

Université KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la
Terre et de l'Univers

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage et mécanique des chantiers pétroliers

Présenté par :

KAZIOU Allaeddine

MEDJAD Toufik Abdennasser

BAKHOUCHE Mouhamed

Thème

**Etude d'explosion des installations de
production dans la région Ohanet , Illizi .**

Soutenu publiquement le : 14/06/2023

Devant le jury :

M. KHANTOUT Abdelkader	MCA	President	UKMO
Mme CHELGHAM Fatiha	MCA	Examineur	UKMO
Mme CHOUICHA Samira	MCB	Encadreur	UKMO

Année Universitaire: 2022/2023



Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au Dieu, notre créateur qui nous a donné la force, la volonté et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous remercions nos parents pour leur soutien moral, leurs encouragements et leur patience durant les étapes difficiles de notre cursus universitaire.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre cher encadreur
Mme : Samira chouicha Pour leurs aides précieuses.

Nous remercions aussi tous les membres du jury qui nous ont fait l'honneur de bien vouloir juger ce travail.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux tous les enseignants du département hydrocarbures qui nous a énormément aidé par ses conseils et tous ses moyens pour atteindre ce moment de graduation et de devenir des ingénieurs pétroliers à succès.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Et que tous ceux qu'on a oublié de citer acceptent nos vifs remerciements.

Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA en compagnie de tous nos Amis. Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie leurs encouragements et leur Gentillesse.



Dédicace

Nous dédions ce modeste travail, comme preuve de respect, de gratitude, et de reconnaissance à :

Nos chers parents qui n'ont jamais cessé de nous encourager et nous conseiller, ils nous ont beaucoup aidé tout en long de notre chemin grâce à leur amour, leur dévouement, leur compréhension, leur patience et leur soutien moral et matériel, nous ne saurions jamais traduire ce que nous ressentons vraiment envers eux.

À nos frères et sœurs, pour leur indulgence en notre faveur qu'ils touchent ici l'affection la plus intime que nous ressentons à leur égard.

À nos amis et collègues, pour leur compagnie et bons moments passés ensemble.

**MOUHAMED,
ALLAEDDINE,
TOUFIK**

Résumé

La mise en marche et la sécurité du Piping sont assurés par des ingénieurs spécialisés pour sélectionner les matériaux du piping, analyser les contraintes et s'occuper de l'aménagement du design. Les modes de défaillance du piping sont considérés comme étant contrôlée par des contraintes mécaniques due à la pression interne et la présence de la corrosion, ces contraintes conduisant parfois à l'explosion des installations de production et du transport .L'objectif de travail vise à analyser les facteurs qui contribuent à l'explosion des installations de surface du puits IKNO8 région Ohanet et identifier les principaux paramètres responsables a ce problème .Les résultats obtenus permettent une représentation des facteurs liés à cette explosion que sont : Le prise d'épaisseur par ultrason montrent une diminution importante de pipe du 14,27 mm à 4,62 mm, cette diminution est liés aux plusieurs facteurs notamment à la conception du design L'études de dimensionnement du réseau piping est accordé aux normes ASME B31,3 , ASME RP 14E ASME B31,G montrent que les erreurs de calcul de conception du design sont liées à la tolérance de corrosion et au mauvais choix du diamètre interne de la pression de rupture du réseau

Mots clés : piping, puits IKNO8, explosion, tolérance de corrosion, pression de rupture

Abstract

The operation and security of piping systems are ensured by specialized engineers who select piping materials, analyze stresses, and handle design Piping failure modes are primarily controlled by mechanical constraints resulting from internal pressure and corrosion, which can sometimes lead to explosions in production and transportation. The objective of this work is to analyze the factors contributing to the explosion of the surface installations of the IKNO8 well in the Ohanet region and identify the mains parameters responsible for this problem. The obtained results provide an understanding of the factors related to this explosion, which include a significant decrease in pipe thickness from 14.27 mm to 4.62 mm as revealed by ultrasonic thickness measurements. This reduction is attributed to various factors, particularly related to design conception. Studies on piping network sizing, following by ASME B31.3, ASME RP 14E, and ASME B31.G standards norms demonstrate that errors in design calculations are linked to corrosion tolerance and the improper selection of the internal diameter for pressure rupture of the piping system

Keywords: piping, IKNO8 well, explosion, corrosion tolerance, pressure rupture.

الملخص

يتولى مهندسون متخصصون مسؤولية تشغيل وضمان سلامة نظام الأنابيب حيث يقومون بتحديد مواد الأنابيب وتحليل الضغوط وتصميم التخطيط يعتبر نظام الأنابيب عرضة للتلف نتيجة للضغوط الميكانيكية الناجمة عن الضغط الداخلي وتآكل المواد، وقد يؤدي ذلك في بعض الأحيان إلى حدوث انفجار في منشآت الإنتاج ونقل المحروقات. يهدف هذا العمل إلى تحليل العوامل المساهمة في انفجار منشآت السطح في منطقة اوهانات وتحديد المعاملات الرئيسية المسؤولة عن هذه المشكلة. اثبتت النتائج التي تم الحصول عليها تأثير IKNO8 لبئر للعوامل المرتبطة بهذا الانفجار، حيث اظهر تحليل سمك الأنابيب بواسطة الترددات فوق الصوتي انخفاضاً كبيراً في سمك الأنابيب من 14.27 مم إلى 4.62 مم، ويرجع هذا الانخفاض إلى عدة عوامل، بما في ذلك تصميم تخطيط. الانابيب و تشير دراسة تصميم شبكة إلى أن الأخطاء الحاصلة في حسابات تصميم التخطيط مرتبطة بـ ASME B31.3 و ASME RP 14E و ASME B31.G الأنابيب وفقاً للمعايير بتحمل التآكل واختيار غير مناسب لقطر الضغط الداخلي للشبكة هي المسؤولة على الانفجار

الكلمات المفتاحية : أنابيب، بئر IKNO8 ، انفجار، تحمل التآكل، ضغط الانفجار

TABLE DES MATIERES

Remercîment.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Nomenclature.....	IV
Liste des figures.....	V
Listes des tableaux.....	VI
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I : CODES ET STANDARDS DU PIPING

Introduction	2
I-Configuration Typique d'une Organisation d'Ingénierie du Piping	3
I-1-Codes et Standards du Piping.....	3
I-1-1-Normes et Standards Appliqués	3
I-1-1-1-ASME	4
I-1-1-2-API	4
I-1-1-3-ASTM	4
I-1-1-4-ANSI	4
I-1-1-5-Autres organisations	5
I-2- Différence entre les codes et les normes	5
I-2-1-Codes	5
I-2-2-Normes	6
I-3- Codes de Tuyauterie Sous Pression	6
I-3-1-Tuyauterie Electrique ASME B31.1	7
I-3-2-Tuyauterie de Processus ASME B31.3	7
I-3-3-ASME B31.4 Pipeline de transport d'hydrocarbures	7
I-3-4-ASME B31.8 Systèmes de tuyauterie de transport et de distribution de gaz	7
I-3-5-NACE MR0175 / ISO 15156 Pipe et Raccorderie	7

CHAPITRE II : SPECIFICATION DES MATERIAUX DE PIPING

II-1-Généralité	9
II-2- Métallurgie des matériaux	9
II-2-1-Acier au Carbon	10
II-2-1-1-Acier à faible teneur en carbone	10
II-2-1-2-Acier au Carbone Moyen	10
II-2-1-3-Acier à Haute Teneur en Carbone	11
II-2-2-Acier Allié	11

II-2-3-Acier Inoxydable.....	11
II-2-3-1-Austénitique	12
II-2-3-2-Ferritique	15
II-2-3-3-Martensitique	15
II-2-3-4-Inox Duplex / Super Duplex	16
II-2-4-Acier à Outils	17
II-3- Spécification du Piping	17
II-3-1-Notion Théorique	17
II-3-1-1-Indice de Pression-Température (Pressure-Température rating)	17
II-3-1-2- Température Rating	17
II-3-1-3- Class de pression	18
II-3-1-4-Classe de bride	18
II-3-1-5-Pipe	20
II-3-2- Génération des Numéros de Classe du Piping	22
II-3-2-1-Classement des Brides de La Classe	23
II-3-2-2- Lettre représentant Le matériau principal de la Classe:.....	23
II-3-2-3-Nombre Représentant La Tolérance de Corrosion (Corrosion Allowance)	24
II-4- Philosophie de Sélection Materials	24
II-4-1-Philosophie de sélection des matériaux (MSP).....	25
II-4-2-Diagrammes de sélection des matériaux (MSD)	25
II-4-3-Rapports de sélection des matériaux (MSR).....	25
II-4-4-Philosophie de contrôle de la corrosion.....	25
II-5 - Materials Sélection Base	26
II-5 -1-Impact du Design Température Sur la Sélection des Matériaux	28
II-5-3-Conditions de Processus	28
II-5 -4-Inhibiteur (Si Nécessaire)	29

