimenter, lire et corriger les données des équipements de mesure (TMV et TS). Les entrées et les sorties des équipements sont décrites dans le tableau 1.

Tableau 4.2 Spécifications des raccordements des équipements de mesure

Entrées	Spécifications
Alimentation panneau de contrôle	Alimentation : 110-125 V Connecteur : ST
Transmetteur Mutlivariable	Alimentation : 24 V Communication : HART Connecteur : ST
Transmetteur de pression statique	Alimentation : 24 V Communication : 4-20 mA Connecteur : ST

4.2.1 Barrière intrinsèque

Afin de protéger les instruments qui se trouvent dans la zone explosive, nous avons placé deux barrières intrinsèques dans le système. Ils ont pour objectif de limiter le courant et la tension dans le circuit en sécurité intrinsèque lorsque la tension provenant de la zone non sécurisée devient trop importante ou qu'un court-circuit se produit dans la partie en sécurité intrinsèque.

4.2.2 *Convertisseur HART/4-20 mA*

Le convertisseur HART a pour objectif de convertir le signal HART du transmetteur Multivariable en 3 signaux analogiques (pression différentielle, pression manométrique et température) de 4-20 mA.

4.2.3 *Contrôle de la température du panneau de contrôle*

Afin de garder la température de service des équipements électriques minimum à 15 °C, deux thermostats sont placés pour contrôler la température à l'intérieur du panneau de contrôle. Les deux thermostats sont connectés à une unité de chauffage. Si la température à l'intérieur du panneau est inférieure à 15 °C durant la période d'hiver, le thermostat TH1 active l'unité de chauffage. Le deuxième thermostat TH2 limite la température d'échauffement à 17 °C.

4.2.4 *Automate programmable et interface utilisateur*

L'API a pour objectif de lire les informations envoyées par les instruments de mesure, effectuer les corrections de perte de charge, corriger la pression différentielle et la pression statique du réservoir, déduire le niveau d'eau, enregistrer les données corrigées et envoyer les valeurs corrigées à une interface utilisateur. L'interface utilisateur a pour objectif d'afficher les données de mesure finales corrigées, les valeurs de mesure brutes ainsi que les instructions d'utilisation du système. Le choix de l'automate programmable comme unité de calculs et de contrôle a été basé sur la nature industrielle de l'application. Les entrées/sorties de l'automate seront discutés en détail dans la section suivante.

4.3 Entrées/sorties automate programmable

4.3.1 Entrées analogiques

L'API a 4 entrées analogiques (les variables analogiques sont la pression différentielle, la température de base, la pression statique et la pression intérieure du réservoir interne).

Sorties numériques

L'application exige seulement 2 sorties numériques. La première est pour alimenter la lumière verte de mise en service du panneau. La lumière rouge est pour signaler une anomalie dans le système.



Figure 4.2 Voyants d'alimentation et d'anomalie dans le panneau d'alimentation

4.3.2 Tension d'entrée analogique

La tension d'entrée analogique est similaire à la tension de sortie des instruments (tension : 24 V, courants : 4-20 mA).

4.3.3 Type d'entrée analogique

Les entrées analogiques sont de type Sink, car les instruments de mesure sont alimentés de l'extérieur et non par l'API. Voir schéma électrique dans la section annexe.

4.3.4 Type des sorties numérique

Les sorties pourraient être de type *Sink* ou *Source* [13]. Les sorties numériques ont pour objectif d'allumer les deux lumières dans les deux panneaux (panneaux électriques et panneaux des instruments) et les instruments au besoin. Le choix de sortie *Sink* ou *Source* est convenable pour une application qui demande un grand nombre de commutations à une grande vitesse.

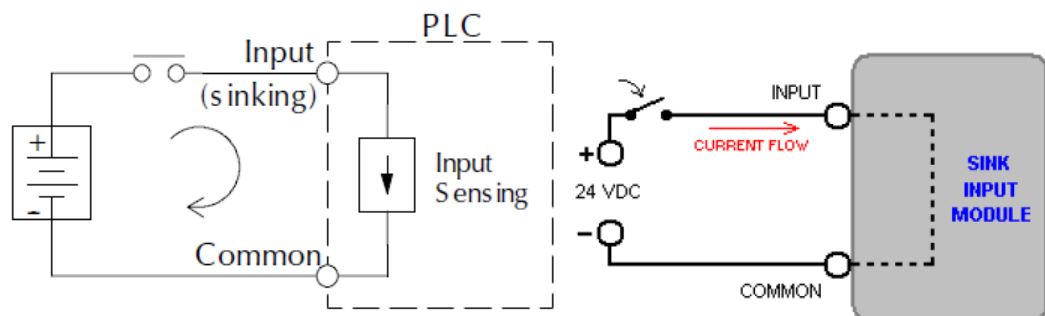


Figure 4.3 Montage de type Sink

4.3.5 Tension d'alimentation

L'API est alimentée avec une tension de type courant continue de 24 V (voir schéma électrique dans la section annexe).

Tableau 4.3 Nombre d'entrées/sorties requise de l'API

Catégories	Nombre des entrées/sorties
Entrées numériques	1
Sorties numériques	2
Entrées analogiques	4
Sorties analogiques	0
Communication Ethernet	1

4.4 Normes de sécurité

Comme montrée dans la figure 4.4, la classification autour d'un puits (à l'air libre) est généralement de 3 mètres à l'intérieur duquel on désigne une zone Classe 1 Zone 2. Donc tous les équipements électriques installés dans le périmètre de 3 mètres ont une certification CSA. Par contre, certains équipements sont installés à l'intérieur d'un boîtier et il y aura une tubulure du gaz à l'intérieur. Dans ce cas-ci, les équipements électriques à l'intérieur du boîtier devront être certifiés Classe 1 Zone 1. Concernant les connecteurs électriques, on utilise des connecteurs de la série ST pour le non classifié et la série STX pour les endroits classifiés. En résumé, tous les connecteurs se situant dans le panneau instruments ou connectés à ce panneau doivent être de type STX. Les connecteurs des câbles branchés sur le panneau d'alimentation sont du type ST. voir la section annexe pour les classifications.

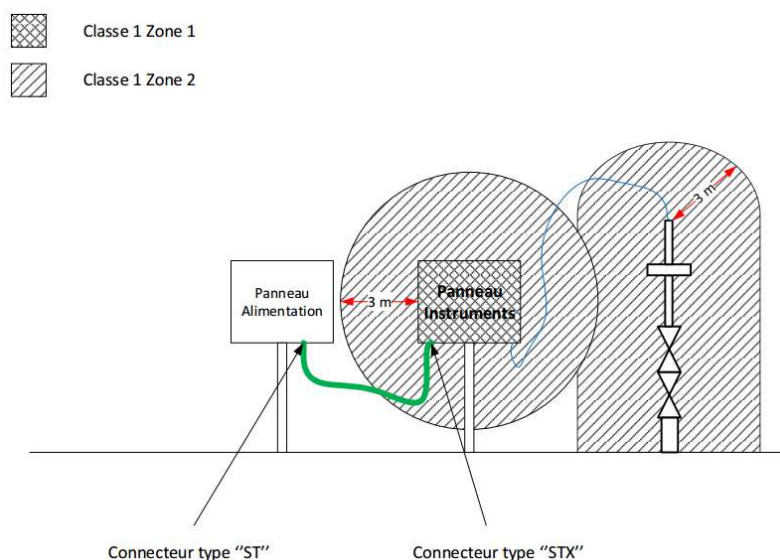


Figure 4.4 Zone de classification (panneau de contrôle et panneau des instruments)

4.5 Banc de tests

Afin de tester les deux panneaux conçus (panneau d'instrumentation et de contrôle) dans le laboratoire avec un environnement similaire au site d'installation, un réservoir d'essai a été conçu. Il a pour but de simuler les mêmes conditions de puits réelles que celles dans le site d'installation. L'objectif est de simuler la variation de la pression hydrostatique et la pression statique à l'intérieur en temps réel avant de l'implémenter dans le puits au site de la compagnie. La méthodologie établie était la suivante : une conception du réservoir a été faite par un logiciel de conception 3D et sa capacité (pression maximale) a été calculée avec une analyse numérique par la méthode des éléments finis (MEF). La pression de service maximal permissible du réservoir obtenu a été de 8273 kPa. Les analyses MEF ont été faites avec la méthode adaptative H. Le principe de la méthode H consiste à utiliser des éléments de petites tailles dans les zones comportant des erreurs élevées.

Après avoir exécuté l'étude et estimé les erreurs, le logiciel affine automatiquement le maillage aux endroits nécessaires pour améliorer les résultats. Après plusieurs itérations, le modèle numérique a convergé avec une erreur de 5%. Ensuite, pour valider les calculs avant l'utilisation, le réservoir conçu a été testé à une pression de service de 8273 kPa et certifié selon la norme ASME par un centre de test certifié. Voir section annexe pour les résultats des analyses MEF.



Figure 4.5 Réservoir de test

4.6 Calculs perte de charge dans un conduit cylindrique

Selon la revue de la littérature faite dans le chapitre 3, on déduit que la présence d'une perte de charge dans un système à bulle affecte considérablement l'erreur de mesure. Puisque le plan d'eau dans le réservoir d'Intragaz est situé à 92 m au-dessous du niveau de la mer, une étude de la perte de charge causé par l'azote (type du gaz injecté dans le système à bulle) dans une conduite cylindrique a été faite afin d'évaluer son impact sur la précision de mesure. Trois méthodes de correction de la perte de charge ont été analysées et comparées : l'équation d'écoulement générale, l'équation de *Gas Technology Institute* GTI et l'équation de Bernoulli simplifiée. Les résultats, les avantages et les inconvénients sont illustrés dans le chapitre 5. Les méthodes utilisées permettent d'identifier la perte de charge totale du système en tenant compte de plusieurs facteurs, qui sont identifiés dans la présente section.

4.6.1 Hypothèses de l'étude

- Écoulement en régime permanent ;
- Écoulement monodimensionnel : Viscosité de fluide très faible. Les paramètres physiques du fluide dépendent de l'abscisse curviligne de la ligne moyenne ;
- L'effet de compressibilité est négligé si le nombre de Mach est inférieur à 0.2 ;
- Écoulement isotherme : on suppose que la température à l'intérieur du réservoir est constante à 10 °C (la variation de température dans le 10 premier mètres de sol et négligée) ;
- L'effet de l'énergie cinétique est négligé : On néglige l'énergie cinétique car la vitesse du son est faible et la masse de fluide est négligeable ;

- Énergie potentielle négligée : Pour l'écoulement du gaz, la variation d'énergie potentiel est presque égale à 0.
- Le comportement du gaz est parfait : température réduite supérieure à 2, pression réduite inférieure à 1 ;
- Le facteur de compressibilité Z des gaz est le même qu'un gaz parfait $Z \approx 1$: le facteur de compressibilité a été calculé par la méthode CNGA (California Natural Gas Association Method), pour des pressions inférieures à 750 kPa. Z est approximativement égal à 1 ;
- La longueur du tube étudiée dans des conditions isothermes est 92 m ;
- Écoulement irréversible : Viscosité du fluide n'est pas nulle ;
- La section du tube est constante ;
- Le coefficient d'efficacité du tube est égal à 1 ;
- L'effet de rugosité intérieur du tube est négligé : la rugosité intérieure du tube est faible (tube lisse).

4.7 Équation d'écoulement générale

L'équation d'écoulement générale aussi appelée l'équation d'écoulement fondamental (Fundamental Flow equation) relie la perte de charge avec le débit volumique [17]. Elle prend en considération le coefficient de perte de charge. Elle est utilisée pour calculer la perte de charge ou le débit volumique de l'écoulement isotherme d'un fluide compressible en conduite circulaire.

$$Q = 5.747 \times 10^{-4} F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{GT_f LZ} \right]^{1/2} D^{5/2} \quad (4.5)$$

4.7.1 Facteur de transmission

Le facteur de transmission F est considéré comme l'opposé du facteur de friction f . Tandis que le facteur de friction indique à quel point c'est difficile de déplacer une certaine quantité du gaz, le facteur de transmission est une mesure directe de la quantité du gaz pouvant être transporté. Lorsque le facteur de friction augmente, le facteur de transmission diminue et, par conséquent, le débit du gaz diminue également. Inversement, plus le facteur de transmission est élevé, plus le facteur de friction est faible et, par conséquent, le débit aussi.

Le facteur de transmission F est lié au facteur de frottement f comme suit [17] :

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}} \quad (4.6)$$

4.7.2 Vitesse d'écoulement du gaz

La vitesse d'écoulement du gaz représente la vitesse d'écoulement des molécules du gaz d'un point à un autre. L'expression de la vitesse d'écoulement d'un fluide compressible tient compte de la variation de température, de la pression dans le tube et du facteur de compressibilité.

$$V = 14.7349 \left(\frac{Q}{D^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right) \quad (4.7)$$

4.7.3 Nombre de Reynold

Le nombre de Reynolds est utilisé pour caractériser le type d'écoulement et calculer la perte de charge. Dans une canalisation du gaz, on utilise l'équation suivante :

$$R_e = 0.5134 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{GQ}{\mu D} \right) \quad (4.8)$$

Noter que le nombre de Reynolds dans cette section est exprimé en fonction du débit du gaz par jour. L'équation 4.8 est adaptée pour des calculs de pipelines du gaz naturel.

Le coefficient de perte de charge est utilisé pour calculer la perte de charge dans une conduite. Il varie en fonction du type d'écoulement. Dans le cas d'un écoulement laminaire ($Re \leq 2000$), on utilise l'expression suivante :

Équation 4.9 Coefficient de perte de charge

$$f = \frac{64}{Re} \quad (4.10)$$

Dans le cas d'un écoulement turbulent ($Re \geq 4000$), on utilise l'équation *COLEBROOK-WHITE* suivante :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (4.11)$$

Si on néglige la rugosité de la surface intérieure du tube, on obtient l'expression suivante :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (4.12)$$

4.7.4 Viscosité critique

La viscosité critique peut être estimée à partir de la corrélation suivante :

$$\mu_c = 7.7 \cdot 10^{-7} (M)^{1/2} (P_c \cdot 10^{-5})^{2/3} T_c^{-1/6} \quad (4.13)$$

4.7.5 *Température réduite*

On dit que la température d'une substance est élevée en la comparant à sa température critique.

$$T_r = \frac{T}{T_{cr}} \quad (4.14)$$

4.7.6 *Pression réduite*

L'équation d'état d'un gaz parfait décrit bien le comportement du gaz réel à basse pression et à haute température. On dit que la pression d'un gaz est faible en la comparant à sa pression critique.

$$P_r = \frac{P}{P_{cr}} \quad (4.15)$$

4.7.1 *Viscosité réduite*

La viscosité réduite est le rapport de viscosité dynamique et la viscosité au point critique à une température et une pression données.

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_c} \quad (4.16)$$

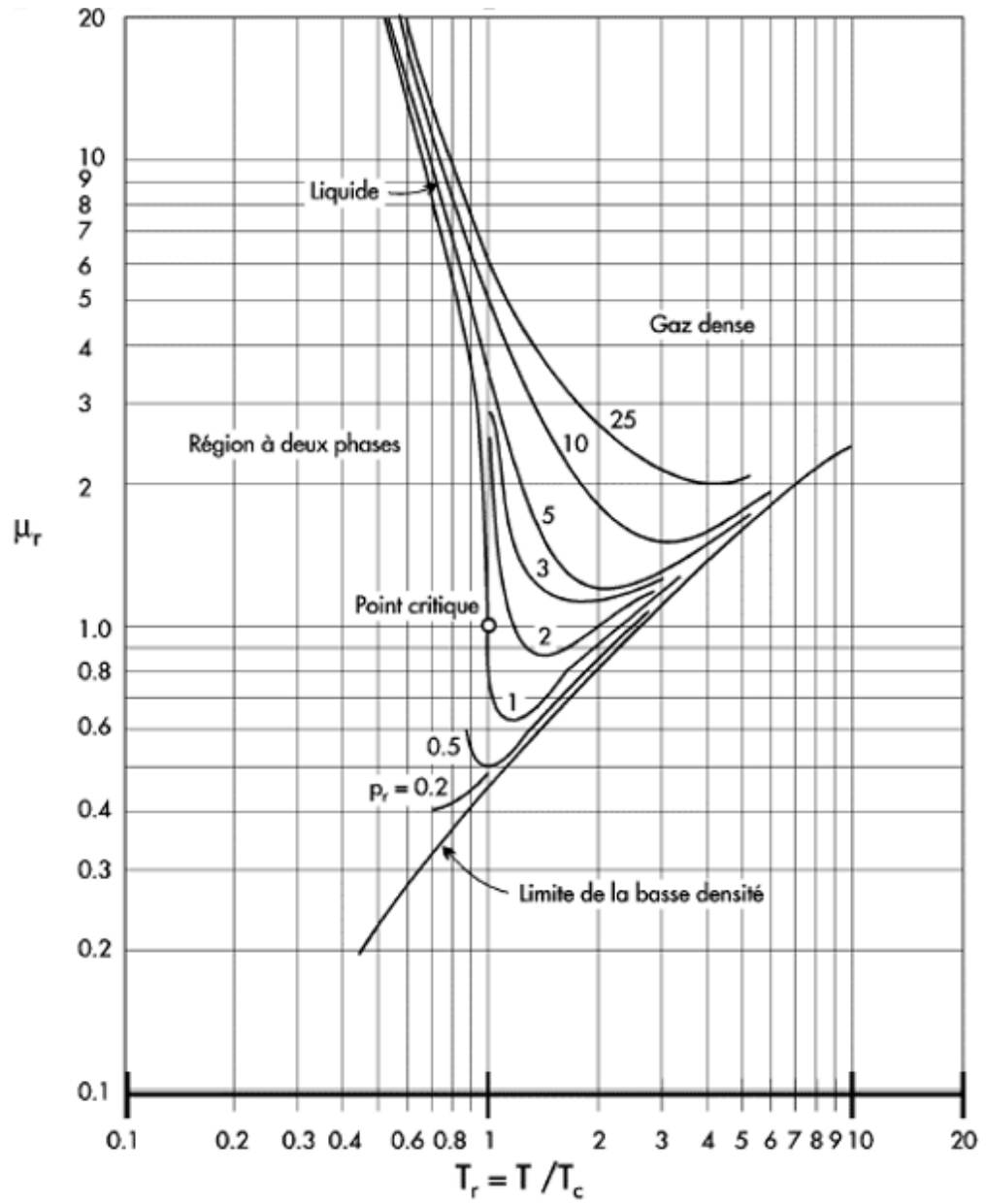


Figure 4.6 Viscosité réduite en fonction de température et pression réduite

4.8 Équation de *Gas Technology Institute* (GTI)

L'équation GIT [17], proposée par l'institut de technologie du gaz, est exprimée de la façon suivante :

$$Q = 1.2822 \times 10^{-3} E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G^{0.8} T_f L \mu^{0.2}} \right]^{0.555} D^{2.667} \quad (4.17)$$

4.9 Équation de Bernoulli simplifiée

Comme mentionnée dans la section hypothèses : quand le nombre de Mach est inférieur à 0.2, on pourrait négliger l'effet de compressibilité. Les méthodes de calcul d'un fluide incompressible peuvent aussi être appliquées.

Si on néglige l'énergie cinétique et l'énergie potentielle (voir section hypothèses) et on applique les conditions d'application suivantes : $V_1 = V_2$ et $z_1 = z_2$, où V_1 et V_2 sont la vitesse d'entrée et de sortie d'écoulement du gaz et z_1 et z_2 représentent l'altitude de l'entrée et de sortie du tube, on obtient l'équation suivante :

$$\frac{1}{\rho} (\Delta p_{12}) \approx -f \frac{V^2}{2} \left(\frac{L}{D} \right) \quad (4.18)$$

Compte tenu des hypothèses simplificatrices relatives à l'énergie cinétique et l'énergie potentielle, la relation 4.18 n'est qu'approchée. L'erreur augmente au fur et à mesure que la vitesse d'écoulement se rapproche de la vitesse du son.

Les équations présentées dans la méthode 3 sont valides seulement pour une vitesse d'écoulement faible par rapport à la vitesse du son (nombre de Mach $M < 0.2$).

4.9.1 Nombre de Reynold pour un fluide incompressible

$$\text{Re} = \frac{\rho D V}{\mu} \quad (4.19)$$

4.9.2 Nature d'écoulement

$$\text{M} = \frac{V}{c} \quad (4.20)$$

Tableau 4.4 Nature d'écoulement selon le nombre de Mach

Nombre de Mach	Nature d'écoulement
$\text{M} < 0.2$	L'effet de compressibilité est petit et les méthodes de calcul incompressibles peuvent être appliquées. Les résultats sont suffisamment précis.
$\text{M} < 1$	La vitesse d'écoulement est inférieure à la vitesse de son, l'écoulement est subsonique.
$\text{M} > 1$	La vitesse d'écoulement est supérieure à la vitesse de son, l'écoulement est supersonique.

4.9.3 Calcul célérité du son

La célérité du son est utilisée pour connaître le nombre de Mach. Le nombre de Mach servira à identifier la nature d'écoulement et l'effet de compressibilité

$$c = \sqrt{\frac{\gamma P}{\rho}} = \sqrt{\gamma R T} \quad (4.21)$$

La relation de Mayer est utilisée pour calculer la célérité du son :

$$\gamma = \frac{c_p}{c_v} \quad (4.22)$$

4.9.4 Calcul variation masse volumique

L'équation du gaz parfait permet de calculer la variation de masse volumique due à la variation de pression :

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (4.23)$$

4.9.5 Coefficient de perte de charge

Pour un écoulement laminaire $Re < 2000$ on utilise la formule de Poiseuille

$$f = 64/Re \quad (4.24)$$

Pour un écoulement turbulent modéré $2000 < Re < 10^5$, on utilise la formule de Blasius

$$f = 0.316 Re^{-0.25} \quad (4.25)$$

4.10 Perte de charge singulière

Les pertes de charge singulière ont été négligées. Dans les systèmes de canalisations longues, la chute de pression dans les raccords et les vannes peut souvent être ignorée [14] dans le cas de présence de la perte de charge linéique important comme dans le cas de ce projet.

4.11 Calcul de la pression à la surface de l'eau

La mesure de la pression à la surface de l'eau dans le puits est prélevée à la tête du puits. La configuration du puits ne permet pas l'entrée de deux tubes de mesure pour prélever la pression hydrostatique et la pression de surface du plan d'eau afin de déduire la mesure du plan d'eau. Donc le calcul de pression à la surface de l'eau sera déduit avec l'équation suivante [15] :

$$P_{statique} = P_{tête\ de\ puit} \times e^{\left[\frac{\left(\frac{G}{R}\right) \times L}{T_m} \right]} \quad (4.26)$$

4.12 Mesure de l'interface d'eau

La mesure de l'interface d'eau dans le puits se fait à l'aide de la mesure de pression différentielle effectuée par le transmetteur Multivariable et déduite avec l'équation de pression hydrostatique. Les effets de perte de charge ainsi que les mesures de pression à la surface de l'eau sont considérés dans l'équation suivante 4.27. Nous ferons les calculs de la perte de charge linéique de tube de mesure et statique de réservoir à l'aide des équations 4.5 et 4.26, ensuite on soustrait la valeur calculée de la différence de pression mesurée, la hauteur de niveau déduit par l'équation de pression hydrostatique.

$$h = \frac{\Delta p_{mesuré} - \left[(P_1 - P_2) + P_{tête\ de\ puit\ mesurée} \times e^{\left[\frac{\left(\frac{G}{R}\right) \times L}{T_m} \right] - 1} \right]}{\rho g} \quad (4.27)$$

Chapitre 5 - Validation théorique et expérimentale

Dans ce chapitre, on présente d'abord les résultats des trois méthodes de calculs de la perte de charge mentionnée dans le chapitre précédent ainsi que les avantages et les inconvénients pour chaque méthode. Ensuite, on exposera les résultats de l'effet de variation de la température ambiante sur la mesure du plan d'eau et la correction apportée avec le calcul de pression statique. Enfin, on terminera par les résultats de mesure expérimentale.

5.1 Effet de la perte de charge linéique sur la mesure

Pour illustrer l'effet de la perte de charge sur la mesure du plan d'eau, on a calculé la différence de pression (la pression d'entrée moins la pression de sortie) dans une conduite cylindrique d'une longueur de 92.426 m (longueur réelle de tube de mesure). La plage de pression appliquée est entre 300 et 750 kPa. La pression appliquée est conforme aux pressions de service du réservoir. Dans le but d'obtenir l'effet de perte de charge sur la mesure du niveau sans l'effet de variation de la température ambiante par apport la température du réservoir, la température ambiante a été égalisée à la température interne du réservoir (10 °C). Les données de calculs sont montrées dans le tableau 5.1.

Le gaz utilisé dans ces calculs est l'Azote (N₂). C'est le même type de gaz utilisé dans le système de mesure réel. La propriété de l'Azote est illustrée dans le tableau 5.2.

Tableau 5.1 Données de calcul de la perte de charge

Paramètres	Valeurs
Température de base [°C]	10
Température de réservoir [°C]	10
Pression atmosphérique [Pa]	101.3
Accélération de la pesanteur [m/s ²]	9.81
Longueur de tube [m]	92.426
Vitesse d'écoulement [m/s]	1
Diamètres intérieur tube [mm]	7.747
Facteur efficacité tube	1
Facteur de compressibilité	1

Tableau 5.2 Propriétés d'azote

	Masse molaire [kg/Kmol]	Constant du gaz [kJ/kg k]	Température critique [k]	Pression critique [Pa]	Poids spécifique G	Cp/Cv
Azote N ₂	28.013	0.2968	126.2	3390	0.9672	1.4030

5.1.1 Calcul de l'effet de la perte de charge sur la mesure du niveau avec la méthode d'équation d'écoulement générale

$$P_1^2 - P_2^2 = \left[\frac{Q P_b}{5.747 \cdot 10^{-4} F T_b D^{5/2}} \right]^2 \times (G T_f L Z) \quad (5.1)$$

Si on examine l'équation ci-dessus, déduite de l'équation générale d'écoulement, équation 4.5, on conclut que la perte de charge dépend de plusieurs facteurs. Le débit du gaz est inversement proportionnel à la valeur de perte de la charge.

Si le poids spécifique du gaz augmente, le débit va diminuer et par conséquent la perte de charge augmente. Prenons un exemple : la perte de charge d'Azote est plus élevée que la perte de charge du méthane, car l'Azote a un poids spécifique qui est le double du poids du méthane. D'autre part, si la longueur de conduite augmente, le débit diminue à la sortie. En effet, la perte de charge est prise en considération dans le système de mesure conçu à cause de la longueur importante du tube de mesure (92.426 m), du petit diamètre du tube de mesure (7.747 mm) et de la pression de service élevée du puits de mesure [340 kPa, 750 kPa].

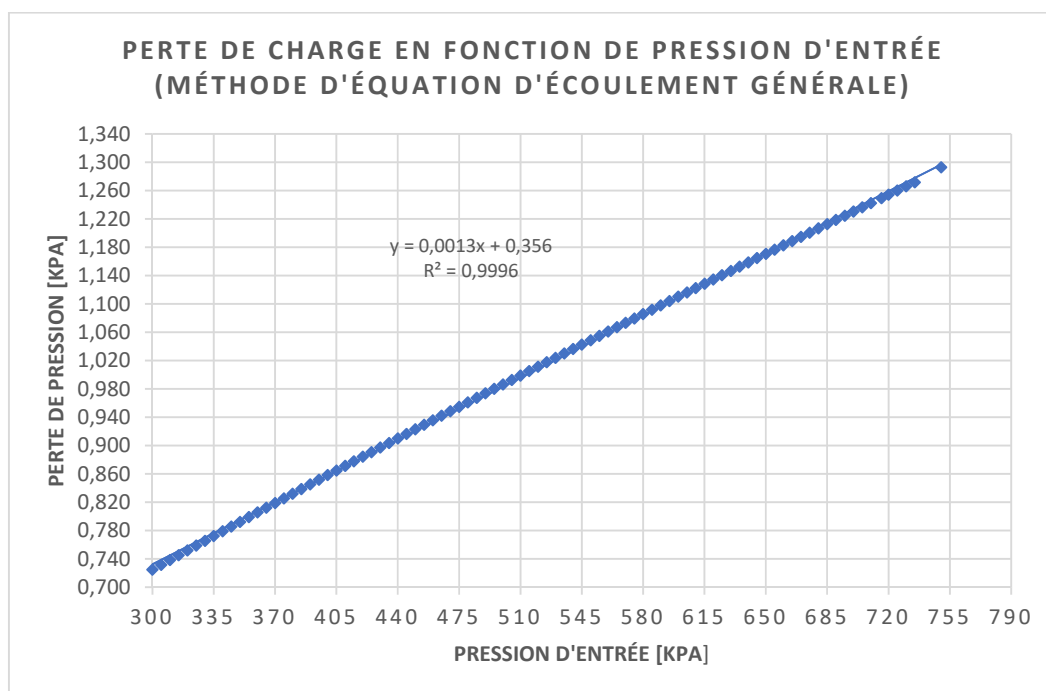


Figure 5.1 Perte de charge en fonction de la pression d'entrée (méthode d'équation d'écoulement générale)

Selon la figure 5.1., on remarque que la perte de charge calculée a un comportement quasiment linéaire avec un coefficient de détermination $R^2 = 0.9996$. Selon la même figure, on remarque aussi que la valeur de perte de charge augmente si la valeur de pression d'entrée augmente. L'augmentation de pression dans le réservoir cause l'augmentation de pression d'entrée dans le tube de mesure. Comme expliqué dans le chapitre 3, la pression d'entrée doit être égale à la pression hydrostatique et à la pression statique du puits afin de produire des bulles dans le bout du tube de mesure. Donc, si la pression interne (statique) du puits monte, nous devons égaliser cette pression dans le système de mesure par l'augmentation de la pression d'entrée dans le système dans le but de produire des bulles et mesurer la pression de retour. De plus, le petit diamètre de conduite génère plus de friction avec l'augmentation de la valeur de pression d'entrée. En conséquence, la valeur de la perte de charge augmente proportionnellement à la valeur de pression du réservoir. Dans le tableau 5.3, nous affichons les valeurs de la perte de charge liées aux valeurs de la pression minimum et maximum du réservoir.

Tableau 5.3 Perte de charge minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale)

Paramètres	Valeurs
Perte de charge à 340 kPa	0.779 kPa
Perte de charge à 750 kPa	1.293 kPa

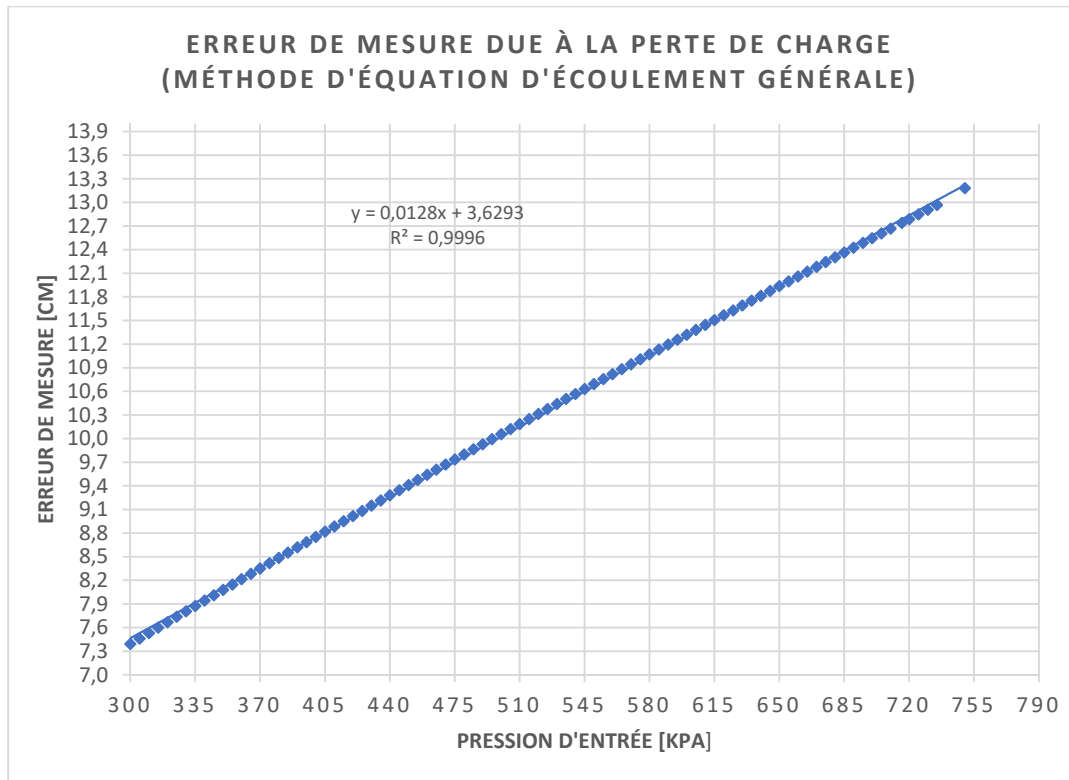


Figure 5.2 Erreur de mesure due à la perte de charge (méthode d'équation d'écoulement générale)

$$\text{Erreur de mesure} = \frac{P_1^2 - P_2^2}{\rho g} \quad (5.2)$$

Si on calcule l'erreur de mesure due seulement à la perte de charge, on obtient à l'aide de l'équation 5.2 les valeurs dans la figure 5.2. Comme attendu avec les résultats de la figure 5.2, l'erreur de mesure augmente dépendamment de l'augmentation de la perte de pression.

L'erreur de mesure maximum et minimum déduite du tableau 5.3 à l'aide de l'équation 5.2 est présentée dans le tableau 5.4.

Tableau 5.4 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale)

Paramètres	Valeurs
Erreur de mesure à 340 kPa	7.94 cm
Erreur de mesure à 750 kPa	13.19 cm

5.1.2 Calcul de la perte de charge avec la méthode de Gas Technology Institute (GTI)

$$P_1^2 - P_2^2 = \left[\frac{Q P_b}{1.2822 \cdot 10^{-3} E T_b D^{2.667}} \right]^{1/0.555} \times (G^{0.8} T_f L \mu^{0.2}) \quad (5.3)$$

L'équation 5.3 est déduite de l'équation de Gas Technology Institute GTI 4.17. La méthode GTI ne tient pas compte du facteur de compressibilité ni du facteur de transmission (facteur de frottement en fonction de la vitesse d'écoulement). Par contre on trouve les calculs de la viscosité en fonction de la pression critique, de la masse molaire du gaz, de la pression critique, de la viscosité réduite ainsi que le facteur d'efficacité du tube. L'effet des variables tels que le débit du gaz, la pression d'entrée, la longueur du tube, le poids spécifique du gaz, sur la perte de charge est similaire à l'équation d'écoulement générale qui est expliquée dans la section 5.1.1.

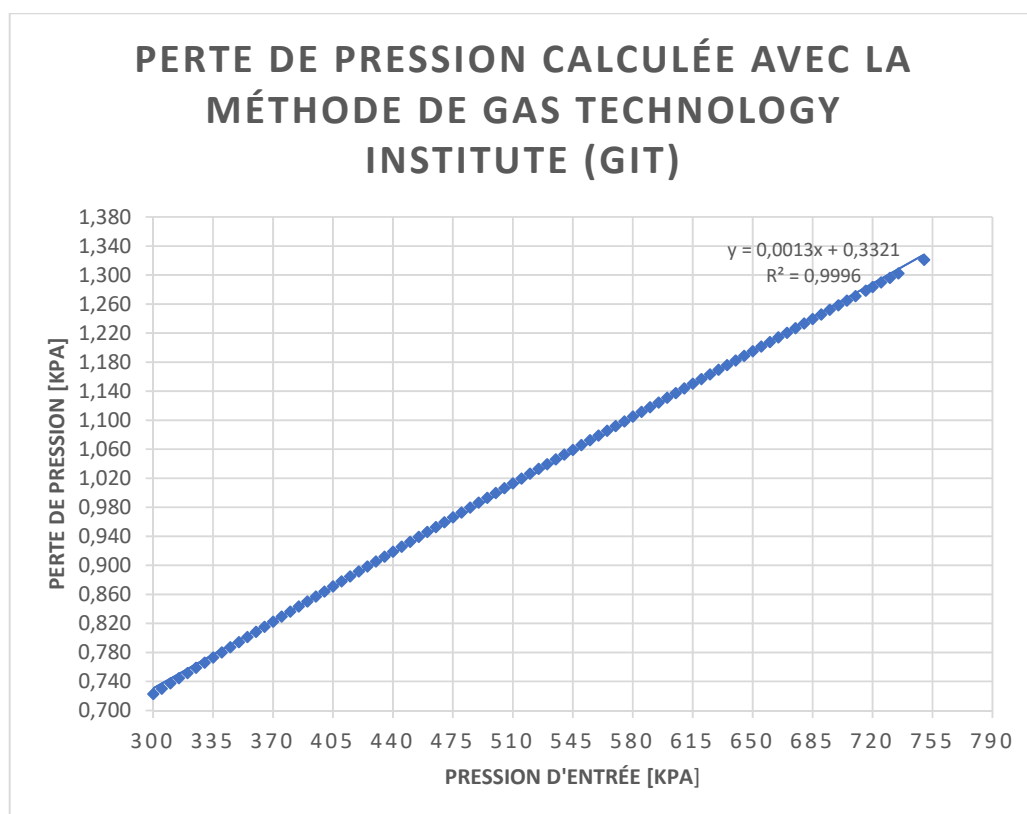


Figure 5.3 Perte de la pression en utilisant la méthode GTI

Les valeurs de perte de pression en fonction de la pression d'entrée sont illustrées dans la figure 5.4. Dans le tableau 5.4, nous affichons les valeurs de perte de charge liée aux valeurs de pression minimum et maximum du réservoir.