CHAPITRE III : PRESENTATION DU PROBLEME

III-1-Introduction	30
III-2- Développement du Champ Tinhert	30
III-3-Description des Installations de Traitement Gaz	31
III-3-1-Décarbonatation du Gaz Produit	31
III-4-Problem posé au niveau du champ IKNO (Puits IKNO-8).....	32
III-5 Méthodes d'Inspection	32
III-5-1-Type des Instruments	33
III-5-1-1-PosiTector UTG C ultrasonique Thickness Gauge (Corrosion).....	33
III-5-1-2-SIUI CTS-30A / CTS-30B	33
III-5-1-3-Théorie du Fonctionnement des Jauges d'Epaisseur à Ultrasons	34

III-5-1-3-1-Echo Unique	34
III-5-2-Process Verbal de Prise d'Epaisseur	34
III-6- Mécanismes d'Estimation des Dommages à La Corrosion	36
III-6-1-Corrosion Externe	36
III-6-1-1-Corrosion par piqûres et crevasses	36
III-6-1-2-Corrosion Galvanique	38
III-6-2-Corrosion Interne	38
III-6-2-1-Corrosion par les Gaz Acides Humides (CO ₂ / H ₂ S)	38
III-6-2-2- Modèles de corrosion applicables Tecnicas Reunidas	40
III-6-2-3-Aciers au Carbone/Faiblement Alliés en Service Acide	42
III-6-2-3- Fissuration par Corrosion Sous Contrainte Chlorure (CISCC)	44

**CHAPITRE IV : IDENTIFICATION DES PARAMETRES D'EXPLOSION DU PUITTS
IKNO-8**

IV-1-Caractéristiques et Choix du Métal de L'ouvrage IKNO-08	45
IV-1-1-P&ID Diagramme du Piping et de L'instrumentation	45
IV-1-2 Caractéristique Technique et Process de L'ouvrage	48
IV-1-3-Calcul de la Tolérance de Corrosion du Puits IKNO-8 (CA)	50
IV-1-3-1 Nécessité De Calculer la tolérance de Corrosion (CA)	50
IV-1-3-2-Methode Calcule du CA	50
IV-1-4-Calcul des Dimensionnement	52
IV-1-4-1-Calcul de Diamètre et de Schedule	53
IV-1-5-Calcul d'Epaisseur par Code ASME B31.3pour API 5L GradeX60	57
IV-1-5-1 Notions Théorique	57
IV-1-5-2-Vérification de L'épaisseur	62
IV-1-6-Codes d'évaluation ASME B31G	64
IV-1-6-1-Calcul de A	65
IV-1-6-2-Calcul de la pression minimal de défailant du pipe P'	65
Conclusion.....	69

nomenclature

symbole	désignations	unité
A	la disponibilité de l'inhibiteur	(%)
C	constante empirique	
CA	la tolérance de corrosion ou bien durai de vie	(mm)
C₁		MPa/ psi
CR	le taux de corrosion prévu (durée de vie moyenne)	(mm/an)
C_{inhib}	le taux de corrosion inhibée	mm/an
CR_{uninhib}	la vitesse de corrosion sans inhibiteur	(mm/an)
d	Diamètre intérieur du tuyau	mm
D_o	Diamètre extérieur du Pipe	Pouces ”
E	Facteur de joint de soudure longitudinal	
F_{CO2}	la fugacité du CO ₂	(bar)
J	Température d'écoulement gaz/liquide,	°R
N	est la durée de vie de conception en années	
P	pression de conception	KPa
P_{H2S}	la pression partielle de H ₂ S	(kPa)
P	Pression d'écoulement	psi
P	la pression absolue totale du système	(kPa)
P_s	la pression au point de bulle	(kPa)
P_m	la masse volumique moyenne du mélange dans des conditions d'écoulement	Kg/m ³
P_r	pressure rating class index	bar
P_t	rated working pressure	bar (psi)
P_i	Pression de conception interne	Psi

nomenclature

P_T	rated working pressure	psi
Q_g	débit de gaz	m ³ /j / MMScf/d
Q_L	Débit de liquide	B/D
R	Rapport gaz/liquide	ft ³ / bbl
S	contrainte admissible	
S_I	Selected stress	Psi
t	la température	(°C)
T	température d'écoulement du gaz	°R/(R°=C*490)
t	Epaisseur de la pression de conception	Pouces ”
T_c	L'épaisseur de pression de conception et de design	Pouces ”
T_m	L'épaisseur minimal pour mettre le Pipe en service	Pouces ”
V	Vitesse maximale autorisée	ft/sec
V_g	vitesse du gaz	ft/sec
X_{H2S}	la fraction molaire de H2S dans le gaz	(%)
Y	valeurs du coefficient	
Z	Facteur de compressibilité, sans dimension	

List Des Tableaux

Chapitre II

Tableau. II. 01 : Grade et Caractéristiques des Matériau	13
Tableau. II .02 : Types d'Acier Inoxydable Ferritique.....	15
Tableau. II. 03 : Types d'Acier Inoxydable Martensitique	16
Tableau. II. 04 : Grade et Caractéristiques des Matériau	16
Tableau. II. 05 : ANSI Brides ASTM A182 Gr. F1 Pre-Tem (Chrome Moly)	19
Tableau. II. 06 : Brides de diffèrent Classe selon ASME B16.5.....	20
Tableau II. 07 : Les Diamètres du pipe	21
Tableau. II. 08 : Classement des Brides	23
Tableau. II. 09 : Classe du Matériau Principal	23
Tableau. II. 10 : la tolérance de corrosion	24
Tableau. II. 11 : Plage de température d'utilisation pour certains matériaux	27

Chapitre III

Tableau. III. 01 : Caractéristique Générale du Pipe	35
Tableau. III. 02 : Prise d'Epaisseur du Pipe	36
Tableau. III. 03 : Relevé d'Epaisseur pour Différents Points de La Line	36
Tableau. III. 04 : CPT et CCT des CRA communes	37
Tableau. III. 05 : Contient du Soufre pour Plusieurs Produit	44
Tableau. III. 06 : Températures Seuils de Sensibilité des CRA au CISC	44

Chapitre IV

Tableau. IV. 01 : Robinetteries et Instruments des Installations	47
Tableau. IV.02 : Composition chimique API 5L X60	49
Tableau. IV.03 : Propriétés mécaniques API 5L X60	49
Tableau. IV.04 : Classification du Matériels Piping Sélectionné	51
Tableau. IV.05 : Valeurs Tolérance de Corrosion	51
Tableau. IV.06 : Relation en Le CA et le Service	52
Tableau. IV.07 : Facteur de surtension typique	53
Tableau. IV.08 : Facteurs c suggérés par l'API RP 14E pour Eq. (1) 10.....	55
Tableau. IV.09 : Dimensions du Pipe en Acier Forgé Soudés/sans soudure	58
Tableau. IV.10 : Valeur de contrainte admissible de la norme ASME B31.3	59
Tableau. IV.11 : Facteur de Qualité pour La Soudure Longitudinale	60
Tableau. IV.12 : Facteur de réduction de la résistance du joint de soudure	61
Tableau. IV.13 : Valeurs du coefficient Y	62

Tableau. IV.14 : Dimensions et poids des tubes en acier64

List Des Figures

Chapitre I

Figure. I. 01 : Réseau Piping dans Plant de Processus.....02

Figure. I. 02 : Schema d'un System Piping.....03

Chapitre II

Figure. II. 01 : Brides de Même Taille avec des Différentes Classe..... 20

Figure. II. 02 : Pipe 4" Schedule 80.....21

Chapitre III

Figure. III. 01 : Schéma Générale des Installations de Traitement du Gaz31

Figure. III. 02 : Présentation de L'Explosion de l'Installation de Surface.....32

Figure. III. 03 : Posi d'essai ultrason.....33

Figure. III. 04 : PosiTector UTG C Ultrasonique Mesureur d'Epaisseur.....33

Figure. III. 05 : Principe de Fonctionnement des Jauges d'Epaisseur à Ultrasons...34

Figure. III. 06 : Position de Prise D'épaisseur de L'ouvrage.....35

Figure. III. 07: Corrosion par Piqûres et Crevasses.....37

Figure. III. 08 : Corrosion Galvanique.....38

Figure. III. 09 : Corrosion Interne.....39

Figure. III. 10 : Relation entre ph et Pco2 et PH2S.....43

Chapitre IV

Figure. VI. 01 : Schéma de Tuyauterie et d'Instrumentation.....46

Figure. VI. 02 : Variation de P' en Fonction du Rapport d/t.....66

Figure. VI. 03 : Défaut de Corrosion Court d'une Forme Parabolique.....67

Figure. VI. 04 : Défaut de Corrosion Long d'une Forme Rectangulaire.....67

La production du gaz dans le champ Tuharet-Illizi en Algérie revêt une grande importance, le champs Tinharet est l'un des plus grands champs du gaz et contient d'importance réserves avec une capacité de production estimée de 50000 m³ cube de gaz / jour.

La région Ohanet-Illizi de l'Algérie abrite un réseau étendu des pipelines qui joue un rôle primordial dans le transport du pétrole et du gaz vers les installations de production et les centres de traitements. Les systèmes du piping joue un rôle crucial dans le transport et la distribution de divers produits, cependant ces équipements sont à l'abri des risques d'explosion qui peuvent avoir des conséquences déviantes sur l'économie des sociétés et sur l'environnement et la sécurité.

L'objectif de travail vise à analyser le problème et chercher les facteurs qui contribuent à l'explosion des installations de surface du puits IKNO-8 région Ohanet-Illizi d'une part, et identifier les principaux facteurs responsables à ce problème d'autre part.

Pour atteindre ces objectives nous avons réalisés une analyse approfondie pour chercher les causes d'explosion selon les conditions opératoires, les équipements utilises et leurs matériaux de construction selon les normes standards. Notre travail est structuré autour de quatre chapitres Le 1^{er} chapitre présente des généralités sur les coudes et les standards des normes du piping .

Le 2^{ème} chapitre illustre des spécification standards sur les matériaux de construction du piping Le 3^{ème} chapitre est consacré à l'analyse du problème d'explosion des installations de surface du puits IKNO-8 par les mesures d'épaisseur et l'évaluation des facteurs de risques susceptibles de provoque des explosions du piping . Le 4^{ème} chapitre présente une indentification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8 basé sur les codes et les normes standard du piping. Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

Introduction

Le génie du piping ou bien de la tuyauterie est une discipline spécialisée du génie mécanique qui couvre la conception des ouvrages concentré et la disposition des équipements et des unités de traitement dans les installations chimiques, pétrochimiques ou d'hydrocarbures. Les ingénieurs en piping sont responsables de l'aménagement de l'ensemble des installations de l'usine, de l'emplacement des équipements et des unités de traitement dans la parcelle et de la conception de la tuyauterie connectée conformément aux codes et normes applicables pour assurer un fonctionnement sûr des installations pendant la durée de vie de conception [01].



Figure. I. 01 : Réseau Piping dans le Plan de Processus

La tuyauterie peut être définie comme un assemblage de composants de tuyauterie utilisés pour transporter ou distribuer un fluide de traitement d'un élément d'équipement à un autre dans une usine de traitement. Les composants de tuyauterie qui font partie de cet assemblage sont les tuyaux, les raccords, les brides, les vannes, les tuyaux spéciaux, les boulons et les joints. Cette définition inclut également les éléments de support de tuyauterie tels que les sabots de tuyauterie, mais n'inclut pas les structures de support telles que les supports de tuyauterie, les Traverses de tuyauterie et les fondations. Conformément à la norme ASME B31.3[03], le concepteur de la tuyauterie est responsable envers le propriétaire de l'assurance que la conception technique de la tuyauterie est conforme aux exigences de ce code et à toute exigence supplémentaire établie par le propriétaire. L'ingénierie de la tuyauterie est un aspect très important de la conception des installations de l'usine et va bien au-delà de la conception de la tuyauterie selon les codes ASME. Il existe différents codes ASME utilisés pour la tuyauterie

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

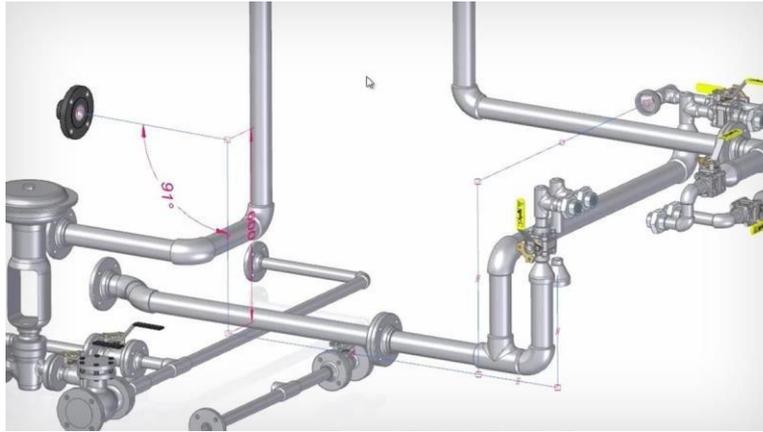


Figure. I. 02.: Schema d'un System Piping

1- Configuration typique d'une organisation d'ingénierie de tuyauterie

Dans de nombreuses organisations d'ingénierie, une discipline de tuyauterie est organisée en deux groupes, à savoir l'ingénierie de tuyauterie et la conception de tuyauterie. Le groupe d'ingénierie est principalement impliqué dans les spécifications des matériaux de tuyauterie, les matériaux de tuyauterie et l'analyse des contraintes, tandis que le groupe de conception s'occupe de l'aménagement de l'usine, de l'aménagement des équipements et de l'aménagement de la tuyauterie. L'ingénieur principal en tuyauterie du projet assume l'entière responsabilité de l'ingénierie et de la conception de la tuyauterie du projet. Le concepteur principal qui est responsable de la disposition de l'usine, de l'équipement et de la tuyauterie relève de l'ingénieur principal de la tuyauterie. Cette configuration organisationnelle fonctionne avec succès dans la plupart des organisations car elle élimine tout conflit grâce à un point de responsabilité unique et garantit qu'un niveau élevé de coordination et d'interface est maintenu entre le groupe d'ingénierie et de conception [01].

I-1-Codes et Standards du Piping

I-1-1-Normes et Standards Appliqués

Les codes et les normes de tuyauterie sont les principaux piliers de toute industrie de la tuyauterie. Comme, l'intégrité du système de tuyauterie dépend des considérations et des principes utilisés pour la conception, la construction, l'inspection et la maintenance du système. Dans la pratique, l'assurance que la conception et la construction d'un système de tuyauterie répondront aux exigences de sécurité est obtenue grâce à l'utilisation de codes et de normes d'ingénierie publiés.

Les systèmes de tuyauterie sont constitués de composants tels que des tuyaux, des raccords, des brides, des joints, des boulons, des écrous, des vannes, des crépines, des supports de

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

tuyauterie et des pièces spéciales telles que des purgeurs de vapeur, des soufflets, des pare-flammes, des flexibles, des voyants, etc. Ces composants de tuyauterie peuvent être fabriqués dans une variété de matériaux, dans différents procédés de fabrication, dans différents types et tailles. Ces différents processus peuvent être réalisés avec des codes et des normes définis [09] [01] [02].

I-1-1-1-ASME

L'American Society of Mechanical Engineers est l'une des principales organisations au monde qui élabore et publie des codes et des normes. Notamment, l'ASME a créé un comité en 1911 pour formuler des règles pour la construction de chaudières à vapeur et d'autres récipients sous pression. Ce comité est responsable de l'ASME Boiler and Pressure Vessel Code, un code en 11 sections couvrant les matériaux, la construction et les essais de tuyauterie, de chaudières et d'appareils sous pression dans de nombreuses industries différentes, y compris l'industrie nucléaire. D'autres comités sont responsables des sections de l'ASME B31 , Pressure Piping Code.

I-1-1-2-API

L'American Petroleum Institute publie des spécifications, des bulletins, des pratiques recommandées, des normes et d'autres publications pour faciliter l'achat d'équipements et de installations de production et de transport de pétrole, en particulier les oléoducs et le Gazoducs. Des exemples de normes API sont API 650, Soudage des Bacs de Stockage huile, et API 5L, Spécification for Line Pipe. [05]

I-1-1-3-ASTM

L'American Society for Testing Materials, désormais appelée ASTM International, est une organisation qui élabore et publie des normes sur les caractéristiques et les performances des matériaux, produits, systèmes et services. Les normes comprennent des procédures d'essai pour déterminer ou vérifier les caractéristiques, telles que la composition chimique, et mesurer les performances, telles que la résistance à la traction et les propriétés de flexion. Les normes couvrent les matériaux raffinés, tels que l'acier et le plastique, ainsi que les méthodes de fabrication et les tolérances des produits de base, tels que les tuyaux et les tubes (Académie d'Oxford).