Tableau 5.5 Perte de charge minimum et maximum (méthode GTI)

Paramètres	Valeurs
Perte de charge à 340 kPa	0.780 kPa
Perte de charge à 750 kPa	1.321 kPa

Si on calcule l'erreur de mesure due seulement à la perte de charge, on obtient à l'aide de l'équation 5.2 les valeurs dans la figure 5.4

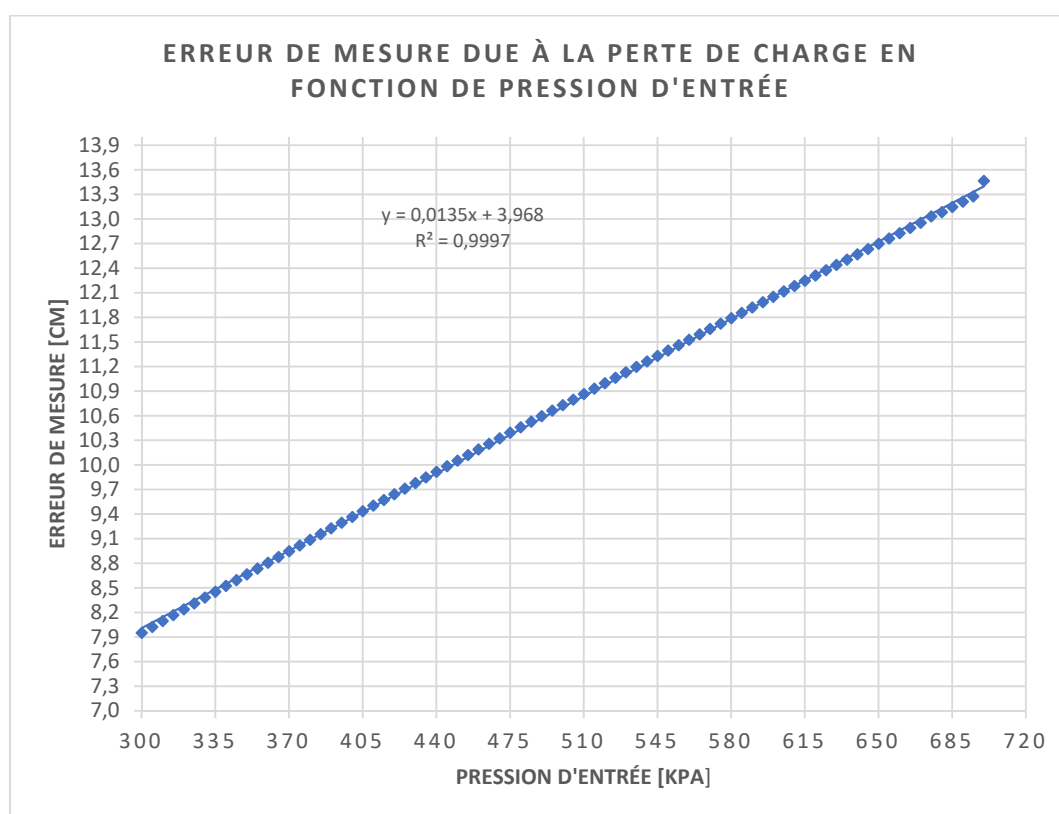


Figure 5.4 Erreur de mesure en fonction de la perte de charge (méthode GTI)

L'erreur de mesure maximum et minimum déduites du tableau 5.5 à l'aide de l'équation 5.2 sont présentées dans le tableau 5.6.

Tableau 5.6 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode GTI)

Paramètres	Valeurs
Erreur de mesure à 340 kPa	7.952 cm
Erreur de mesure à 750 kPa	13.466 cm

L'écart entre l'équation GTI et l'équation générale de pression n'excède pas 2.4 %. Les écarts calculés en fonction de la pression d'entrée sont illustrés dans la figure 5.5.

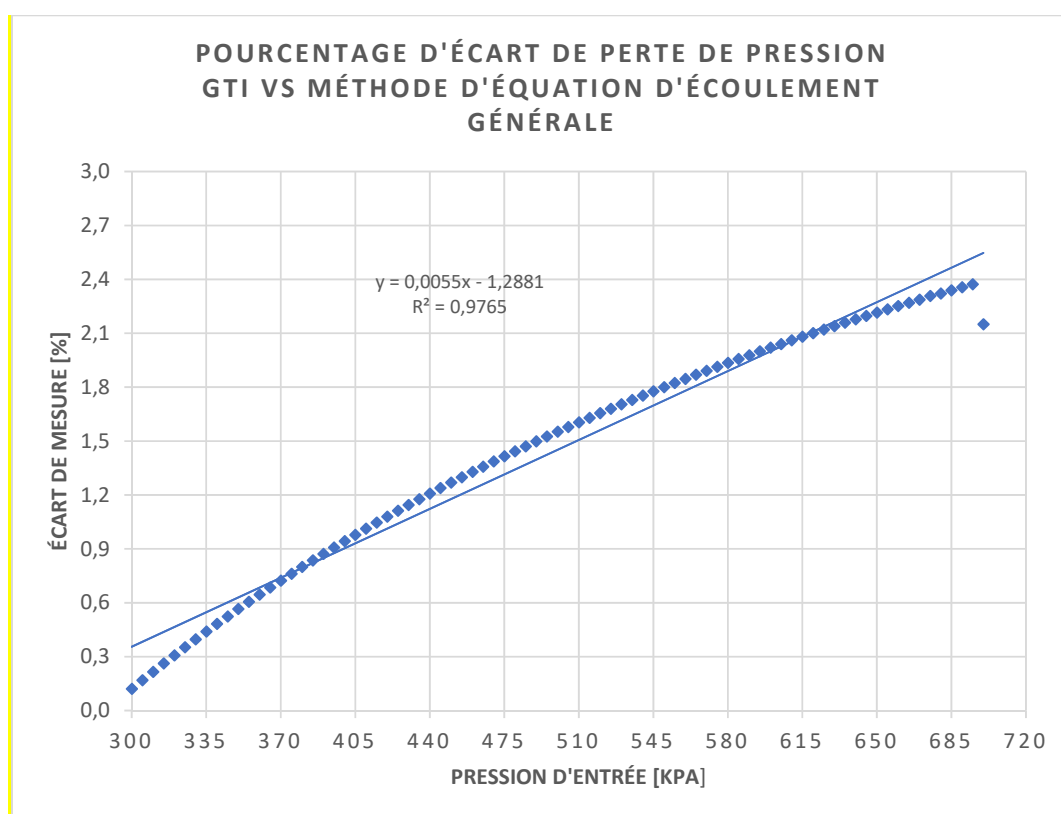


Figure 5.5. Pourcentage d'écart de la perte de pression entre la méthode GTI et la méthode d'équation d'écoulement générale.

L'écart est dû au facteur d'efficacité du tube. Dans la section hypothèse du chapitre 4, le facteur d'efficacité représente l'énergie conservé dans le système durant l'écoulement du gaz. C'est le ratio de l'énergie à la sortie du tube divisé par l'énergie d'entrée. Un processus parfait aurait une efficacité optimale. Dans nos calculs, le facteur d'efficacité de tube a été fixé à 1. Généralement, dans les conditions d'opération réelle, le facteur d'efficacité du tube est toujours inférieur à 1 : (nouvelle conduite : 1 ; bonnes conditions de fonctionnement : 0,95 ; conditions de fonctionnement moyennes : 0,85) [16]. Dans notre étude, la méthode de GTI remplace la variation du coefficient de frottement causée par la variation de la pression dans le système par un facteur de coefficient. Donc, il sera plus adéquat d'utiliser cette équation à condition de calculer la perte d'énergie totale dans le système afin d'avoir un facteur d'efficacité exact. La viscosité dans l'équation GTI varie en fonction de la température (voir section 4.7.5). Puisque dans notre comparaison on ne tient pas en compte la variation de la température, l'écart obtenu est causé seulement par le facteur d'efficacité de tube.

5.1.3 Calcul de la perte de charge avec la méthode d'équation de Bernoulli simplifiée

$$(\Delta p_{12}) \approx -f \rho \frac{v^2}{2} \left(\frac{L}{D} \right) \quad (5.4)$$

Comme démontré dans la section 4.9, l'équation de Bernoulli simplifiée pourrait être utilisée pour calculer rapidement la perte de charge d'un fluide compressible à condition que la vitesse d'écoulement soit faible par rapport à la vitesse de son nombre de Mach $M < 0.2$. En effet, nous avons calculé la vitesse d'écoulement maximum permise avec l'équation 4.20 afin de respecter la condition du fluide incompressible, nous avons obtenu une vitesse d'écoulement de 2.152 m/s.

Dans le tableau 5.1, la vitesse d'écoulement a été fixée à 1 m/s pour tous les calculs de la perte de charge des 3 méthodes afin de pouvoir utiliser la méthode d'équation de Bernoulli simplifiée et la comparer avec les autres méthodes. Les résultats de la perte de charge en fonction de la pression d'entrée sont montrés dans la figure 5.6. Le coefficient de perte de charge dans cette méthode a été calculé avec la formule de poiseuille (équation 4.24) dans le cas où le nombre de Reynold est inférieur à 2000 (écoulement laminaire) et a été calculé avec la formule de Blasius (équation 4.25) dans le cas où le nombre de Reynold est situé entre 2000 et 10^5 (écoulement turbulent).

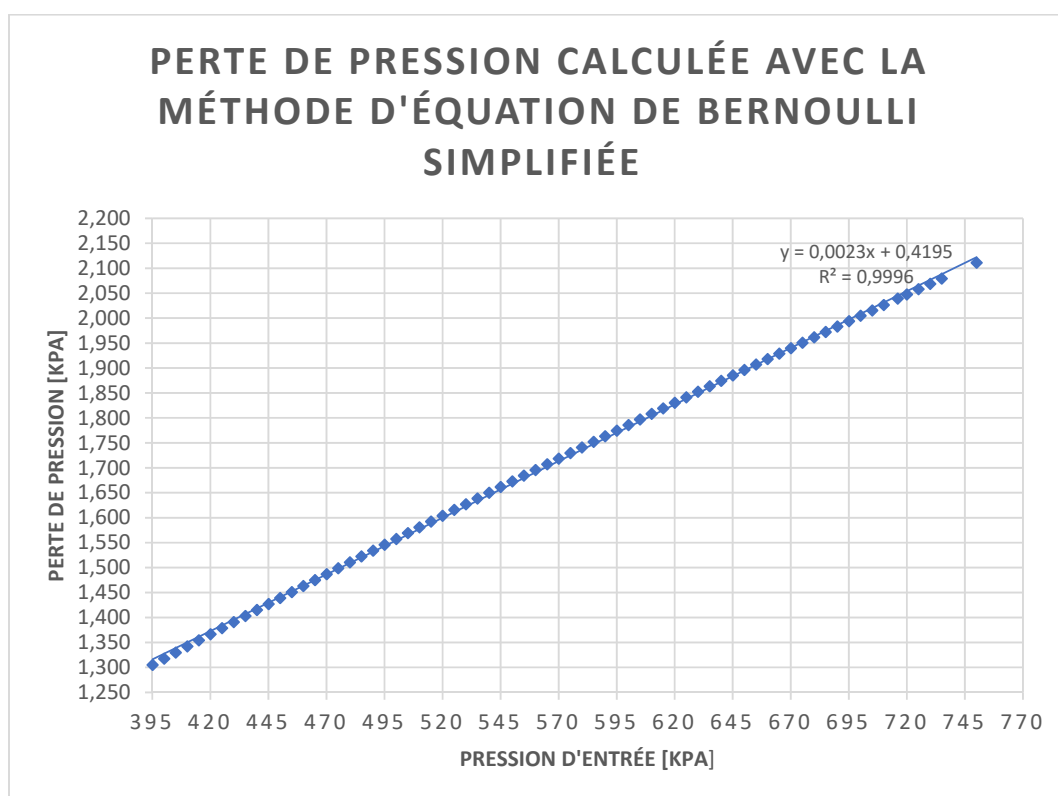


Figure 5.6 Perte de pression en utilisant la méthode d'équation de Bernoulli simplifiée

On remarque que la courbe de la figure 5.6 a la même tendance linéaire que les deux autres courbes (5.3 et 5.1). Les valeurs de perte de charge liées aux valeurs de pression minimum et maximum du réservoir sont affichées dans le tableau 5.7.

Tableau 5.7 Perte de charge minimum et maximum (d'équation de Bernoulli simplifiée)

Paramètres	Valeurs
Perte de charge à 340 kPa	0.845 kPa
Perte de charge à 750 kPa	2.111 kPa

Si on calcule l'erreur de mesure due seulement à la perte de charge, on obtient à l'aide de l'équation 5.2 les valeurs dans la figure 5.7. L'erreur de mesure augmente dépendamment de l'augmentation de la perte de pression. Elle est plus grande avec cette méthode comparée aux deux autres méthodes. L'erreur de mesure maximum et minimum déduit de tableau 5.7 à l'aide de l'équation 5.2 est présentée dans le tableau 5.4.

Tableau 5.8 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale)

Paramètres	Valeurs
Erreur de mesure à 340 kPa	8.61 cm
Erreur de mesure à 750 kPa	21.52 cm

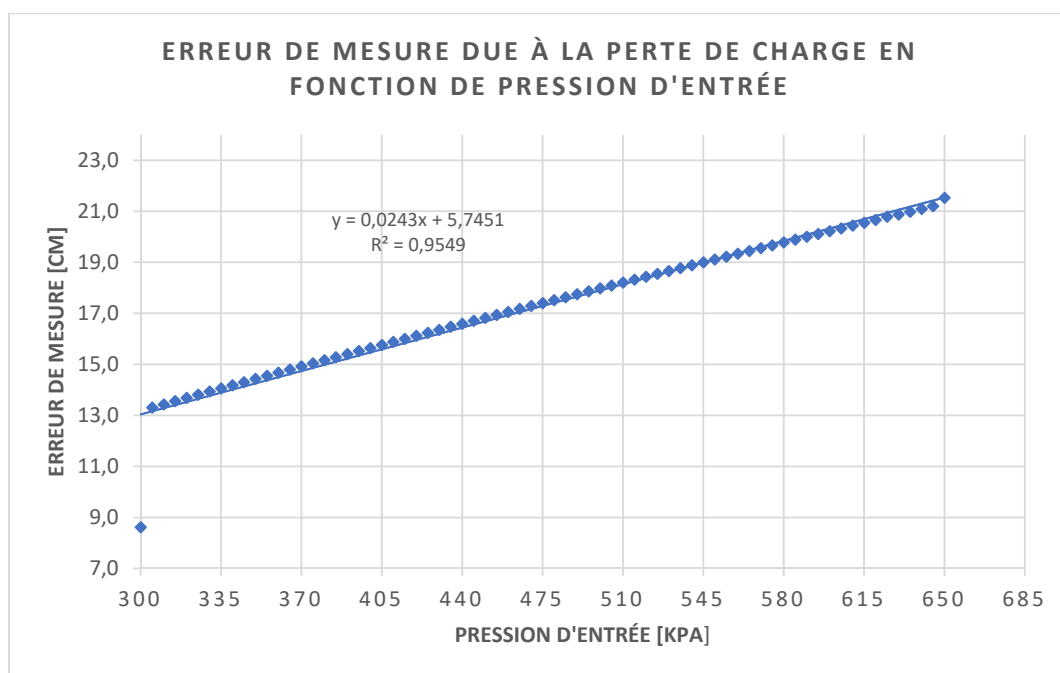


Figure 5.7 Erreur de mesure en fonction de la perte de charge

Nous remarquons que l'erreur de mesure dans cette méthode est plus grande que les deux autres méthodes. L'erreur de mesure maximum obtenue est : 21.52 cm. Comparé aux autres méthodes, l'erreur de mesure maximum due à la perte de charge ne dépasse pas 13.46 cm.

L'écart d'erreur par rapport à la méthode d'équation d'écoulement générale est illustré dans la figure 5.8. L'écart important entre les deux méthodes est causé par la négligence de plusieurs paramètres dans les calculs de perte de charge. On peut citer certains paramètres : l'effet du poids spécifique du gaz, la variation de la densité du gaz en fonction de la température, la vitesse d'écoulement, la pression d'entrée et la pression de sortie.