I-1-1-4-ANSI

L'American National Standards Institute était auparavant connu sous le nom d'American Standards Association (ASA) et pendant une courte période, de 1967 à 1969, sous le nom de United States of America Standards Institute (USASI). L'ANSI fournit un forum pour le développement ou l'obtention d'un consensus pour l'approbation des normes ayant un impact

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

national et sert de point focal pour la distribution des normes nationales et autres, y compris celles développées et publiées par l'Organisation internationale de normalisation (ISO) [26] et les gouvernements étrangers. Les fonctions de développement et d'approbation sont assurées par les différents comités. De nombreux comités sont présidés ou parrainés par des sociétés d'ingénierie telles que l'ASME. La sécurité est l'objectif fondamental des exigences de conception technique et de construction contenues dans les normes ANSI. Les normes comprennent l'interdiction des pratiques considérées comme dangereuses et des mises en garde lorsque des avertissements consultatifs, au lieu d'interdictions, sont jugés nécessaires. De nombreux codes et normes ANSI sont devenus des codes et normes ASME. Par exemple : l'original ANSI B31[03], Pressure Piping Code est devenu ASME B3, Pressure Piping Code, et ANSI B16.5[13], Pipe Flanges and Flanged Fittings est devenu ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings. Cependant, ils sont soumis à l'approbation de l'ANSI. [01]

I-1-1-5-Autres organisations

Bien que les organisations ci-dessus puissent être parmi les plus courantes, il existe de nombreuses autres organisations à connaître qui apportent leurs propres contributions importantes à l'industrie, telles que :

- L'Association nationale des ingénieurs de la corrosion, maintenant appelée NACE International. [11]
- L'Association des fabricants d'échangeurs tubulaires, Inc. (TEMA).
- L'Association nationale de protection contre les incendies (NFPA).
- L'American Water Works Association (AWWA).
- L'American Welding Society (AWS).

I-2- Différence entre les codes et les normes

Les codes et les normes fournissent tous deux les critères ou la méthode d'ingénierie par lesquels l'intégrité de la tuyauterie peut être assurée et simplifient la considération de conception pour garantir le respect des normes. Beaucoup d'entre nous (les concepteurs et les ingénieurs) pensent que les termes code et standard sont synonymes, mais cette compréhension est incorrecte. Comprenons la différence ci-dessous.

I-2-1-Codes

Les codes de tuyauterie fournissent des critères de conception spécifiques pour les activités telles que la sélection des matériaux, la vérification des contraintes de fonctionnement admissibles et les critères de charge qui doivent être pris en compte pour la conception selon l'application particulière. [01]

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

De plus, des critères sont fournis pour déterminer l'épaisseur minimale de la paroi du tuyau, le comportement du matériau en raison des effets de la pression interne ou externe, du poids mort, des charges sismiques, des charges vives et de la dilatation/contraction thermique.

Les codes de tuyauterie fournissent des règles de conception pour les raccords non standard tels que les coudes à onglet et également pour le coussin de renforcement des raccords de dérivation de tuyauterie à embout ou à embout. Les codes de tuyauterie ne tiennent pas compte de la conception des raccords ou des composants standard tels que les coudes, les tés, les brides, les vannes, les raccords olets, etc. [01]

Exemple de codes

ASME B31.1, ASME B31.3, ASME B31.4, etc.

I-2-2-Normes

Les normes fournissent les critères et les règles de conception pour les composants ou raccords de tuyauterie individuels, ainsi que les critères de sélection de classe (pression-température) des composants de tuyauterie tels que les brides, les vannes, les joints, les boulons et les écrous.

Il existe principalement deux types de normes :

- Normes dimensionnelles
- Normes basées sur la pression-température

Les normes dimensionnelles fournissent des paramètres dimensionnels pour les composants de tuyauterie particuliers. L'objectif principal des normes dimensionnelles est d'assurer les mêmes dimensions pour des composants similaires fabriqués par différents fournisseurs afin d'assurer l'interchangeabilité. Certains composants sont également fabriqués selon les normes de fabrication.

Des normes basées sur la pression-température sont utilisées pour les composants basés sur les valeurs nominales, ce qui fournit la capacité de maintien de pression maximale de ce composant particulier.

Exemple de normes

ASME B16.9, ASME B16.10 ASME B16.5, etc.

I-3- Codes de tuyauterie sous pression

L'American Society of Mécanica Engineers (ASME) a établi le code de tuyauterie sous pression ASME B31 [03] pour assurer la sécurité de la conception et de la construction du système de tuyauterie sous pression grâce à des règles d'ingénierie publiées.

Voici les principaux codes de tuyauterie sous pression :

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

I-3-1-Tuyauterie électrique ASME B31.1

Le code ASME B31.1 est principalement utilisé pour la conception et la construction de la tuyauterie électrique des centrales électriques, des usines industrielles et institutionnelles, des systèmes de chauffage géothermique et des systèmes de chauffage et de refroidissement centraux et urbains. [02]

I-3-2-Tuyauterie de processus ASME B31.3

Le code ASME B31.3 [03] s'applique principalement à la conception et à la construction de tuyauteries sous pression trouvées dans les raffineries de pétrole, les usines chimiques, pharmaceutiques, alimentaires, textiles, de papier, de peinture, cryogéniques et toutes les usines de traitement et terminaux. [02]

I-3-3-ASME B31.4 Pipeline de transport d'hydrocarbures

Le code ASME B31.4 s'applique aux conduites utilisées pour transporter des liquides entre les usines, les terminaux et les stations de régulation de pompage. Ces liquides comprennent le pétrole brut, le condensat, l'essence naturelle, le gaz de pétrole liquéfié, le dioxyde de carbone, l'alcool liquide et les produits pétroliers liquides. Par exemple, le pipeline de l'amont vers le milieu ou l'aval. [02]

I-3-4-ASME B31.8 Systèmes de tuyauterie de transport et de distribution de gaz

Le code ASME B31.8 s'applique aux conduites de transport de gaz entre les sources et les terminaux. Cela s'applique également aux gazoducs, aux stations de compression de gaz, aux stations de comptage et de régulation du gaz.

ASME B31.8 traite de la conception, de la construction, de l'inspection, de l'exploitation et de l'entretien des conduites de transport de gaz, mais ne traite pas des conduites auxiliaires, telles que l'eau, l'air, la vapeur ou l'huile de lubrification. [02]

I-3-5-NACE MR0175 / ISO 15156 Pipe et Raccorderie

NACE a été établi depuis 1943, nom complet de La National Association of Corrosion Engineers. Les fondateurs ont été 11 les ingénieurs de l'anti-corrosion de l'industrie des pipelines. Jusqu'à maintenant, NACE a été le plus grand organisme de diffusion d'une connaissance anti-corrosion et d'améliorer les compétences de la prévention de la corrosion.

Dans la NACE normes, Exigences de la norme mr0175 est la norme de matériaux nécessaires pour H₂S contenant de l'huile et de la production de gaz et de l'équipement. La suite, Le tuyau Nace est utilisé dans le transport de gaz et de pétrole contenant du H₂S. [11]

CHAPITRE I -CODES ET STANDARS DU PIPING

Note :

Il existe de nombreuses similitudes dans chaque code, telles que le calcul, l'inspection et les essais de l'épaisseur minimale de la paroi des tuyaux. Mais les règles exactes sont différentes pour chaque code en fonction de leur application. Les contraintes admissibles sont différentes pour chaque code, reflétant un facteur de sécurité différent selon les différentes applications et conditions de fonctionnement. [02]

CHAPITRE II

SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

II-1-Généralité :

La spécification couvre les exigences techniques du matériau pour les tuyaux, raccords, brides, vannes et autres composants de tuyauterie à utiliser sur les systèmes de tuyauterie de processus et utilitaires selon ASME B31.3 pour le TINRHERT FIELDS DEVELOPMENT FEED.[03]

Ce document ne s'applique pas :

- Conduits fabriqués
- Chauffage, plomberie, ventilation et tuyauterie similaire à l'intérieur des bâtiments.
- Tubes d'instrumentation.
- Portions de la vapeur, de l'eau des chaudières et de la tuyauterie d'évacuation couvertes par la section 1 du code ASME.
- Pipelines couverts par ASME B31.4 ou ASME B31.8

Cette spécification doit servir de base à l'entrepreneur EPC pour élaborer une spécification de classe de ligne détaillée. L'entrepreneur EPC doit vérifier l'adéquation de la conception finale et la compléter si nécessaire conformément aux spécifications et normes du projet et à la dernière édition des codes et normes internationaux au moment de l'exécution.