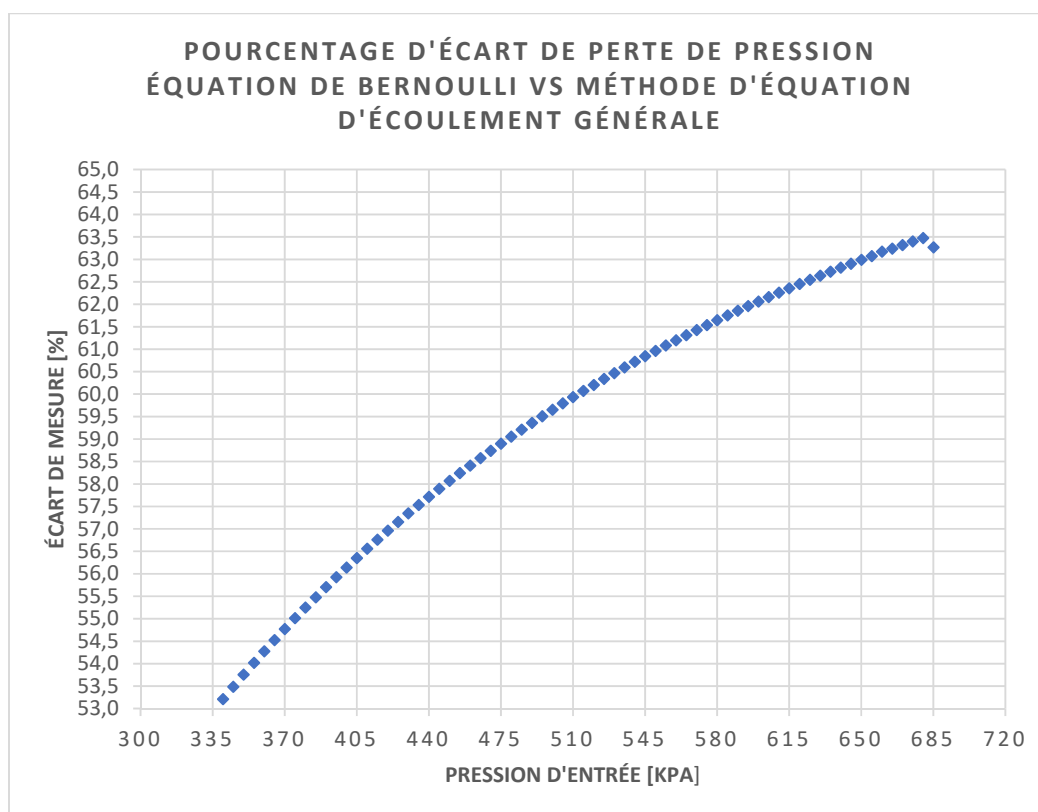


Figure 5.8 Pourcentage d'écart de perte de pression entre la méthode d'équation de Bernoulli et la méthode d'équation d'écoulement générale.

5.1.4 Prise de décision (méthode de calculs de perte de pression linéaire)

La méthode d'équation de Bernoulli simplifiée est une méthode simple. Elle permet d'estimer la valeur de perte de pression de façon grossière. Cependant, la négligence de plusieurs facteurs dans la relation de perte de pression affecte l'exactitude des résultats obtenus. L'écart en pourcentage entre cette méthode et les deux autres méthodes excède le 60 % (figure 5.8). Par contre l'écart de perte de pression entre la méthode GTI et la méthode d'équation d'écoulement générale est relativement faible : maximum de 2.4 %, (figure 5.5). Les calculs de perte de pression dans les deux méthodes : la méthode GTI et la méthode d'équation d'écoulement générale sont à peu près semblables.

Avec la méthode GTI on pourrait estimer la perte d'énergie dans le système (par exemple celle due au frottement du gaz dans le tube) avec le facteur d'efficacité du tube. En revanche dans la méthode d'équation d'écoulement générale, la perte d'énergie dans le système est calculée avec le facteur de transmission. Donc, le calcul de perte de charge avec la méthode d'écoulement générale sera plus précis vu que les calculs de perte d'énergie du système sont déjà considérés dans l'équation. Le calcul de perte de pression dans le système conçu a été réalisé avec la méthode d'équation d'écoulement générale, car les résultats obtenus sont plus précis que les résultats des deux autres méthodes. On peut conclure avec les résultats de perte de pression de la méthode d'équation d'écoulement générale que l'erreur de mesure sera au maximum 13.19 cm, quand la pression du réservoir atteindra le maximum : 750 kPa, pour une vitesse d'écoulement de 1 m/s.

5.2 Effet de la variation de température ambiante sur la mesure

Dans la section précédente, nous avons démontré l'erreur de mesure causée par la perte de charge avec trois méthodes différentes. Mais nous avons négligé l'effet de variation de température d'entrée et de sortie du tube à bulle sur la perte de charge, afin qu'on puisse comparer seulement l'effet de perte de charge du frottement du gaz dans le tube et faire le choix entre les trois méthodes. Dans cette section nous démontrons seulement l'effet de variation de la température à l'entrée et à la sortie du tube sur la perte de charge avec la méthode sélectionnée à la section précédente. Les calculs de l'effet de la température ambiante ont été réalisés avec l'équation d'écoulement générale et ils sont illustrés sur la figure 5.9.

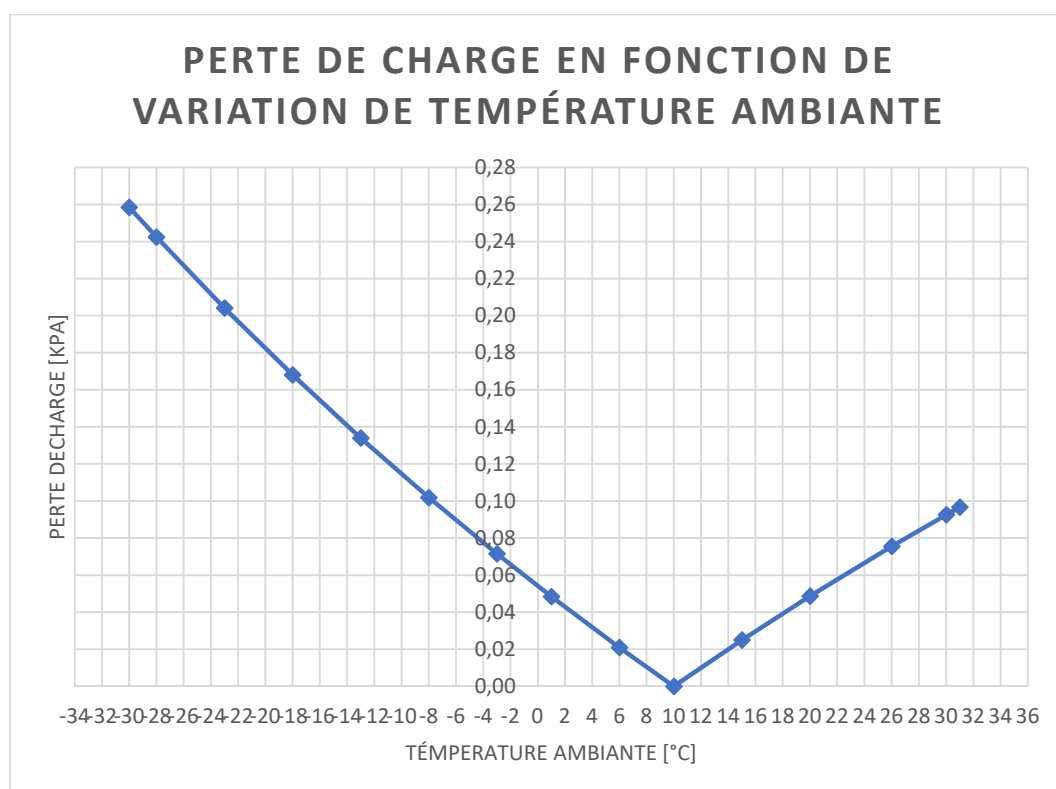


Figure 5.9 Perte de charge en fonction de variation de température ambiante (méthode d'équation d'écoulement générale)

La pression d'entrée et la température du procédé (température du réservoir à 92.426 m) ont été fixées à 300 kPa et à 10°C. Seule la température ambiante a été variée pour étudier la perte de charge due à celui-ci.

Dans le tableau 5.9, nous affichons les valeurs de perte de charge liées aux valeurs de la température ambiante. La température ambiante représente la température du gaz à l'entrée du tube de mesure, la variation de température dans le système de mesure et la différence de température d'entrée de tube de mesure à la température de sortie de réservoir.

La variation de température ambiante affecte considérablement l'erreur de mesure. On la remarque surtout dans la plage de température négative, car l'écart avec la température du procédé dans la plage négative est plus élevé que la plage positive. Les erreurs de mesure dues à la variation de température ambiante par rapport à la température interne du réservoir sont présentées dans la figure 5.10 et le tableau 5.10.

Tableau 5.9 Perte de charge minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale)

Paramètres	Valeurs
Perte de charge à 31 °C	0.093 kPa
Perte de charge à -30 °C	0.258 kPa

Tableau 5.10 Erreur de mesure minimum et maximum (méthode d'équation d'écoulement générale)

Paramètres	Valeurs
Erreur de mesure à 31 °C	0.944 cm
Erreur de mesure à -30 °C	2.635 cm

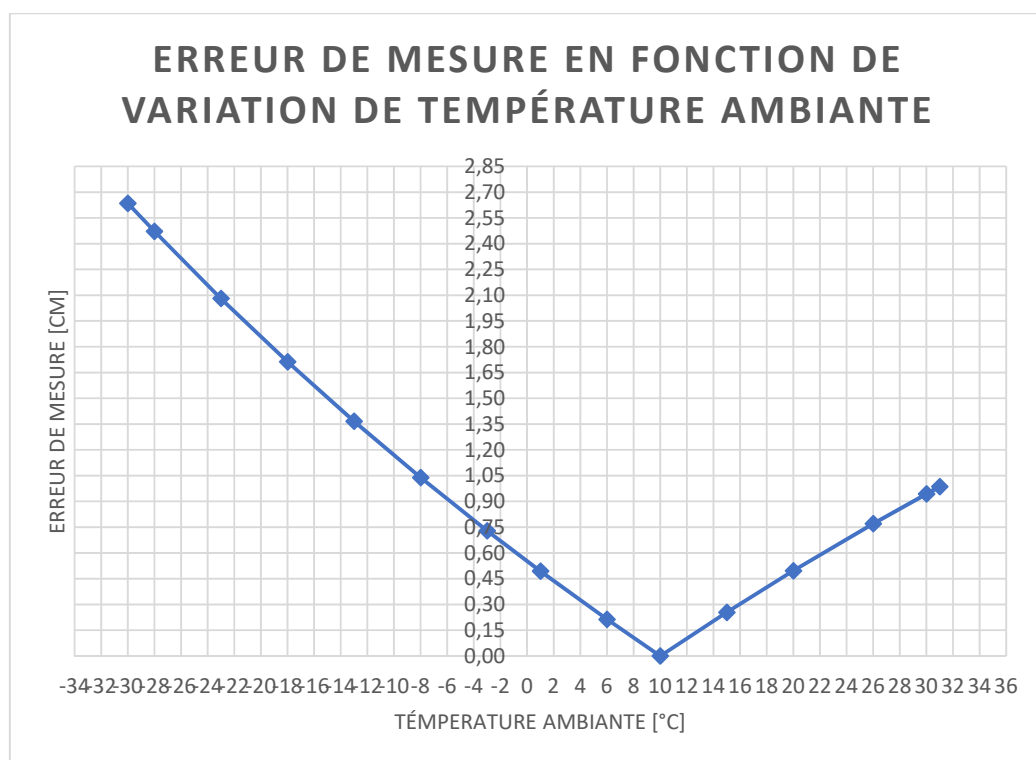


Figure 5.10 Erreurs de mesure en fonction de la température ambiante

Le gaz est un fluide compressible. Sa densité change en fonction de la température, de la pression d'entrée et de sortie. Quand la température d'écoulement du gaz à l'entrée du tube est située à -30 °C (erreur maximum), la densité de l'azote augmente et par conséquent la perte d'énergie dans le système sera au maximum.

En conclusion, l'erreur de mesure dans le tube à bulle due à la perte de charge linéique sera très importante à une pression élevée de 750 kPa et une température négative élevée -30 °C . Par contre, l'erreur de mesure sera petite à basse pression 340 kPa et une température positive élevée $+30\text{ °C}$.

5.3 Effet de la mesure de pression statique sur la mesure d'interface

Dans les deux sections précédentes, nous avons calculé la perte de charge linéique ainsi que l'effet des différents paramètres sur celle-ci : le coefficient de frottement et la variation de température ambiante. Dans cette section nous démontrons l'effet du poids du gaz stocké dans le réservoir sur le plan d'eau mesurée. Comme expliqué dans la section 4.11, nous devons tenir en compte la pression hydrostatique du gaz présent dans le réservoir sur le plan d'eau mesurée afin de déduire la vraie pression de surface. La mesure de pression de la surface d'eau dans le puits est prélevée à la tête du puits, car la configuration du puits ne permet pas de faire entrer deux tubes de mesure pour prélever la pression hydrostatique et la pression de surface de plan en même temps.

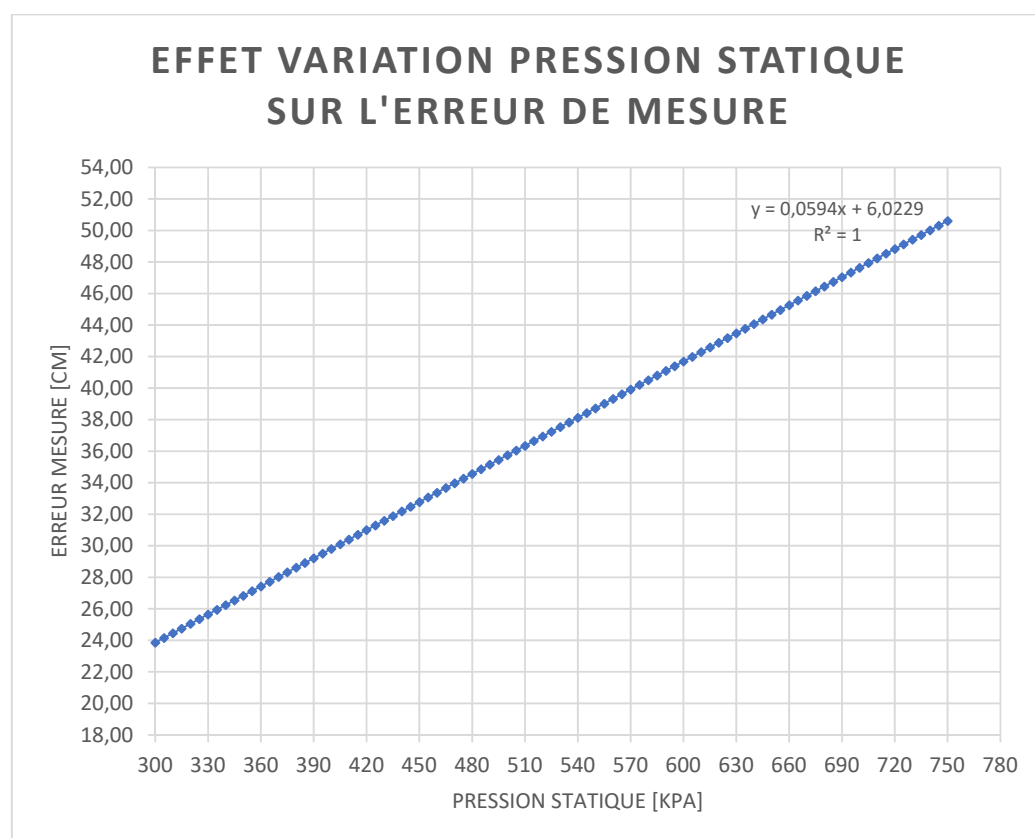


Figure 5.11 Effets de la variation de pression statique sur la mesure

Si on calcule l'erreur de mesure due seulement à notre méthode de mesure de pression statique, on obtient à l'aide de l'équation 4.26 les valeurs dans la figure 5.11. L'erreur de mesure augmente en fonction de la pression statique ainsi que la hauteur entre le point de mesure et la surface d'eau. En effet, plus la distance entre le point de mesure et la surface du plan d'eau mesuré est importante, plus la différence de pression entre ces deux points augmente. L'erreur de mesure maximum et minimum déduite est présentée dans le tableau 5.11.

Tableau 5.11 Erreur de mesure minimum et maximum (mesure de pression statique)

Paramètres	Valeurs
Erreur de mesure à 340 kPa	26.14 cm
Erreur de mesure à 750 kPa	50.61 cm

La pression de surface est toujours supérieure à la pression de tête du puits à cause du poids du gaz. Ce poids est considérable quand le plan de mesure se trouve à une hauteur élevée par rapport au niveau de la mer 92.426 m. Selon la figure 5.11, la différence de pression entre la tête du puits et la surface d'eau est linéaire. Elle augmente avec l'augmentation de la valeur de pression et la hauteur entre le point de mesure et la surface d'eau.

L'erreur de mesure à corriger sera importante quand la pression interne du réservoir sera au maximum et la température extérieure d'écoulement du gaz à l'entrée du tube de mesure sera au minimum.

5.4 L'exactitude de mesure du système de mesure

Tableau 5.12 Exactitude de mesures des instruments

Instrument de mesure	Exactitude de lecture
Transmetteur Multivariable 3051S	$\pm 0.04 \%$
Transmetteur de pression 3051T	$\pm 0.04 \%$
Régulateur de débit constant tube hydrostatique	$\pm 5 \%$
Convertisseur HART	$\pm 0.15 \%$

L'exactitude de mesure de chaque instrument de mesure est présentée dans le tableau 5.12. Tous les instruments de mesure ont été calibrés selon les plages de mesure du réservoir. Pour calculer l'exactitude des systèmes de mesure conçue, nous utilisons les valeurs données dans le tableau 5.12 et les équations 5.1 et 4.27. Le pourcentage d'exactitude de chaque élément dans nos calculs d'interface est exprimé dans le tableau 5.13.

Tableau 5.13 Exactitude du système de mesure

Équations	Exactitude de lecture
Perte de charge	[0.174% 0.181%]
Pression statique	$+1.3310^{-4} \%$
Pression différentielle mesurée	$\pm 0.19 \%$
Interface mesuré	[-0.364% 0.009%]

5.5 Mesures expérimentales

5.5.1 Écart de mesure

Les deux panneaux de mesure (panneau d'instrumentation et panneau de mesure) ont été installés dans le puits B-280 au site du point de lac de Trois-Rivières, à côté duquel existe un puits témoin B-81. Le puits témoin permet de valider la mesure prélevée avec le système à bulle. Contrairement au système à bulle, la mesure dans le puits témoin est faite manuellement à l'aide d'un palpeur. Il est constitué d'un contrepoids suspendu à l'extrémité d'un câble. Un moteur permet de dérouler la corde jusqu'à ce que le contrepoids entre en contact avec l'eau. À cet instant, la tension du câble se relâche actionnant un commutateur qui a pour rôle d'inverser le sens de rotation du moteur. On mesure la longueur de la corde déroulée quand le flotteur (poids attaché à la corde) touche l'eau.

Le système de mesure conçu dans ce projet remplace le système de mesure directe effectuée par le palpeur. Cependant, la seule méthode pour vérifier la précision de mesure du système à bulle sera de mesurer le niveau dans un puits témoin avec un instrument de mesure direct (palpeur). Il existe un écart entre le puits de mesure et le puits témoin. Cet écart n'est pas statique, il varie avec les séquences d'opération (injection/soutirage du gaz). L'écart est important durant l'hiver vu qu'il y a un grand achalandage durant cette saison contrairement à l'été où la compagnie utilise le réservoir uniquement pour le stockage. Cet écart s'explique aussi par le temps nécessaire pour que le gaz se propage et se stabilise dans la totalité du réservoir. L'historique des mesures entre le puits témoin et le puits de mesure (b-281) est présenté dans la figure 5.12. Cet historique est enregistré depuis l'hiver 2011 jusqu'à l'été 2013. Les mesures prises durant cette période sont effectuées avec le même instrument de mesure.