Les installations doivent être conçues conformément aux dernières législations, codes et normes locaux et internationaux pertinents. [02]

En cas de conflit entre les exigences de différents codes et normes, l'ordre de priorité suivant s'applique comme le décret No.421 de la réglementation algérienne indique [05] :

- Lois et conventions internationales auxquelles l'Algérie est partie

Signataire

- Réglementations et normes nationales algériennes où internationales les lois et les conventions ne sont pas applicables
- Normes et procédures SONATRACH lorsqu'elles sont disponibles et Pratiques techniques d'ingénierie, le cas échéant
- Codes et normes de conception internationalement reconnus

II-2- Métallurgie des matériaux :

L'acier est essentiellement un alliage de fer et de carbone avec un des pourcentages d'autres métaux (éléments aditifs) tels que le nickel, le chrome, l'aluminium, le cobalt, le molybdène, le tungstène, etc. La teneur en carbone de l'acier peut varier de 0,1 à 1,5 %, mais les nuances les plus largement utilisées d'acier ne contiennent que 0,1 à 0,25 % de carbone. Différents types

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

D'acier sont produits en fonction des propriétés requises pour leur application, et divers systèmes de classement sont utilisés pour distinguer les aciers en fonction de ces propriétés.

Selon la World Steel Association, il existe plus de 3 500 nuances d'acier différentes, englobant des propriétés physiques, chimiques et environnementales uniques. Selon l'Institut américain du fer et de l'acier (AISI), l'acier peut être classé en quatre groupes en fonction de sa composition chimique : [06]

Acier Carbone

Acier allié

Acier inoxydable

Acier à outils

II-2-1-Acier au Carbon

Un matériau ferreux est désigné comme acier au carbone lorsqu'il est spécifié que la composition de son noyau ne comprend pas plus de 1,65 % de manganèse, 0,60 % de silicium et 0,60 % de cuivre et lorsqu'aucune teneur minimale n'est spécifiée pour les autres éléments d'alliage. [06]

Les tuyaux en acier au carbone sont largement utilisés dans de nombreuses industries en raison de leur résistance et de leur facilité de mise en œuvre. Parce qu'il contient relativement peu d'éléments d'alliage et à de faibles concentrations, le tuyau en acier au carbone est relativement peu coûteux. Les aciers au carbone représentent environ 90 % de la production totale d'acier.

Cependant, il n'est pas adapté aux températures extrêmes ou aux hautes pressions car l'absence d'éléments d'alliage le rend moins résistant aux contraintes qui l'accompagnent.

Les aciers au carbone peuvent être classés en trois groupes en fonction de leur teneur en carbone :

II-2-1-1-Acier à faible teneur en carbone (Acier doux)

Contient généralement une teneur en carbone de 0,04% à 0,30%. C'est l'un des plus grands groupes d'acier au carbone. Il couvre une grande diversité de formes ; de la feuille plate à la poutre structurelle. Selon les propriétés souhaitées nécessaires, d'autres éléments sont ajoutés ou augmentés. Par exemple : Qualité d'étirage (DQ) – Le niveau de carbone est maintenu bas et de l'aluminium est ajouté, et pour l'acier de construction, le niveau de carbone est plus élevé et la teneur en manganèse est augmentée. [06]

II-2-1-2-Acier au carbone moyen :

A généralement une plage de carbone de 0,31% à 0,60% et une teneur en manganèse allant de 0,060% à 1,65%. Ce produit est plus résistant que l'acier à faible teneur en carbone et il est plus

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

Difficile à former, à souder et à couper. Les aciers à carbone moyen sont assez souvent trempés et revenus par traitement thermique. [06]

II-2-1-3-Acier à haute teneur en carbone

Communément appelé « acier à outils au carbone », il a généralement une plage de carbone comprise entre 0,61% et 1,50%. L'acier à haute teneur en carbone est très difficile à couper, plier et souder. Une fois traité thermiquement, il devient extrêmement dur et cassant. [06]

II-2-2-Acier allié

Les aciers alliés comprennent des quantités spécifiées d'éléments d'alliage afin de manipuler les propriétés de l'acier, telles que sa dureté, sa résistance à la corrosion, sa résistance, sa formabilité, sa soudabilité ou sa ductilité. Alors que les éléments d'alliage les plus courants comprennent le nickel, le chrome, le molybdène, le manganèse, le silicium et le cuivre, de nombreux autres sont utilisés dans la production d'acier.

Il existe d'innombrables combinaisons d'alliages et de concentrations utilisées dans l'industrie, chaque combinaison étant conçue pour obtenir des qualités spécifiques.

Les aciers fortement alliés sont privilégiés dans l'industrie de la tuyauterie pour le service dans des conditions extrêmes, que ce soit dans des conditions chaudes ou froides ou soumis à une utilisation brutale. En effet, la combinaison de la chimie et d'un traitement thermique approprié peut produire des tuyaux solides mais ductiles qui peuvent subir des coups. Les industries du pétrole et du gaz et de la production d'électricité privilégient souvent les tuyaux en alliage en raison de leur ténacité.

Les éléments d'alliage confèrent également une résistance accrue à la corrosion aux tuyaux en acier. Cela en fait également un choix de premier plan pour les entreprises chimiques. [06]

II-2-3-Acier inoxydable

Le terme "acier inoxydable" est un peu impropre. Il n'y a pas une seule combinaison de fer et d'éléments d'alliage qui fait de l'acier inoxydable ce qu'il est. Au lieu de cela, l'acier inoxydable fait référence au fait que les produits fabriqués à partir de celui-ci ne rouillent pas.

Les aciers inoxydables contiennent généralement entre 10 et 20 % de chrome comme principal élément d'alliage et sont appréciés pour leur haute résistance à la corrosion. D'autres alliages dans les aciers inoxydables peuvent inclure le manganèse, le silicium, le nickel et le molybdène. Ces alliages travaillent ensemble pour interagir avec l'oxygène dans l'eau et l'air pour former rapidement un film mince mais solide sur l'acier qui empêche toute corrosion supplémentaire.

Naturellement, les tuyaux en acier inoxydable sont utilisés dans toutes les industries où une protection contre la corrosion est nécessaire. Bien que les tuyaux en acier inoxydable soient essentiellement des tuyaux en alliage sous un autre nom, ils ne sont pas bien adaptés à un service

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

extrême à moins qu'ils n'aient été traités thermiquement de manière appropriée pour augmenter la résistance et la résistance aux chocs.

En raison de son attrait esthétique, l'acier inoxydable est souvent choisi si le tuyau doit être visible dans les lieux publics ou professionnels.

Les aciers inoxydables peuvent être divisés en trois groupes en fonction de leur structure cristalline : [06]

- Acier inoxydable austénitique
- Acier inoxydable ferritique
- Acier inoxydable martensitique
- Acier inoxydable trempé par précipitation
- Acier inoxydable duplex/super duplex

II-2-3-1-Austénitique

Les aciers austénitiques sont non magnétiques et ne peuvent pas être traités thermiquement, et contiennent généralement 18 % de chrome, 8 % de nickel et moins de 0,8 % de carbone. Les aciers austénitiques constituent la plus grande partie du marché mondial de l'acier inoxydable et sont souvent utilisés dans les équipements de transformation des aliments, les ustensiles de cuisine et la tuyauterie.

L'acier inoxydable austénitique est de nature amagnétique et possède une très haute résistance à la corrosion. [06]

- Excellentes soudabilité, formabilité, fabricabilité et ductilité.
- Haute résistance à la corrosion à des températures allant jusqu'à 1500°F.
- Utile pour le service à basse et à haute température.
- Ce type d'acier est durci sable par travail à froid.
- Il a une structure cubique à faces centrées –FCC (structure à grains fins).
- Possède une résistance élevée aux chocs à basse température.
- Ces types de SS sont largement utilisés dans l'industrie de transformation et une variété d'applications industrielles ; les ustensiles de cuisine sont également fabriqués en acier inoxydable austénitique.
- Les types 304, 304L, 316 et 316 L sont quelques-uns des exemples d'acier inoxydable austénitique. Reportez-vous au tableau Annex.