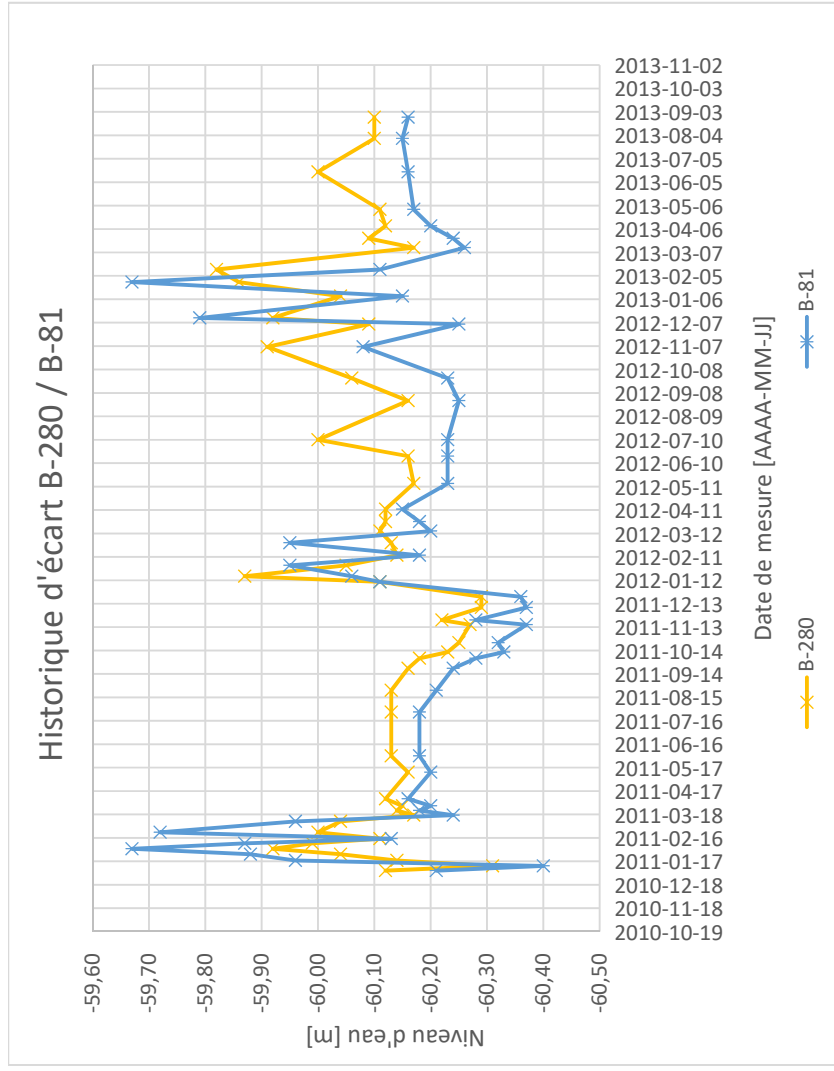


Figure 5.12. Historique des mesures entre le puits de mesure et le puits témoin (B-280/B-81), 2011-2013

Tableau 5.14 Écart entre puits B-280/B-81

Écart	Valeurs
Moyen	-3.96 cm
Minimum	0 cm
Maximum	[-29 28] cm

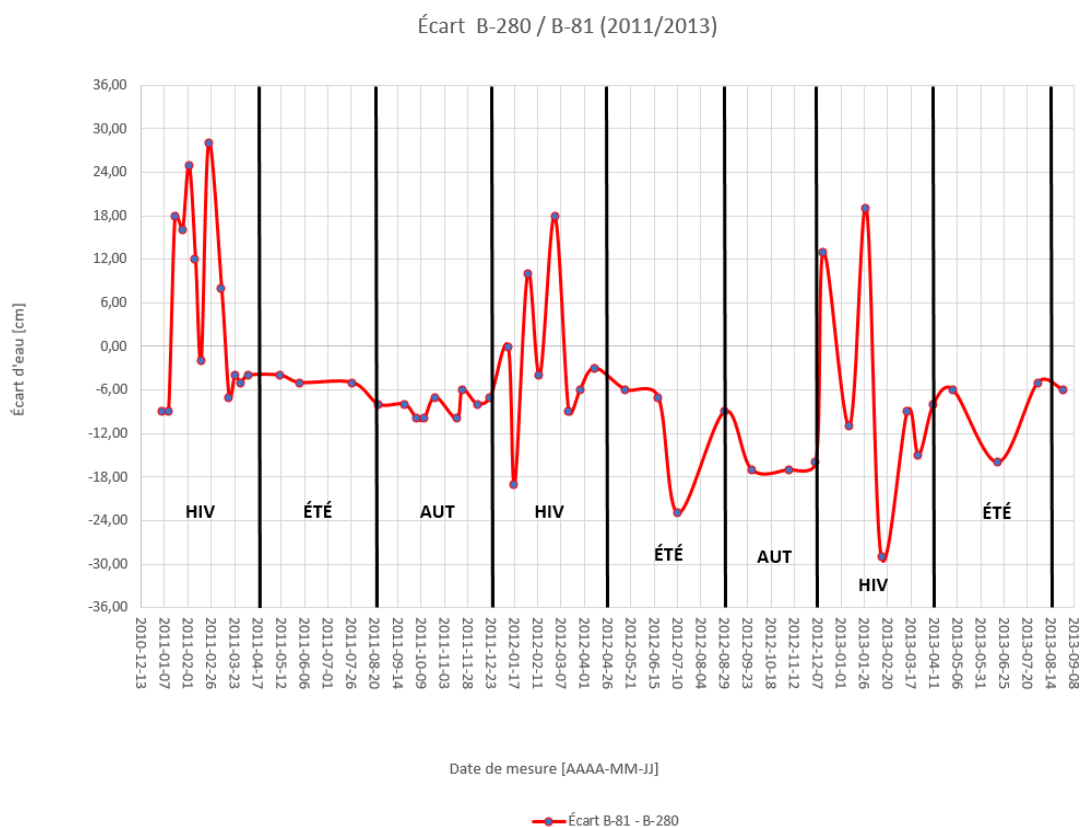


Figure 5.13. Historique d'écart entre le puits témoin et le puits de mesure (B-81/B-280) selon les saisons d'exploitation

Comme montré dans la figure 5.13, l'écart varie entre les deux puits selon la séquence d'injection et de soutirage. Le mouvement du gaz dans le réservoir est plus important durant l'hiver que pendant l'été. C'est pour cela qu'on voit l'écart au niveau maximum durant cette période contrairement à la période d'été où le réservoir est stable et l'écart est au minimum. L'écart moyen, minimum et maximums enregistrés entre 2011 et 2013 des deux puits sont présentés dans le tableau 5.14.

5.5.2 Prise de mesure (système de mesure et algorithme de correction)

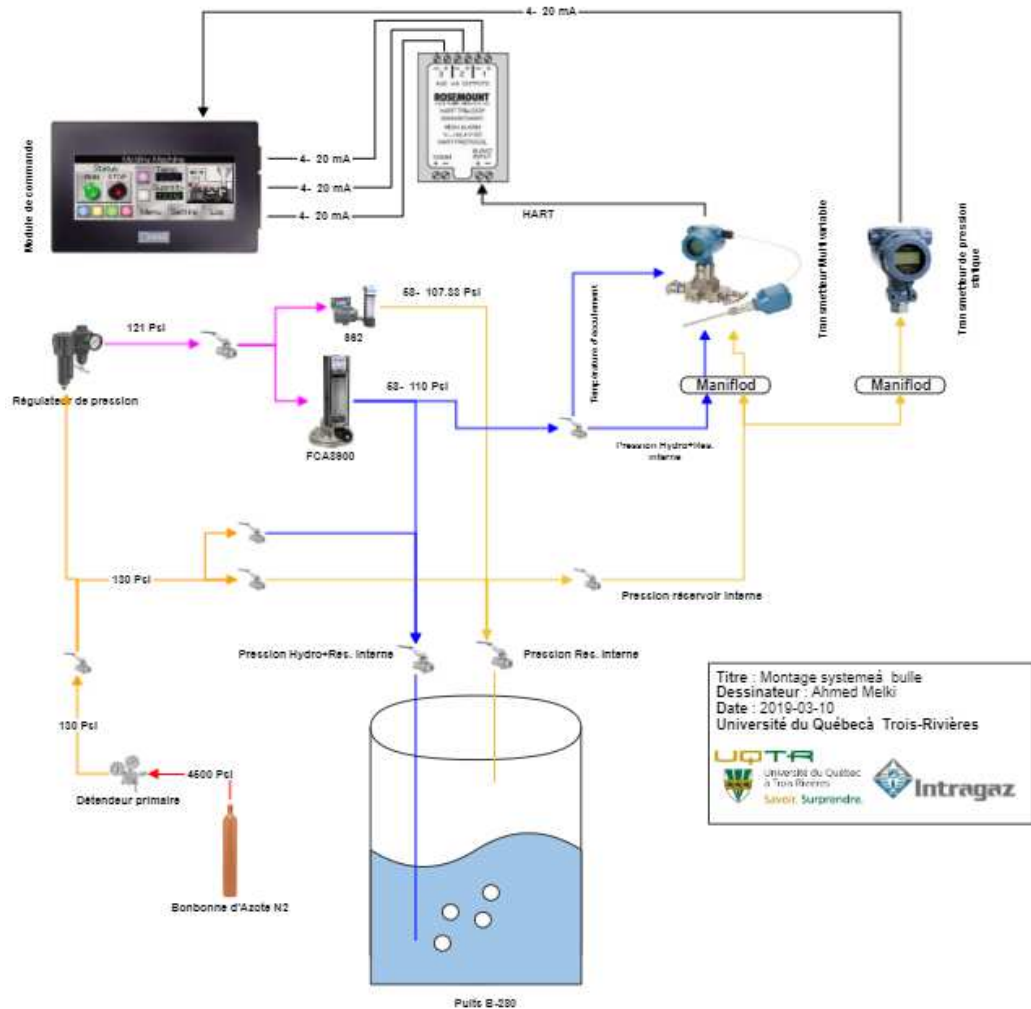


Figure 5.14 Montage expérimental du système à bulle

Le plan d'eau mesuré avec le système à bulle est corrigé avec l'équation d'écoulement général 4.7 et l'équation de pression statique 4.11 vue dans le chapitre 4. Les corrections du plan d'eau se font en temps réel avec un algorithme de correction implémenté dans l'automate programmable. Ainsi, les résultats sont affichés dans l'interface graphique et enregistrés automatiquement dans une clé USB. Le montage du système à bulle et le logigramme de l'algorithme de correction sont illustrés dans les figures 5.14 et 5.15.

Le montage électrique du système à bulle montré à la figure 5.14 est un montage abrégé. Les schémas électriques détaillés se trouvent à l'annexe B.

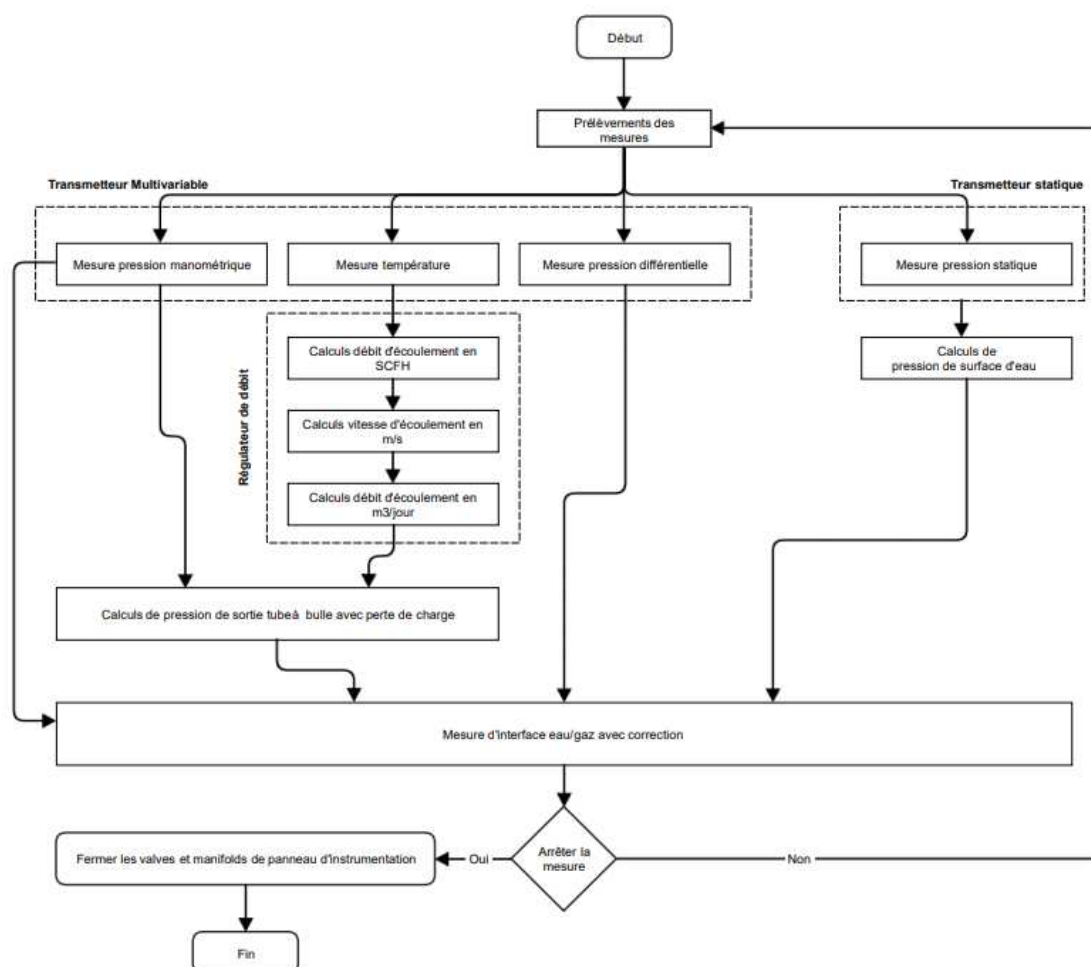


Figure 5.15 Le logigramme d'algorithme de correction du système de mesure

5.5.1 Résultats des mesures du nouveau système

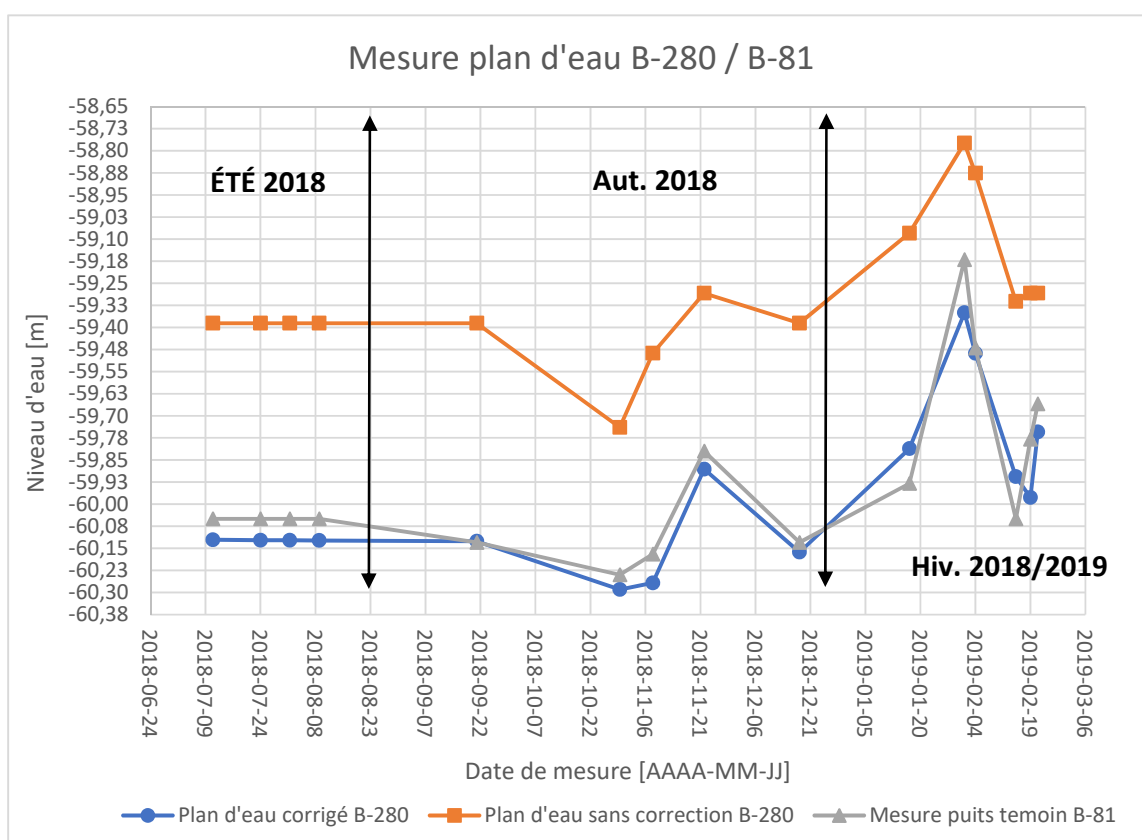


Figure 5.16 Mesures expérimentales d'interface gaz/eau puits B-280/B-81

Dans la figure 5.16 nous avons la mesure du plan d'eau avec le nouveau système de mesure et la mesure du plan d'eau du puits témoin. Nous avons aussi la mesure du plan d'eau sans correction prise avec le nouveau système. Dans les tableaux 5.15 et 5.16 nous illustrons les valeurs d'écart entre l'interface d'eau mesuré avec le nouveau système et le puits témoin. Les mesures sans correction du nouveau système de mesure sont la mesure sans l'application d'algorithmes de correction de la perte de charge ni l'algorithme de correction de la pression statique. Les mesures avec correction sont les mesures avec l'application des algorithmes de correction expliquée au début de ce chapitre.