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

TAB. II. 1 : Grade et Caractéristiques de Le Matériau

Grade	Composant en alliage	Caractéristiques et application
303	18Cr-8Ni-S	Acier de décolletage
304	18Cr-8Ni	Nuance d'acier de base. Utilisation pour l'acier à usage général pour de nombreuses applications dans de nombreux domaines
304H	18Cr-8Ni-High C	
304L	18Cr-8Ni-Low C	
304N	18Cr-8Ni-N	Haute résistance
304LN	18Cr-8Ni-Low C-N	Résistance à la corrosion intergranulaire
309	22Cr-12Ni	Résistance à l'oxydation. Utilisation dans les tuyaux et tubes d'usines chimiques, les tubes radiants, les tubes de protection thermocouple
309S	22Cr-12Ni	
310	25Cr-20Ni	
310S	25Cr-20Ni	
312L	20Cr-18Ni-6Mo-0.2N	Résistance à l'eau de mer. Utilisation dans les tuyaux d'usine de dessalement d'eau de mer
316	18Cr-12Ni-2Mo	Résistance à la corrosion. Utilisation dans les tuyaux d'usine de GNL, les chaudières, les tuyaux et les tubes de l'industrie nucléaire et chimique
316H	18Cr-12Ni-2Mo-High C	

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

Grade	Composant en alliage	Caractéristiques et application
316L	18Cr-12Ni-2Mo-Low C	
316Ti	18Cr-12Ni-Mo-Ti	Résistance à la corrosion intergranulaire
317	18Cr-12Ni-3Mo	Résistance à la corrosion par piqûres. Utilisation dans les conduites de camions-citernes pour produits chimiques
317L	18Cr-12Ni-3Mo-Low C	
321	18Cr-9Ni-Ti	Résistance à la corrosion intergranulaire. Utilisation dans les tuyaux d'usine chimique
321H	18Cr-9Ni-Ti-High C	Résistance à haute température. Utilisation dans les tubes de chauffage de chaudière et les tubes de réchauffeur
347	18Cr-9Ni-Nb	Résistance à la corrosion intergranulaire. Utilisation dans les tuyaux et tubes d'usines chimiques
347H	18Cr-9Ni-Nb-Low C	Résistance à haute température. Utilisation dans les tubes de chauffage de chaudière et les tubes de réchauffeur
310MoLN	25Cr-22Ni-2Mo-N	Résistance à la corrosion intergranulaire. Utilisation dans les tubes de réacteur à urée

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

II-2-3-2-Ferritique

Les aciers ferritiques contiennent des traces de nickel, 12 à 17 % de chrome, moins de 0,1 % de carbone, ainsi que d'autres éléments d'alliage, tels que le molybdène, l'aluminium ou le titane. Ces aciers magnétiques ne peuvent pas être durcis par traitement thermique mais peuvent être renforcés par travail à froid.

L'acier inoxydable ferritique est magnétique et contient du carbone élevé ; par conséquent, il est cassant et a une résistance à la corrosion relativement faible par rapport à l'acier inoxydable austénitique. [06]

- Non durcis par traitement thermique.
- Corps cubique centré -BCC (structure à grains grossiers).
- L'acier inoxydable ferritique a une résistance élevée à la fissuration par corrosion sous contrainte de chlorure, il est donc utilisé dans les applications marines, pétrochimiques, les échangeurs de chaleur et les fours, où la teneur en chlorure est élevée.
- Les types 409, 430, 439, 444 et 446 sont des exemples d'acier inoxydable ferritique

Reportez-vous au tableau ci-dessous : [06]

TAB. II .2 : Types D'acier Inoxydable Ferritique

Nuance	Composant en alliage	Caractéristiques & Application
430	18Cr	Résistance à la corrosion par les chlorures et résistance aux fissures de corrosion sous contrainte.
444	19Cr-2Mo-Ti/Nb	
446	25Cr-N	Utilisation dans les pipes de chauffe-eau

II-2-3-3-Martensitique

Les aciers martensitiques contiennent 11 à 17 % de chrome, moins de 0,4 % de nickel et jusqu'à 1,2 % de carbone. Ces aciers magnétiques et pouvant être traités thermiquement sont utilisés dans les couteaux, les outils de coupe, ainsi que les équipements dentaires et chirurgicaux.

- L'acier inoxydable martensitique a une dureté élevée et une faible résistance à la corrosion que l'acier inoxydable austénitique.
- Traitement thermique à un niveau de dureté élevé.
- Structure cristallographique déformée.
- Il est utilisé dans la fabrication de couteaux de sport et d'outils polyvalents.
- Les types 405, 410 et 420 sont des exemples d'acier inoxydable martensitique.

Reportez-vous au tableau ci-dessous. [06]

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

TAB. II. 3. : Types d'Acier Inoxydable Martensitique

Nuance	Composant en Alliage	Caractéristiques & Application
405	13Cr-AI	Faible dilatation thermique. Utilisation dans les Pipe de système d'échappement automobile
410	13Cr	

II-2-3-4-Inox Duplex / Super Duplex

- L'acier inoxydable duplex et super duplex contient à la fois de l'austénite et de la ferrite dans la microstructure.
- En raison de sa structure, cette nuance offre les avantages de l'acier inoxydable Austénite et Ferrite.
- Bonne résistance à la corrosion par piqûres et crevasses.
- Haute résistance et haute résistance à la fissuration par corrosion sous contrainte.
- Utilisé dans le système d'eau de mer, l'échangeur de chaleur et l'application structurelle.
- EX-UNS S32205, S31803 et S32760 sont des exemples d'acier inoxydable duplex et super duplex. Reportez-vous au tableau ci-dessous : [06]

TAB. II. 4. : Grade et Caractéristiques des Matériau

Nuance	Composant en Alliage	Caractéristiques & Application
329J3L	22Cr-5Ni-3Mo-0.15N	Haute résistance, haute résistance à la corrosion. Utilisation dans divers tubes d'échangeur de chaleur
329J4L	25Cr-7Ni-3Mo-0.2N	
S31500	18.5Cr-5Ni-2.7Mo	
S32205	22.5Cr-6Ni-3Mo-0.2N	
S32750	25Cr-7Ni-4Mo-0.3N	Haute résistance, haute résistance à la corrosion. Utilisation dans les tuyaux d'usine de dessalement d'eau de mer

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

II-2-4-Acier à Outils

Les aciers à outils sont ce qui transforme d'autres types d'acier en produits ou équipements utilisés dans l'industrie. Ils doivent être incroyablement solides, résistants, ductiles et résistants à la corrosion. Ils doivent également être capables de conserver les arêtes de coupe et de conserver leur forme à des températures élevées. Pour atteindre ces qualités, ces aciers contiennent des concentrations très élevées d'éléments d'alliage et sont traités thermiquement avec précision. Les aciers à outils contiennent du tungstène, du molybdène, du cobalt et du vanadium en quantités variables pour augmenter la résistance à la chaleur et la durabilité, ce qui les rend idéaux pour les équipements de coupe et de forage. Parfois appelés superalliages, les aciers à outils ne conviennent pas aux produits de tuyauterie. D'une part, l'incorporation de quantités plus élevées d'alliages rend les aciers à outils plus coûteux à produire. D'autre part, la quantité d'éléments d'alliage présents dans les aciers à outils les rend plus difficiles à transformer en produits de tuyauterie. Enfin, les tuyaux n'ont pas besoin d'arêtes coupantes. Il est moins cher et plus facile d'utiliser des aciers moins alliés relativement plus doux pour former un tuyau, puis de le traiter thermiquement jusqu'à une dureté spécifiée. [06]

II-3- Spécification du Piping

II-3-1-Notion Théorique

II-3-1-1-indice de pression-température (Pressure-Température rating)

La cote de pression-température est la pression manométrique maximale admissible sans choc à la température spécifique pour un matériau donné. On sait que c'est encore confus. Permettez-nous de cassons davantage ce terme.

ASME B16.5 est une norme pour les brides de tuyaux et les raccords à brides qui couvre les tailles de brides de NPS ½" à 24". Dans cette norme, les brides sont classées en fonction de leur pression-température, également connue sous le nom de classe de bride.