Selon les historiques de mesure enregistrés, l'écart de mesure avec le système à bulle sans les algorithmes de correction est très élevé. Il peut atteindre 85.017 cm. Comme expliqué dans la section 5.5.1, l'écart de mesure démontré inclut l'écart entre le puits témoin et le puits de mesure ainsi que l'erreur de mesure. Si on enlève l'écart moyen calculé, on pourrait estimer l'erreur de mesure moyenne du système conçu sans l'application des algorithmes de correction. Avec les calculs de différence entre l'écart moyen des mesures sans correction et l'écart moyen du tableau 5.14, on obtient une erreur moyenne estimée de -63.19 cm. Le pourcentage des éléments de cause d'erreur mesurée sont présentés dans la figure 5.17.

Tableau 5.15 Écart mesure sans correction entre les puits B-280/B-81

Écart	Valeurs
Moyen	-67.15 cm
Minimum	-50.05 cm
Maximum	-85.017 cm

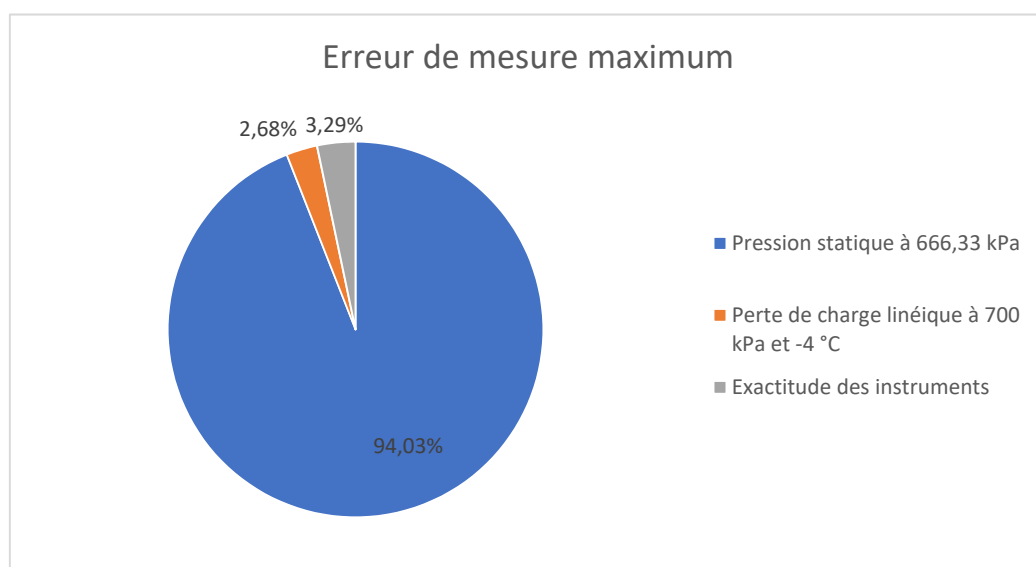


Figure 5.17 Les pourcentages des causes d'erreur maximum de mesure du système à bulle sans correction

Le pourcentage d'erreur de mesure déduit des tableaux 5.14 et 5.15 causé par la lecture de la pression statique représente 94.03 % de l'erreur total. Le pourcentage démontré dans la figure 5.17 correspond à certaines conditions d'opération. Par exemple, l'erreur de mesure due à la lecture de pression statique est au maximum quand le réservoir est plein (pression interne de réservoir à 666.33 kPa). De même, pour l'erreur de mesure due à la perte de charge qui représente 2.68 %, quand le réservoir est plein et que le niveau d'eau mesuré est de 700 kPa à une température ambiante de -4 °C. L'exactitude de mesure est estimée à -0.364 % à pleine échelle comme expliqué dans la section 5.4.

Dans le tableau 5.16, nous démontrons les mesures du système conçu après l'application des algorithmes de correction. Comme expliqué dans les sections précédentes, les algorithmes de correction compensent plusieurs erreurs : l'erreur de mesure de la pression statique, de la pression du gaz pour produire des bulles ainsi que l'effet de variation de la température du gaz à l'entrée et à la sortie du réservoir.

Tableau 5.16 Écart de mesure avec correction entre les puits B-280/B-81

Écart	Valeurs
Moyen	4.09 cm
Minimum	-0.38 cm
Maximum	-11.83 cm

Les valeurs présentées dans le tableau 5.16 sont les mêmes valeurs de données des mesures effectuées avec le nouveau système présenté dans le tableau 5.15. À ces valeurs, nous avons appliqué les algorithmes de correction démontrées dans le chapitre 4 et au début de ce chapitre.

En appliquant la même démarche de calcul précédente pour déduire l'erreur de mesure moyenne estimée, on obtient une erreur moyenne estimée de 8.05 cm. L'écart en pourcentage entre l'erreur moyenne estimée en appliquant les algorithmes de correction et sans l'application des algorithmes de correction est de 684.96 %. Si on regarde la figure 5.16, on remarque que les mesures du plan d'eau avec correction correspondent presque aux mesures du puits témoin contrairement aux mesures avec le même système sans correction de la pression statique, de la perte de charge et de la variation de température. La valeur d'erreur moyenne estimée obtenu inclut l'erreur due à l'inexactitude d'instrument de pleine échelle montrée.

Selon le résultat des mesures expérimentales, les algorithmes de correction implantés ont amélioré significativement l'erreur de mesure de 684.96 %. De façon générale, le système à bulle conventionnel est simple à utiliser. Il est capable de mesurer l'interface avec une erreur de mesure entre $\pm 0.05\%$ et $\pm 2.0\%$ (William C. Dunn, 2005) seulement dans des pressions basses de services et une courte hauteur de mesure. Les réservoirs de géométrie complexes (exemple : gisements du gaz), la pression élevée de service, la position élevée d'interface mesurée et le volume du réservoir rendent l'utilisation du système à bulle plus complexe. Le système amélioré avec des algorithmes de correction en temps réel permet d'avoir une erreur de mesure moyenne estimée de 8.05 cm au maximum.

Chapitre 6 - Conclusion

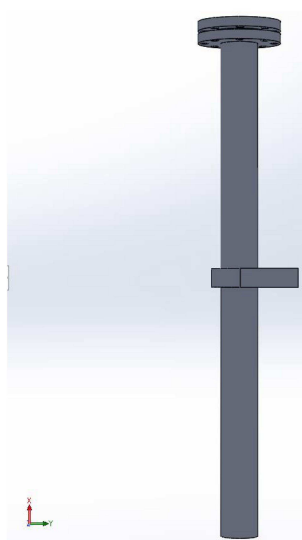
Dans un réservoir sous pression, si l'on veut avoir des mesures de niveau plus précises à l'aide d'un système à bulle, il faut contrôler les débits du gaz dans les deux lignes (la ligne hydrostatique et la ligne de pression interne du réservoir). Fréquemment, le capteur à bulle est sélectionné pour plusieurs avantages : la simplicité de son montage, les bas coûts de ses équipements et sa fiabilité. Cependant, si l'on cherche des mesures plus précises dans un réservoir souterrain sous pression situé à 92.426 mètres du niveau de la mer, il faut ajouter ou modifier plusieurs équipements : l'installation de deux relais à différentiel de pression constante à la place d'un seul, l'utilisation d'un transmetteur Multivariable au lieu d'un transmetteur différentiel, l'ajout d'un transmetteur de pression statique pour faire les calculs des pertes de charge et l'ajout d'un module de commande adaptative pour corriger les données de mesure. Donc les coûts et le temps de conception du capteur augmentent considérablement avec ces modifications. L'erreur de mesure moyenne estimée avec le nouveau système est de 8.05 cm après la correction au lieu de -63.19 cm avant la correction.

Si on installe le système de mesure pour un autre puits, on pourrait chercher l'erreur de mesure exacte de nouveau système par la mesure de plan d'eau de puits de mesure juste avant l'implémentation de système de mesure, cette méthode exige une préparation complète afin d'avoir le système étalonné et opérationnel lors de première installation.

Annexe A – Calculs MEF réservoirs de test



Université du Québec à Trois-Rivières
3351, boul. des Forges, C.P. 500
Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7
Tél.: 819 376-5011



Simulation de Tank

Date: 26 avril 2017
Concepteur: Ahmed Melki
Nom d'étude: Analyse de réservoir sous pression
Type d'analyse: Conception d'un appareil sous pression

Sommaire

Description	1
Hypothèses	2
Informations sur le modèle	2
Propriétés de l'étude	3
Unités	3
Actions extérieures	3
Détails des capteurs	3
Résultats de l'étude.....	4
Conclusion	13

Description

Réservoir pour tester le système à bulle avec dans une plage de pression entre 300 et 800 kPa.



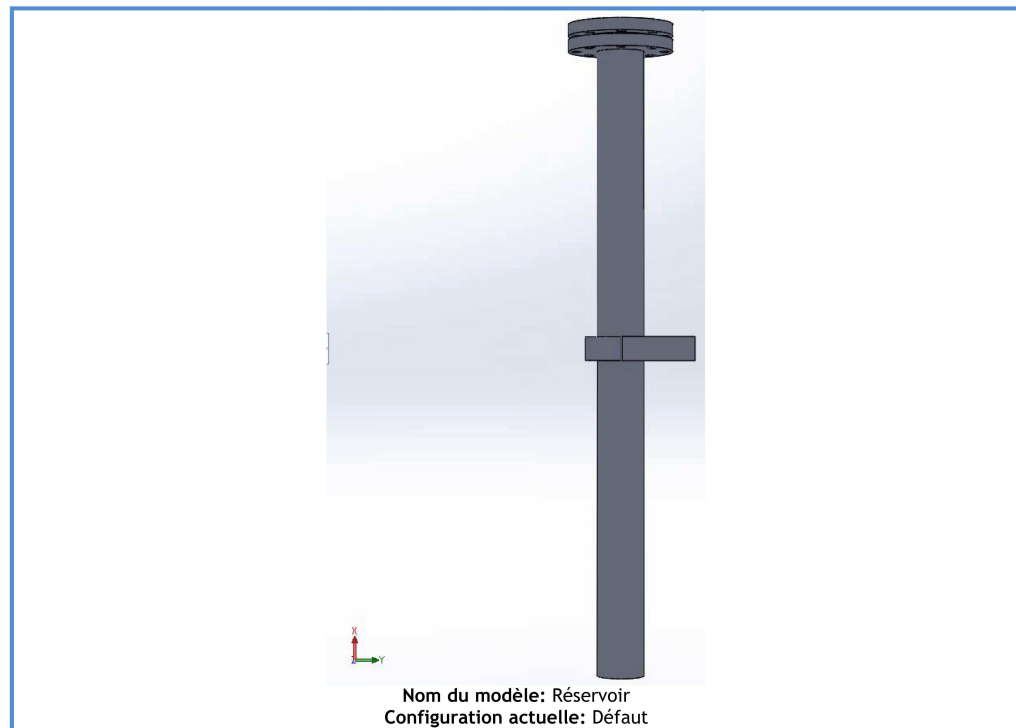
SOLIDWORKS Analysé avec SOLIDWORKS Simulation

Simulation de Tank 1

Hypothèses

- Pas de variation dans la température externe;
- Système en régime permanent.

Informations sur le modèle





Université du Québec à Trois-Rivières
3351, boul. des Forges, C.P. 500
Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
2017-04-26

Propriétés de l'étude

Nom d'étude	Analyse de reservoir sous pression
Type d'analyse	Conception d'un appareil sous pression
Option de combinaison des résultats	Combinaison linéaire
Définition de la combinaison de résultats	1 * (Pression) + 1 * (Gravité)
Dossier de résultats	Document SOLIDWORKS (C:\Users\melki\Desktop\Simulation reservoir\Reservoir_Simulation_Conv_5)

Unités

Système d'unités:	SI (MKS)
Longueur/Déplacement	mm
Température	Kelvin
Vitesse angulaire	Rad/sec
Pression/Contrainte	N/m ²

Actions extérieures

Pas d'action extérieure.

Détails des capteurs

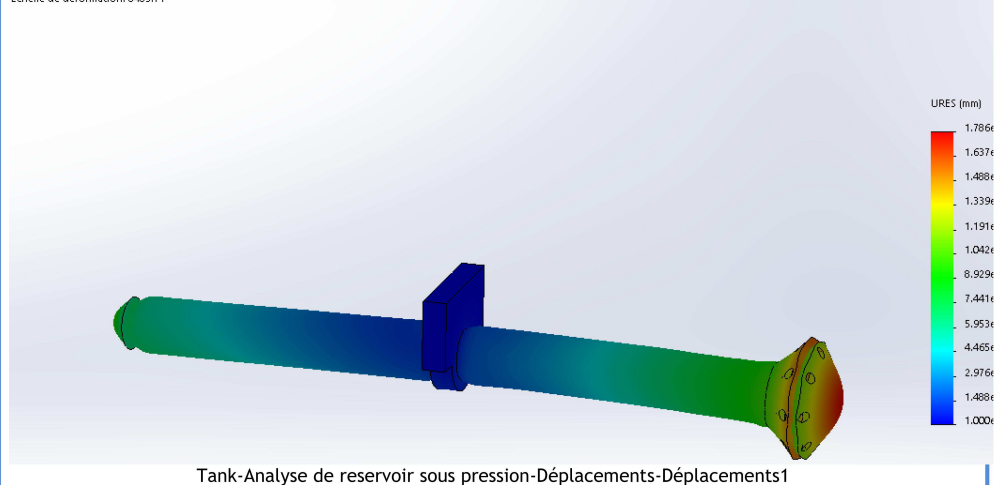
Pas des données de capteur.



Résultats de l'étude

Nom	Type	Min	Max
Déplacements1	URES : Déplacement résultant	0.000e+000mm Noeud: 110944	1.786e-002mm Noeud: 116286

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de reservoir sous pression[Défaut-]
 Type de tracé: Déplacement statique Déplacements1
 Echelle de déformation: 0.465,71



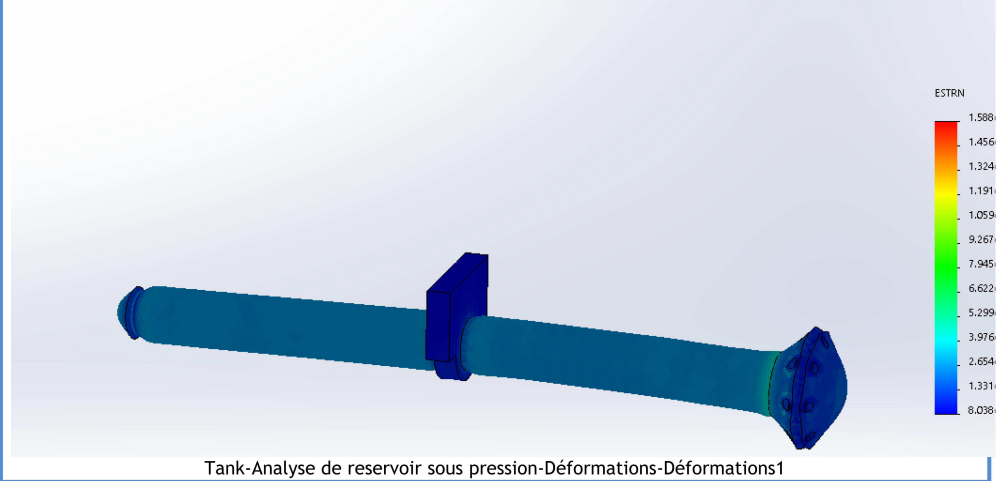


Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

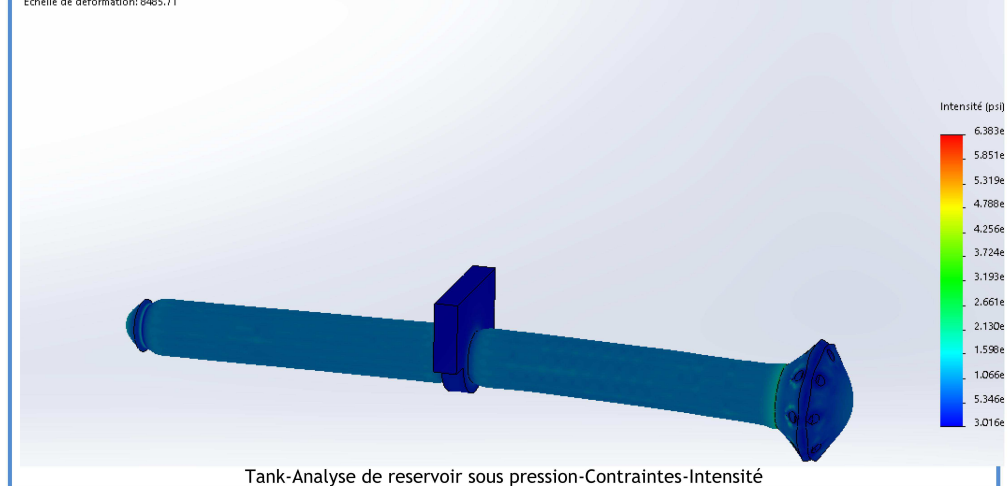
Nom	Type	Min	Max
Déformations1	ESTRN : Déformation équivalente	8.038e-008 Elément: 70253	1.588e-004 Elément: 36332

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de reservoir sous pression-Déform-
 Type de tracé: Déformation statique-Déformations1
 Echelle de déformation: 8485.71



Nom	Type	Min	Max
Intensité	INT : Intensité de la contrainte (P1-P3)	3.016e+000psi Noeud: 110955	6.383e+003psi Noeud: 71955

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de reservoir sous pression(Défaut-)
 Type de tracé: Static: contrainte nodale Intensité
 Echelle de déformation: 8485.71



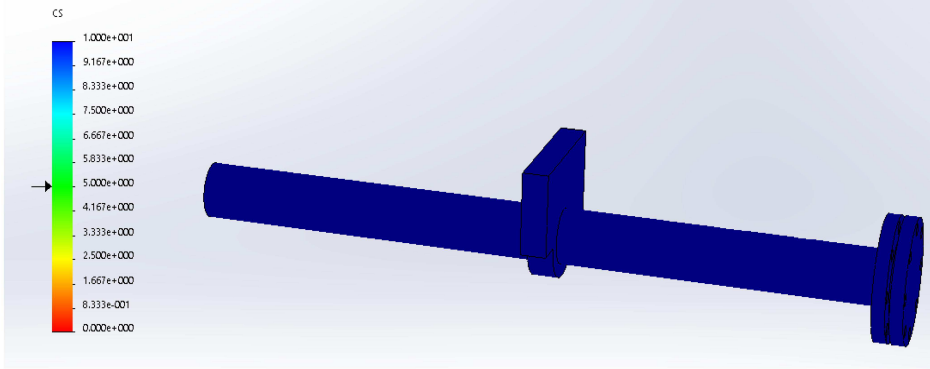


Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Coefficient de sécurité1	Automatique	2.835e+000 Noeud: 197	9.112e+003 Noeud: 110955