II-3-1-2- Indice de Température

Les matériaux de tuyauterie tels que l'acier au carbone, l'acier inoxydable et l'acier allié ont des propriétés mécaniques et chimiques différentes. Le même matériau peut supporter différentes quantités de stress à différentes températures. Sur la base de la capacité d'un matériau à gérer les contraintes à une température donnée, ASME B31.3 a dévolu la valeur de contrainte maximale admissible du matériau à une température spécifique et est répertoriée dans le tableau A1. [03]

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

En bref, la raison derrière l'établissement de la température nominale est de calculer l'épaisseur de paroi adéquate du tuyau, de la bride et des raccords à bride afin qu'ils puissent résister aux contraintes dues à la pression et à d'autres charges.

II-3-1-3-Classe de pression

La pression nominale correspond à la pression de fonctionnement sûre ou à la pression de fonctionnement maximale par rapport à la température de fonctionnement. Cela dépend des caractéristiques de contrainte-déformation des matériaux. Il est disponible dans différents codes et normes. [03]

II-3-1-4-Classe de bride

Conformément à la norme ASME B31.3, les cotes sont la pression manométrique de travail maximale admissible à la température et à la classe de pression données pour le matériau applicable.

ASME B16. a répertorié les cotes de pression-température pour les brides. Ces cotes sont établies sur la base du facteur principal des essais hydrauliques des raccords à bride jusqu'à l'éclatement et en ajoutant un facteur de sécurité de 3,0 à la pression de service nominale et à la température ambiante.

ASME/ANSI B16.5 a établi ces cotes de température-pression en utilisant la formule donnée ci-dessous et répertoriée sous forme de tableau pour tous les matériaux à différentes cotes de bride. [03] [07]

$$P_t = \frac{(Pr \times SI)}{8750} \quad \text{II (1)}$$

- P_t = pression nominale de service en psig pour le matériau spécifié à la température T.

-Pr = Pression nominale selon la classe en psig.

-SI = Contrainte sélectionnée en Psig pour le matériau spécifié à la température T.

- Reportez-vous à ASME B16.5 Annexe B pour le calcul détaillé des pressions nominales.

Ou bien :

$$P_t = \frac{C1 \times s1}{8750} \times Pr \quad \text{II (2)}$$

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIAUX DU PIPING

- $C_1 = 10$ lorsque S_1 est exprimé en unités MPa et le pt résultant sera en unités bar ($C_1 = 1$ lorsque S_1 est exprimé en unités psi et le pt résultant sera en unités psi)

- P_r = indice de classe de pression nominale. Pour toutes les désignations, classe 300 et supérieures, P_r est égal à la désignation de classe (exemple, pour la classe 300, $P_r = 300$).

- P_t = pression nominale de service en psig pour le matériau spécifié à la température T.

- S_1 = contrainte sélectionnée, MPa (psi) pour le matériau spécifié à la température T

Reportez - vous à l'exemple de tableau ci-dessous : [03] [07]

TAB. II. 5: ANSI Brides ASTM A182 Gr. F Pre-Tem (Chrome Moly)

ANSI/ASME B16.34	ANSI PRESSURE RATING						
	150#	300#	400#	600#	900#	1500#	2500#
Température °F							
-20 to 100	235	620	825	1235	1850	3085	1545
200	215	560	750	1125	1685	2810	4680
300	210	550	730	1095	1640	2735	4560
400	200	530	705	1060	1585	2645	4405
500	170	500	665	995	1495	2480	4150
600	140	455	610	915	1370	2285	3805
650	125	450	600	895	1345	2245	3740
700	110	450	600	895	1345	2245	3740
750	95	445	590	885	1325	2210	3685
800	80	370	495	740	1110	1850	3085
850	65	270	355	535	805	1340	2230
900	50	170	230	345	515	860	1430
950	35	105	140	205	310	515	860
1000	20	50	70	105	155	260	430

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

Exemple :

TAB. II. 6 : Brides de Diffèrent Classe selon ASME B16.5

NPS	Bride Classe	Diamètre Extérieur	Epaisseur	Nombre des Troues
4''	300 lb	225 mm	30.2 mm	8
4''	900 lb	290	44.5	8

Dans le tableau ci-dessus, vous pouvez clairement voir les différences de dimensions des deux brides, pour une meilleure visualisation, reportez-vous à la figure ci-dessous-

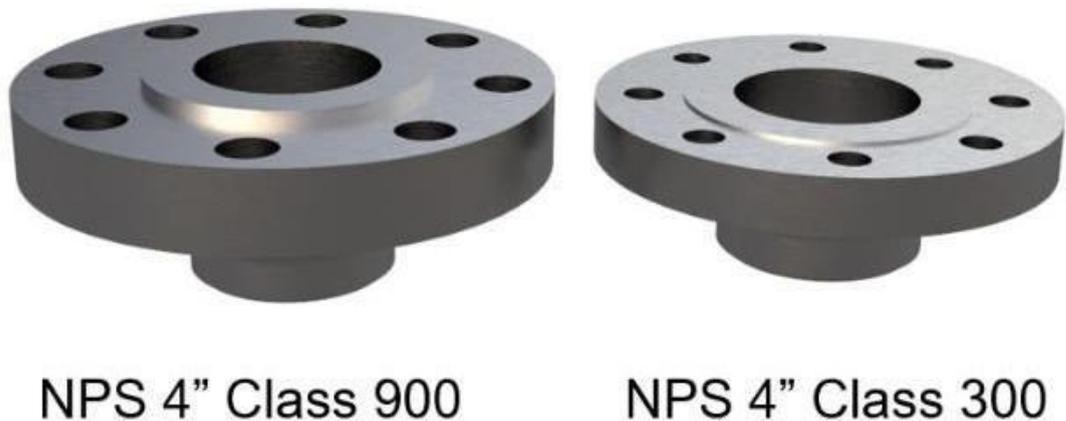


Figure. II. 1 : Brides de Même Taille avec des Différentes Classe.

Ainsi, lors de la sélection de la classe ou du rating des brides, soyez prudent. Une mauvaise sélection de la classe de bride peut affecter directement le coût du projet. Le système de tuyauterie peut également tomber en panne pendant l'opération si la cote des brides est inférieure aux exigences. [03] [07]

II-3-1-5-Pipe

Pipe Schedule Number est la méthode standard pour définir l'épaisseur des pipes utilisés dans les usines de traitement. La normalisation du calendrier du pipe en acier forgé et une épaisseur de la pipe a commencé en parallèle à l'augmentation énormes de la production. À cette époque, les pipes n'étaient disponibles qu'en trois Schedule ou bien épaisseur : standard (STD), extra-fort (XS) et double extra-fort (XXS), sur la base du système d'épaisseur de tuyau en fer (IPS). Avec la modernisation de diverses industries et l'utilisation du pipe dans différentes conditions de pression et de température, la fourchette de trois épaisseurs (Schedule) est insuffisante pour

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

répondre à l'exigence. Cela se traduira par le concept du numéro de nomenclature qui combine l'épaisseur de paroi et le diamètre de la pipe.

Le diamètre nominal du pipe ou nominal pipe size (NPS) est le nombre qui définit le diamètre de la pipe. Par exemple, lorsque vous dites pipe de 6", 6" est le diamètre nominal de cette pipe. Cependant, pour la taille de la pipe, le diamètre extérieur NPS 14 et supérieur est le même que NPS. Pour comprendre ce concept, vous devez apprendre la façon dont les pipes sont fabriquées. La fabrication de tuyaux NPS ½ (DN 6) à NPS 12 (DN 300) est basée sur un diamètre extérieur (OD) fixe. Ainsi, avec toute augmentation de l'épaisseur de la paroi, le diamètre intérieur (ID) du tuyau diminue. Ainsi, le NPS sera quelque part entre OD et ID du tuyau. La fabrication de NPS 14 (DN 350) et au-dessus du diamètre extérieur du tuyau correspond au diamètre nominal d'un tuyau. Avec l'exemple ci-dessous, vous avez plus de clarté sur le concept. [04]

TAB. II. 7 : Diamètres du pipe

OD inch	OD mm	Epaisseur inch	Epaisseur mm	ID inch	ID mm
NPS 2 Schedule 40 pipe					
2.327	60.3	0.154	3.91	2.067	52.5
NPS 14 Schedule 40 pipe					
14	350	0.438	11.13	13.124	333.3