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de réservoir sous pression(Défaut)
 Type de tracé: Coefficient de sécurité Coefficient de sécurité1
 Critère : automatique
 Distribution du coefficient de sécurité: CS Min = 2.8



Tank-Analyse de réservoir sous pression-Coefficient de sécurité-Coefficient de sécurité1



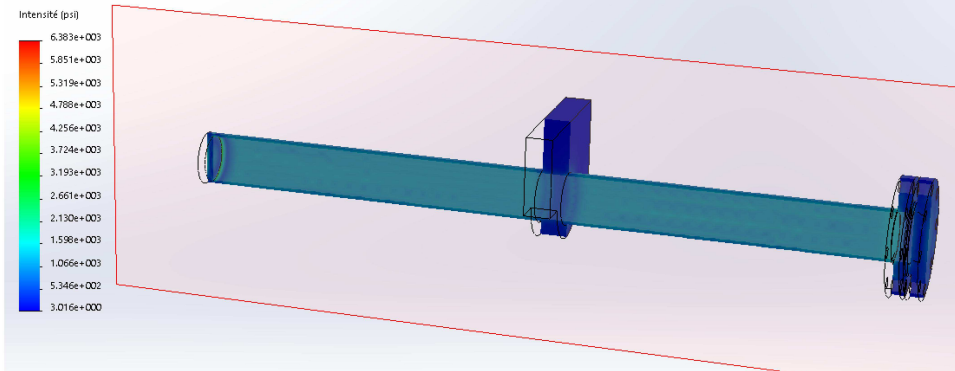


Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Intensité_Plan_Coupe	INT : Intensité de la contrainte (P1-P3)	3.016e+000psi Noeud: 110955	6.383e+003psi Noeud: 71955

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de reservoir sous pression (Défaut.)
 Type de tracé: Static contrainte nodale Intensité_Plan_Coupe
 Echelle de déformation: 1



Tank-Analyse de reservoir sous pression-Contraintes-Intensité_Plan_Coupe

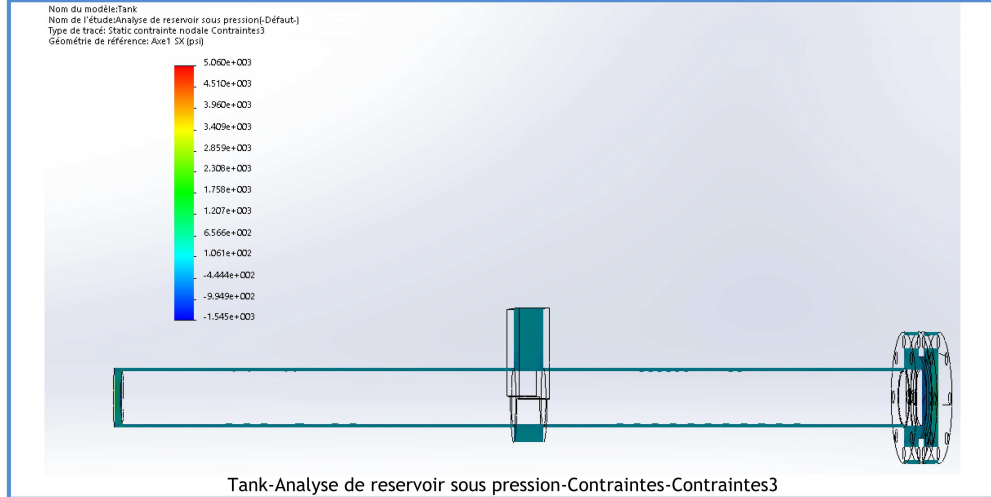




Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Contraintes3	SX : Contrainte normale X	-1.545e+003psi Noeud: 84658	5.060e+003psi Noeud: 4038

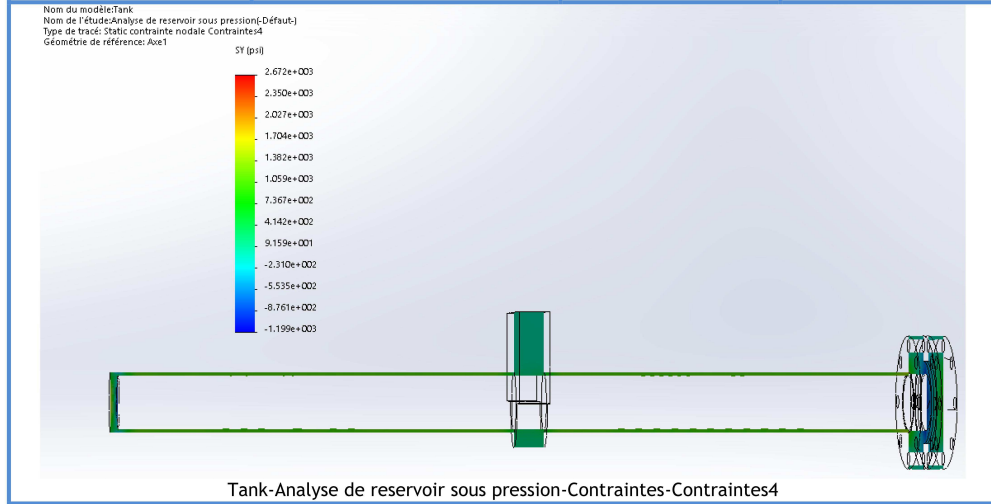




Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Contraintes4	SY : Contrainte normale Y	-1.199e+003psi Noeud: 7503	2.672e+003psi Noeud: 4038



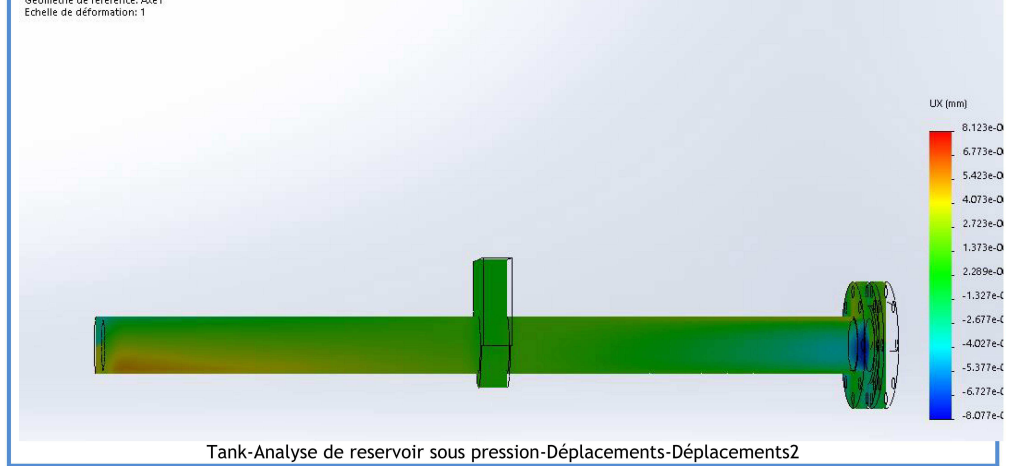


Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Déplacements2	UX : Déplacement X	-8.077e-003mm Noeud: 83486	8.123e-003mm Noeud: 47918

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de reservoir sous pression(Défait-)
 Type de tracé: Déplacement statique Déplacements2
 Géométrie de référence: Axe1
 Echelle de déformation: 1



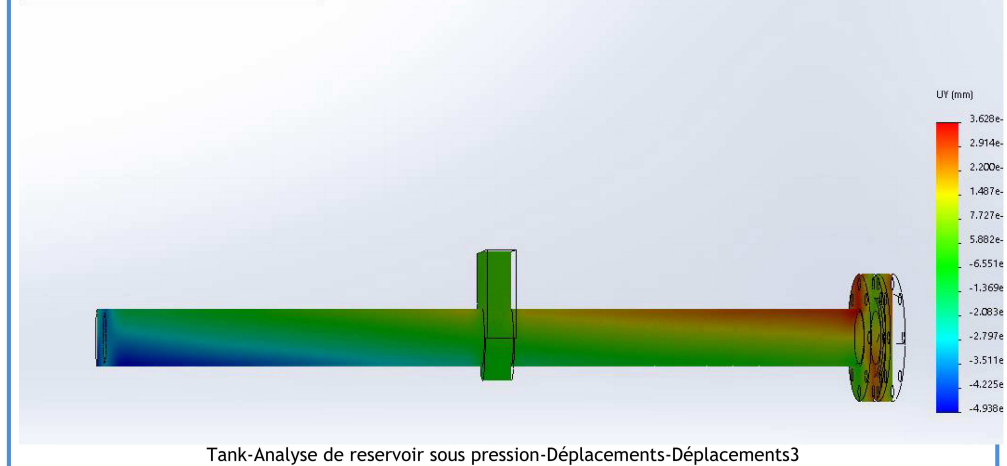


Université du Québec à Trois-Rivières
 3351, boul. des Forges, C.P. 500
 Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
 2017-04-26

Nom	Type	Min	Max
Déplacements3	UY : Déplacement Y	-4.938e-003mm Noeud: 41555	3.628e-003mm Noeud: 29389

Nom du modèle: Tank
 Nom de l'étude: Analyse de réservoir sous pression (Défaut-)
 Type de tracé: Déplacement statique Déplacements3
 Echelle de déformation: 1





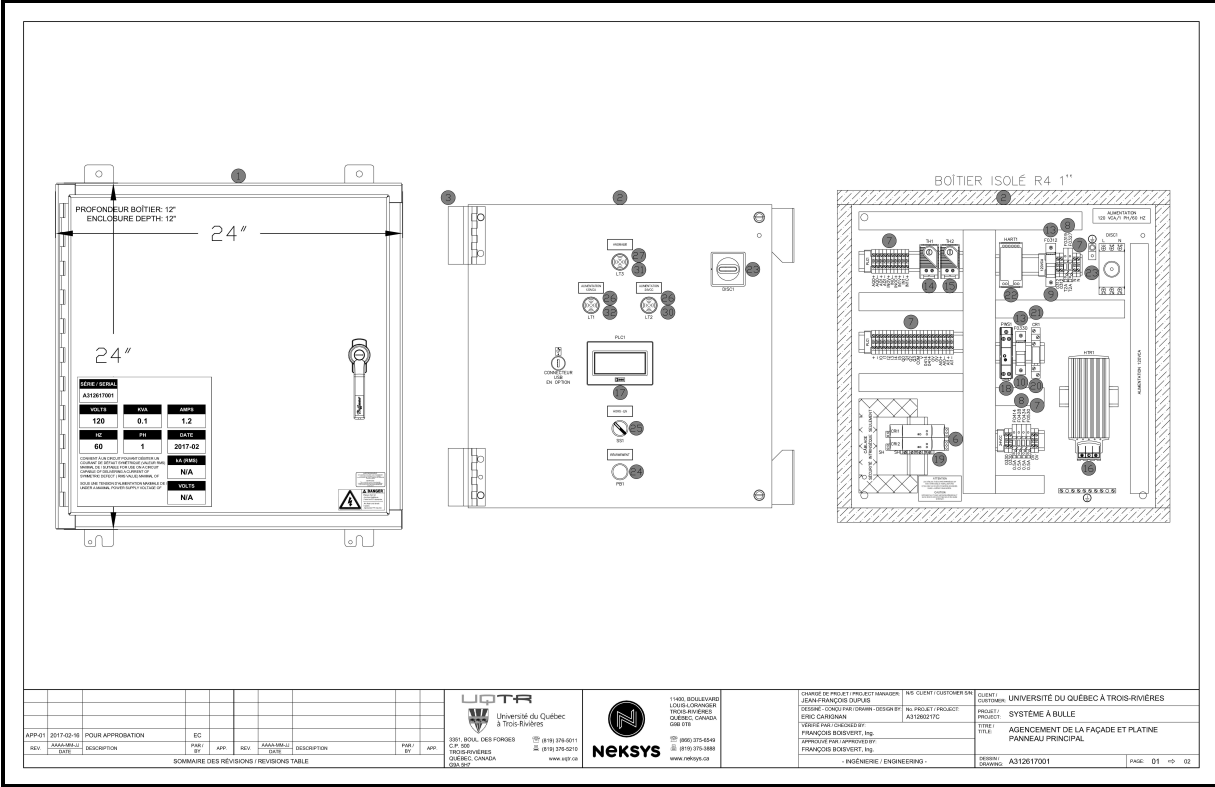
Université du Québec à Trois-Rivières
3351, boul. des Forges, C.P. 500
Trois-Rivières (Québec) G9A 5H7

Ahmed Melki
2017-04-26

Conclusion

Le réservoir de test a pour but de simuler la même condition de réservoir réelle dans le site d'installation. Le calcul a été fait pour connaître la pression de service de réservoir. La pression obtenue par l'étude d'élément fini est 1200 Psi. Le calcul a été fait selon la méthode adaptative H, la solution obtenue a convergé après 5 itérations. Le réservoir a été testé et certifié selon la norme ASME pour une pression de service de 1200 Psi.





REV	DATE	DESCRIPTION	PROJ	APP	REV	DESCRIPTION	PROJ	APP
APP-01	2017-02-16	POUR APPROBATION	EC					

SOMMAIRE DES RÉVISIONS / REVISIONS TABLE

UQAR
Université du Québec
à Trois-Rivières

350, BOUL. DES FORGES
CP 195
TROIS-RIVIÈRES
QUÉBEC, CANADA
G9A 5K5

(819) 376-6011
(819) 376-5070
www.uqar.ca

NEKSYS

1140, BOULEVARD
LOUIS-LORANGER
TROIS-RIVIÈRES
QUÉBEC, CANADA
G9A 0R7

(866) 375-8349
(819) 375-3888
www.neksys.ca

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

JEAN-FRANÇOIS BÉGIN
N° PROJET / PROJECT NO: A31261701

ÉRIC CARDEMAN
PROJET / PROJECT: SYSTÈME À BILLE

FRANÇOIS BOISVERT, Ing.
TITRE / TITLE: AGENCEMENT DE LA FAÇADE ET PLATINE
PANNEAU PRINCIPAL

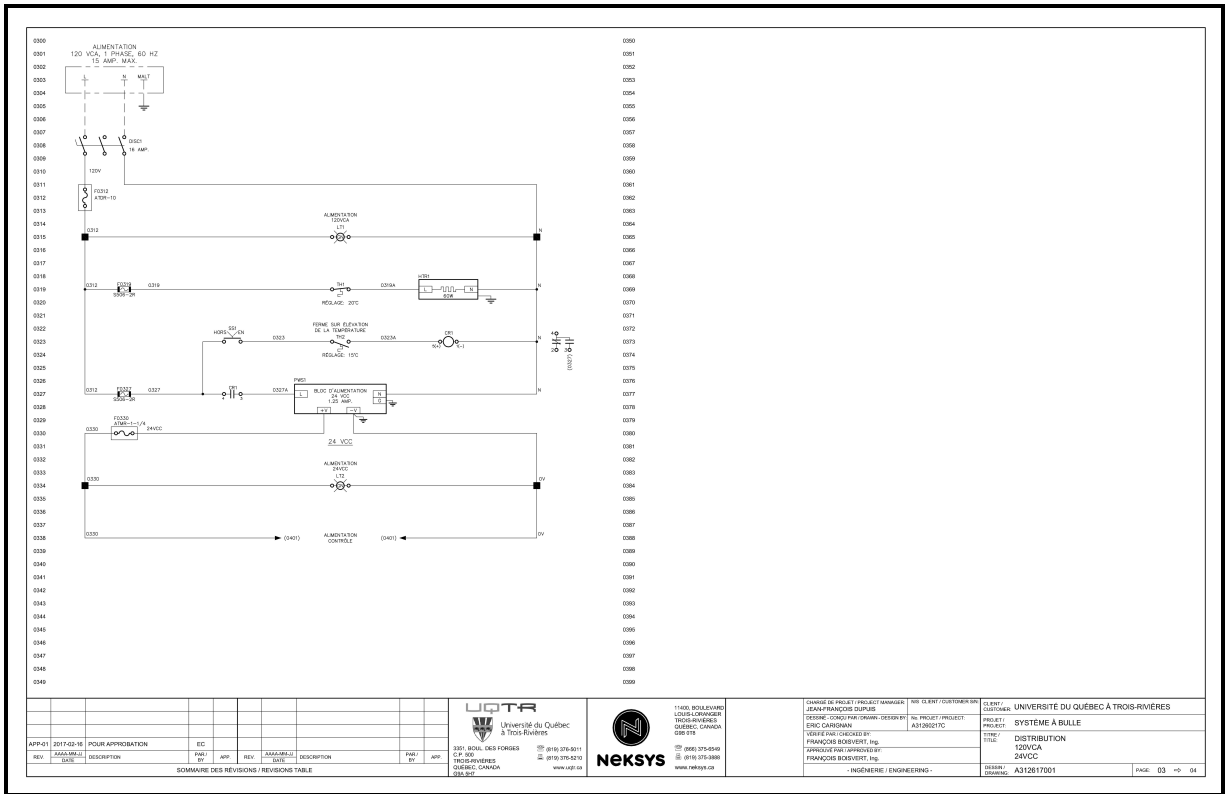
FRANÇOIS BOISVERT, Ing.
INGÉNIEUR / ENGINEERING

DESIGN / DRAWING: A312617001

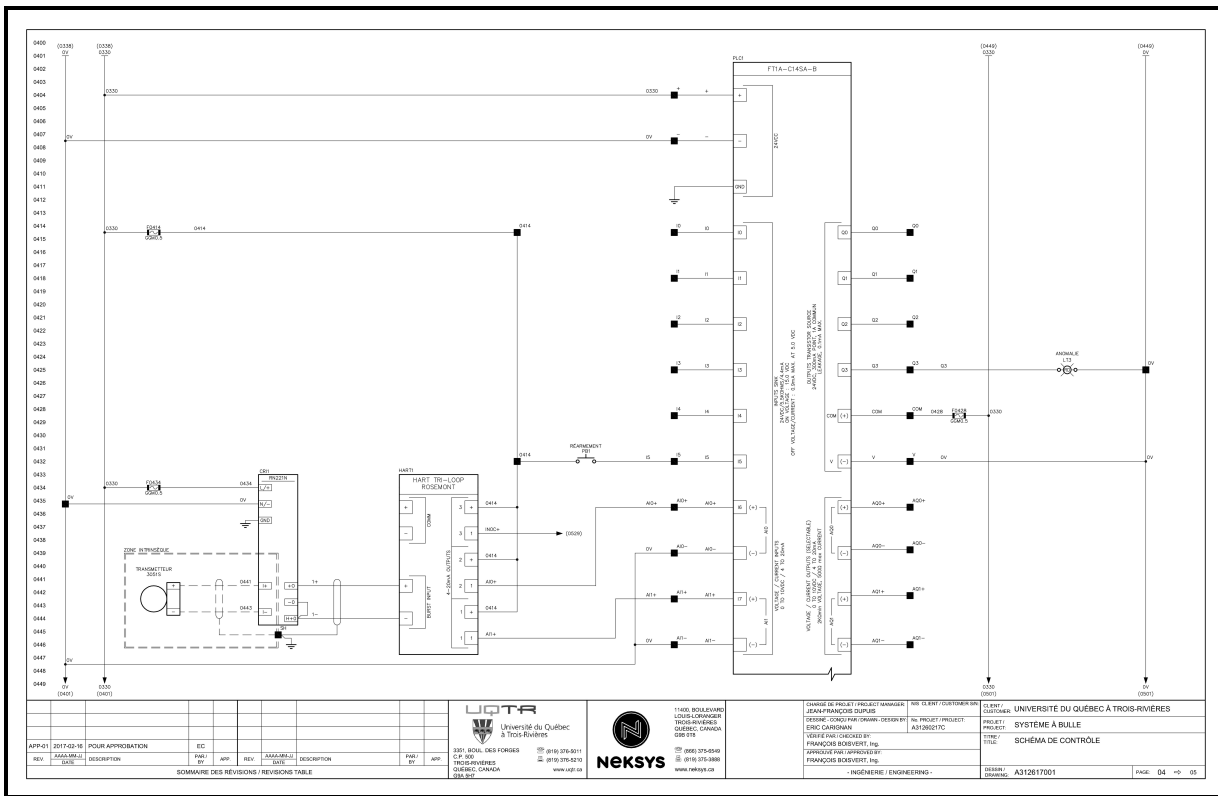
CLIENT / CLIENT: UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES	PROJETS / PROJECTS: SYSTÈME À BILLE
TITRE / TITLE: AGENCEMENT DE LA FAÇADE ET PLATINE PANNEAU PRINCIPAL	DESIGN / DRAWING: A312617001
PAGE: 01 → 02	

LISTE DE MATÉRIEL				
ITEM	NUMÉRO DE PIÈCE	DESCRIPTION	FABRICANT	QTE
1	A24H125L59PTW	BOUTERIE MA 4, 4X ET 12, 24" X 34" X 12", ACIER INOXYDABLE PEINT BLANC	HOFFMAN	1
2	A24P24	PLATINE DE MONTAGE, 21" X 21", ACIER PEINT BLANC	HOFFMAN	2
3	AMDPK	ENSEMBLE MURAL POUR PANNEAU PIVOTANT	HAMMOND	1
4	SS6RH	FUSIBLE TEMPORISÉE S506, 1 AMP., 5 X 20 mm	BUSSMANN	0
5	SS6R2R	FUSIBLE TEMPORISÉE S506, 2 AMP., 250V., 5 X 20 mm	BUSSMANN	2
6	RN21ND1	BARRIÈRE INTRINSÈQUE POUR SONDE 4 @ 20mA	ENDRESS & HAUSER	2
7	011511697	BORNIER MA4 GRS	ENTRELEC	40
8	011565725	BORNIER FUSIBLE MA4 SF	ENTRELEC	6
9	ATR10	FUSIBLE ATR, 10 AMP., 600V.	FERRAZ SHAWMUT	1
10	ATR10104	FUSIBLE ATR, 1.25 AMP., 600V.	FERRAZ SHAWMUT	1
11	GG450MA	FUSIBLE ACTION RAPIDE GGM, 0.5 AMP., 250V., 5 X 20 mm	FERRAZ SHAWMUT	4
12	GGM1	FUSIBLE ACTION RAPIDE GGM, 1 AMP., 250V., 5 X 20 mm	FERRAZ SHAWMUT	0
13	USM1	PORTÉ FUSIBLE, 1PH, 50A	FERRAZ SHAWMUT	2
14	ATEMNC	THERMOSTAT N.F. DE CHAUFFAGE	HOFFMAN	1
15	ATEMNC	THERMOSTAT N.D. POUR VENTILATION	HOFFMAN	1
16	DA4901	UNITÉ DE CHAUFFAGE, 110/220V CA/CC, 80W.	HOFFMAN	1
17	FTACH48AB	CONTRÔLEUR AVEC AFFICHEUR	DEC	1
18	PSSKVC24	BLOC D'ALIMENTATION 24V CC, 1.25 AMP.	DEC	1
19	011520420	BORNIER 2 ETAGES MA4.D1.1	ENTRELEC	1
20	GDR18ACT120S	RELAIS 120V CA 1 POLE	OMRON	1
21	P2RF05E	BASE DE RELAIS 1 POLE	OMRON	1
22	333U	CONVERTISSEUR DE SIGNAUX WRT A ANALOGIQUE	ROSEMOUNT	1
23	VCCP10	INTERDISCUTEUR CADENASSABLE TYPE VARIO, 3P, 15 AMP, 600V CA	SCHNEIDER	1
24	ZBSA4A	BOURON POUSSOR AVEC 6 CAPUCHONS DE COULEUR	SCHNEIDER	1
25	ZBSA2J	SELECTEUR 2 POSITIONS	SCHNEIDER	1
26	ZBSAVG33	TEMON LUMINEUX (VERT)	SCHNEIDER	2
27	ZBSAVG43	TEMON LUMINEUX (ROUGE)	SCHNEIDER	1
28	ZBSA2D9	BASE DE MONTAGE 22MM EN PLASTIQUE	SCHNEIDER	5
29	ZB1101	CONTACT N.O.	SCHNEIDER	2
30	ZBVB3	MODULE LUMINEUX A DEL (VERT) 24V CA/CC	SCHNEIDER	1
31	ZBVB4	MODULE LUMINEUX A DEL (ROUGE) 24V CA/CC	SCHNEIDER	1
32	ZBVB5	MODULE LUMINEUX A DEL (VERT) 120V CA	SCHNEIDER	1

<p>APPR01 2017-02-16 POUR APPROBATION</p> <p>REV. APPROBATION</p>	<p>EC</p> <p>PROJ. APP. REV.</p>	<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>3301, BOULEVARD DES FORGÈRES</p> <p>C.P. 68</p> <p>TROIS-RIVIÈRES</p> <p>QUÉBEC, CANADA</p> <p>G9A 5K6</p>	<p>11405, BOULEVARD</p> <p>12005, LAVERGNE</p> <p>QUÉBEC, CANADA</p> <p>G9B 0R9</p> <p>NEKSYS</p> <p>(514) 375-8511</p> <p>(514) 375-8210</p> <p>(514) 375-3888</p> <p>www.neksys.ca</p>	<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS</p> <p>DOCTEUR EN INGENIERIE</p> <p>ERIC CARONAN</p> <p>INGÉNIEUR EN INGENIERIE</p> <p>FRANÇOIS BOISVERT, Ing.</p> <p>FRANÇOIS BOISVERT, Ing.</p>	<p>NO. DE PROJET / PROJET</p> <p>AS120217C</p> <p>SYSTEME À BULLE</p> <p>LISTE DE MATÉRIEL</p>	<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>AS120217001</p>	<p>page: 02</p>
---	----------------------------------	--	--	--	--	---	-----------------



														1745, BOULEVARD 12000, CAMBESSE QUÉBEC, QUÉBEC QUÉBEC, CANADA G2B 0T5		CHARGÉ DE PROJET / PROJECT MANAGER : JEAN-FRANÇOIS DUPUIS		N° DE PROJET / PROJECT NO : A312617001		CLIENT / CUSTOMER : UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES	
APPR41 2017-02-16 POUR APPROBATION		EC										2301, BOULEVARD DES FORGES C.P. 600 TROIS-RIVIÈRES QUÉBEC, CANADA G9A 5K5		(514) 375-8540 (514) 375-3888 www.neksys.ca		INGÉNIEUR / PROJECT DESIGNER BY : ERIC CARONNIAN				TITRE / TITLE : DISTRIBUTION 120VCA 24VDC	
REV 001 2017-02-16 DESCRIPTION		PROJ		APP		REV		SOMMAIRE DES RÉVISIONS / REVISIONS TABLE		FAIT BY : APP								DATE DE RÉVISION / REVISION DATE : A312617001		PAGE : 63 → 64	



APPR	DATE	DESCRIPTION	EC	PROJ	REV	DESCRIPTION	PROJ	REV	DESCRIPTION	PROJ	REV	DESCRIPTION
APPR01	2017-02-16	POUR APPROBATION										
REV	01/01	DESCRIPTION										

<p>LQTR Université du Québec à Trois-Rivières</p>	<p>11405, BOULEVARD DES COMMERCE QUÉBEC, QUÉBEC G2B 0Y6</p> <p>381, RUE DES FORGES C.P. 600 TROIS-RIVIÈRES QUÉBEC, CANADA G8A 5K2</p> <p>418 375-5011 418 375-5270 www.lqtr.ca</p>	<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS INGÉNIEUR-PROFESSEUR-CHARGÉ DE COURS ERIC CARONNA INGÉNIEUR-CHEF DE PROJET FRANÇOIS BOUVERT, Ing. INGÉNIEUR-PROFESSEUR FRANÇOIS BOUVERT, Ing.</p> <p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS INGÉNIEUR-PROFESSEUR-CHARGÉ DE COURS ERIC CARONNA INGÉNIEUR-CHEF DE PROJET FRANÇOIS BOUVERT, Ing. INGÉNIEUR-PROFESSEUR FRANÇOIS BOUVERT, Ing.</p> <p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS INGÉNIEUR-PROFESSEUR-CHARGÉ DE COURS ERIC CARONNA INGÉNIEUR-CHEF DE PROJET FRANÇOIS BOUVERT, Ing. INGÉNIEUR-PROFESSEUR FRANÇOIS BOUVERT, Ing.</p>
---	--	--

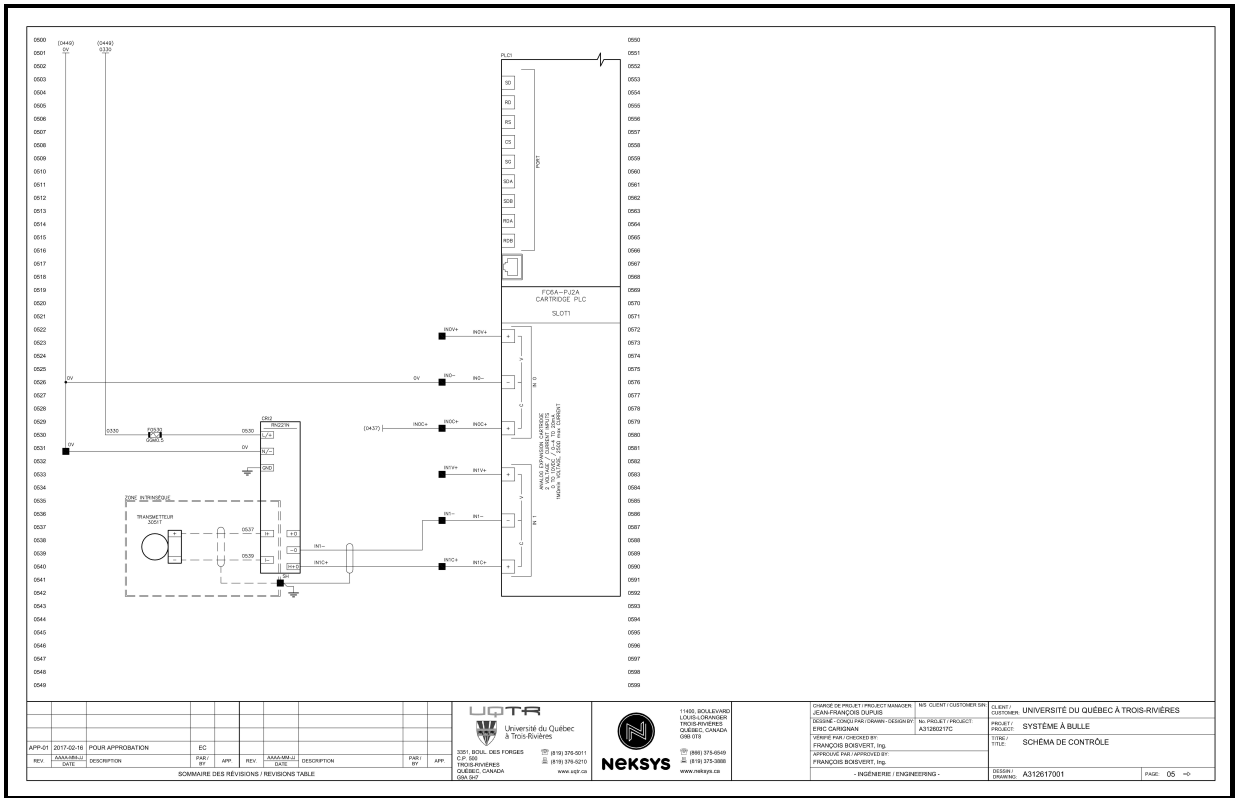
<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS INGÉNIEUR-PROFESSEUR-CHARGÉ DE COURS ERIC CARONNA INGÉNIEUR-CHEF DE PROJET FRANÇOIS BOUVERT, Ing. INGÉNIEUR-PROFESSEUR FRANÇOIS BOUVERT, Ing.</p>	<p>UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES</p> <p>JEAN-FRANÇOIS DUPUIS INGÉNIEUR-PROFESSEUR-CHARGÉ DE COURS ERIC CARONNA INGÉNIEUR-CHEF DE PROJET FRANÇOIS BOUVERT, Ing. INGÉNIEUR-PROFESSEUR FRANÇOIS BOUVERT, Ing.</p>
--	--

SOMMAIRE DES RÉVISIONS / REVISIONS TABLE

SCHEMA DE CONTROLE

A312617001

page 04 -> 05



						CHAÎNE DE PROJET / PROJECT MANAGER JEAN-FRANÇOIS DUPUIS ÉQUIPE / TEAM / PROJEKT-LEITUNG ERIC CARHONAN DÉPÔTE PARTI-INTERVENANT BY FRANÇOIS BOUVET, ING. APPROUVÉ PAR / APPROVED BY FRANÇOIS BOUVET, ING.		CLIENT UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES PROJET / PROJECT A31261701 TITRE / TITLE SCHEMA DE CONTRÔLE ÉCHELLE / SCALE A312617001	
APPR. 2017-02-16	POUR APPROBATION	EC							
REV. 001	DESCRIPTION	FAIT / BY	APP. / BY	REV. 001	DESCRIPTION	FAIT / BY	APP. / BY		
SOMMAIRE DES RÉVISIONS / REVISIONS TABLE									

Université du Québec
 à Trois-Rivières
 201, BOULEVARD DES FORGES
 C.P. 500
 TROIS-RIVIÈRES
 QUÉBEC, CANADA
 G9A 5H4

1145, BOULEVARD
 LÉVELLÉ-ROUSSEAU
 TROIS-RIVIÈRES
 QUÉBEC, CANADA
 G9A 5H4
 TÉL: (819) 375-6100
 FAX: (819) 375-3888
 www.neksys.ca

CHAÎNE DE PROJET / PROJECT MANAGER
 JEAN-FRANÇOIS DUPUIS
 ÉQUIPE / TEAM / PROJEKT-LEITUNG
 ERIC CARHONAN
 DÉPÔTE PARTI-INTERVENANT BY
 FRANÇOIS BOUVET, ING.
 APPROUVÉ PAR / APPROVED BY
 FRANÇOIS BOUVET, ING.

CLIENT
 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES
 PROJET / PROJECT
 A31261701
 TITRE / TITLE
 SCHEMA DE CONTRÔLE
 ÉCHELLE / SCALE
 A312617001

Bibliographie

- [1] Gouvernement du Québec, Ministère des ressources naturelles. “Consommation de produits pétroliers énergétiques”. Internet : http://www.mern.gouv.qc.ca/scripts/isapi_srun.dll/energie/statistiques/statistiquesconsommation-petroliers.jsp, 2013, Juin.03, 2018.
- [2] Khamsehchi E., Hamidreza S. Y. and Sanaei A. *Selection of the Best Efficient Method for Natural Gas Storage at High Capacities Using TOPSIS Method*, Gas Processing Journal vol. 1, no. 1, pp. 9-18, Janvier 2013.
- [3] Intragaz, “STOCKAGE DU GAZ NATUREL”. Internet : <https://intragaz.com/stockage-de-gaz-naturel/>, Février.16, 2019.
- [4] Intragaz. “Les types de stockage ”. Internet : http://www.intragaz.com/stockage_types.html, Février.16, 2019.
- [5] Thomas A. Huges, *Measurement and Control Basics*, 3rd Edition, ISA Press, 147-169, 2002.
- [6] D. S. Kayser, B. G. Lipatak, C. G. Langfor, *Bubblers, Instrument Engineers Handbook Fourth Edition Volume One Process Measurement and Analysis*, 421-429, 2003.
- [7] Technical Training Group, Science Reactor Fundamentals, *Instrumentation & Control*, 2003.

- [8] Thomas A. Huges, *Measurement and Control Basics*, 3rd Edition, ISA Press, 147-169, 2002.
- [9] W. Boyes, *Instrument Reference Book-Measurement of Level and Volume*, Fourth Edition. Elsevier, 103-112, 2010.
- [10] William C. Dunn, *Fundamentals of industrial instrumentation and process control*, McGraw-Hill, 86-98, 2005.
- [11] Robert B. Northrop, *Introduction to Instrumentation and Measurements*, Second Edition, 7-13, 2005.
- [12] Righton Instrument Company, *How Bubblers Work*, Internet: <http://kingmech.com/how-bubbler-systems-work-2/>, Février.16, 2019.
- [13] Wayne Patterson, *The difference between sink and source circuits*, Internet: <http://www.profaceamerica.com/>, Février.16, 2019.
- [14] Maurice Stewart, *Surface Production Operations, Facility Piping And Pipeline Systems*, Volume Three, 2016, 449
- [15] L. F. Ayala H. & Z. T. Karpyn, *On the Calculation of Static Bottom-Hole Pressures in Gas Wells*, *Petroleum Science and Technology*, 2007, 25:8, 1099-1104
- [16] PetroWiki, *Pressure drop evaluation along pipelines*, Internet : https://petrowiki.org/Pressure_drop_evaluation_along_pipelines, Février.16, 2019.
- [17] E. Shachi Menon, *Gas pipeline hydraulics*, Taylor & Francis Group, 31-83, 2005