4" Schedule 80 Pipe Size & Thickness

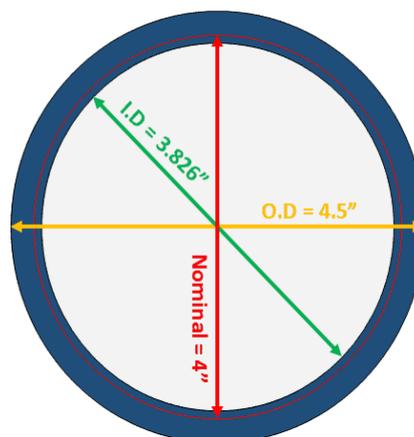


Fig. II . 2: Pipe 4'' Schedule 80

CHAPITRE II -SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

Les numéros des Schedule pour les combinaisons diamètre/épaisseur de paroi sont calculés (**approximatifs**) pour obtenir une relation uniforme égale à 1000 fois l'expression P/S (P=pression de conception et S=contrainte admissible) contenue dans la formule de Barlow modifiée pour l'épaisseur de paroi de pipe. La Schedule des pipes est abrégée en SCH. Donc,

$$SCH = 1000 \times \frac{P}{S}$$

P = pression de conception

S = contrainte admissible

II-3-2- Génération des numéros de classe de tuyauterie

Les classes de tuyauterie seront définies avec 5 caractères comme défini ci-dessous : [08]

- **1ere caractère:** représenter the rating class
- **2eme caractère :** représenter la nuance du matériau principal utilisé pour les tuyaux, raccords, brides, Vannes. etc.
- **3eme caractère :** représenter la tolérance de corrosion (the piping corrosion allowance)
- **4eme caractère :** représenter un modificateur, représentant des caractéristiques spéciales telles que : service cryogénique, chemisé, nace, etc.
- **5eme caractère :** représenter un numéro séquentiel pour différencier les classes de tuyauterie avec le même matériau et le même calibre et distinguer d'autres caractéristiques importantes telles que : garniture de vannes, conditions fixes de pression et de température de conception pour le calcul de l'épaisseur de paroi, etc. [08]

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

II-3-2-1-Classement des Brides de La Classe

TAB. II. 8 : Classement des Brides

1 er Caractère	Notation ou classe
1	150#
3	300#
6	600#
9	900#
5	1500#
2	2500#
0	10000API
7	5000API

II-3-2-2- Lettre représentant Le matériau principal de la Classe

TAB. II. 9 : Classe du Matériau Principal

2eme Caractère	Matériels
A	Acier Au Carbon
B	L.T.C.S. (Grade 6)
D	Acier Au Carbon Galvanisé
J	304/304L S.S.
K	316L S.S.
P	Plastic : GRP ; GRV, GRE
Q	Duplex SS
W	Incoloy 825

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

II-3-2-3-Nombre Représentant La Tolérance de Corrosion (Corrosion Allowance)

TAB. II. 10 : Tolérance de Corrosion

3ème Caractère	Allocation de corrosion
0	0
1	1.6
3	3.2
6	6.3

II-4- Philosophie de Sélection Materials

On considère les mécanismes d'endommagement potentiels applicables en fonction des données de conception et décrit la philosophie à adopter pour y faire face. il indique les méthodes à utiliser pour le calcul des taux de corrosion, la sélection des matériaux de construction, explique les facteurs limitant leur adéquation et discute d'autres mesures de contrôle nécessaires pour limiter les effets de la corrosion, telles que l'utilisation de revêtements et d'inhibiteurs de corrosion. [08]

La prédiction de la corrosion par le CO₂ est d'une importance particulière dans tous les mécanismes de dégradation considérés, en particulier pour Trunk-Line, flow-line et les lignes de transfert.

- Le coût en capital de ces lignes représente généralement une part importante du coût en capital total, et la décision de choisir un acier au carbone ou un alliage résistant à la corrosion ou corrosion resistant alloy (CRA) comme matériau de canalisation est donc d'une grande importance. L'option acier au carbone est normalement une combinaison d'acier au carbone et d'inhibition. Pour la sélection finale des matériaux, il est nécessaire de noter que la priorité doit être donnée aux matériaux couramment utilisés en Algérie, et le nombre de matériaux différents doit être minimisé compte tenu du stock, des coûts et de la disponibilité. Une telle sélection de matériaux est généralement effectuée à un stade très précoce du développement, et le résultat de la prédiction peut influencer l'ensemble du concept. [08]

- La prédiction de la corrosion par le CO₂ est également utilisée comme entrée dans l'ingénierie détaillée pour la sélection des matériaux dans la tuyauterie de procédé dans les procédés de traitement des gaz et de stabilisation de l'huile. Dans de tels cas, des aspects autres que la corrosivité du CO₂ seront normalement pris en compte, c'est-à-dire la sécurité et la

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

nécessité d'une inspection régulière. L'inhibition de la corrosion peut également être plus compliquée dans la tuyauterie de procédé en raison des effets d'écoulement dans les géométries complexes et des conditions de stagnation possibles dans les branches mortes. [08]

II-4-1-Philosophie de sélection des matériaux (MSP)

Décrit les mécanismes de dommages potentiels qui peuvent se produire en fonction des données de conception des processus et du comportement des matériaux.

II-4-2-Diagrammes de sélection des matériaux (MSD)

Sur la base des données de processus, des diagrammes de flux de processus (PFD) et du document MSP, des diagrammes spécifiant les matériaux sélectionnés pour l'équipement, la tuyauterie et le pipeline sont émis.

II-4-3-Rapports de sélection des matériaux (MSR)

Toutes les informations (sélection des matériaux, alternatives, notes, hypothèses, etc.) incluses dans les MSD sont rassemblées dans les MSR (un pour chaque lot), ainsi que les points clés pris en compte lors du processus de sélection des matériaux. C'est recommandé que les MSD et les MSR soient lus conjointement pour une meilleure compréhension du processus de sélection des matériaux.

II-4-4-Philosophie de contrôle de la corrosion

Couvre la philosophie de contrôle, d'atténuation et de surveillance de la corrosion suivie pendant le projet. [09] [10]

II-5 - Materials Sélection Base

En plus du facteur du processus comme facteur de base dans la sélection des matériaux, il y a le facteur des propriétés mécaniques et chimiques du métal. La sélection des matériaux est basée sur plusieurs facteurs ; cependant, le facteur clé décrit dans cet article est la corrosion.

La section 4.2 de la norme Norsok M-001 [14] détaillait certains des critères de sélection. Les matériaux sélectionnés doivent fournir une sécurité et une fiabilité acceptables. Au minimum, les éléments suivants doivent être pris en compte

- Corrosivité, compte tenu des conditions de fonctionnement spécifiées du système, y compris les conditions de démarrage et d'arrêt. Il faut considérer la possibilité qu'un nouveau mécanisme de corrosion se produise dans le futur.
- Les exigences de durée de vie et de disponibilité du système.
- Probabilités de défaillance, modes de défaillance et conséquences des défaillances pour la santé humaine, l'environnement, la sécurité et les actifs matériels ;
- Résistance du matériau à la rupture fragile

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

- Température de fonctionnement minimale et maximale du système, compte tenu des conditions de fonctionnement futures.
- Température de conception minimale et maximale en tenant compte des modifications futures des conditions de fonctionnement.
- Soudabilité (soudures circonférentielles et soudures superposées).
- Trempabilité (aciers au carbone et faiblement alliés). La sélection finale des matériaux doit également tenir compte
- Disponibilité sur le marché des matériaux sélectionnés, la priorité étant donnée aux matériaux ayant une bonne disponibilité sur le marché et des performances de fabrication et de service documentées.
- Le nombre de matériaux différents doit être minimisé en tenant compte du coût, du stock, de l'interchangeabilité et de la disponibilité des pièces de rechange pertinentes.
- Impact environnemental et autorisations des autorités (autorités locales et internationales).

La corrosion est l'un des principaux critères de sélection des matériaux ; les sous-sections ultérieures expliquent certains types de corrosion liés à la sélection des matériaux.

Dans ce qui suit, nous présenterons certains des points les plus importants dans la philosophie du choix des minéraux, pas tous les points [09] [10]

II-5 -1-Impact du design température sur la sélection des matériaux

La température de conception de la tuyauterie, du pipeline et de l'équipement peut avoir un impact important sur le choix des matériaux. La température affecte généralement soit la sensibilité à la corrosion, soit la vitesse de corrosion des matériaux. En plus de la corrosion, la conception mécanique (contrainte) est également affectée. Cette clause traite des problèmes mécaniques liés à la température.

La température minimale de conception du métal (MDMT minimum design métal température) et la température maximale de conception (T_{des}) doivent être vérifiées dans le cadre du processus de sélection des matériaux. Même si le minimum et température maximale autorisée pour une qualité de matériau spécifique dépend du code de conception applicable (ASME B31.3, ASME B31.8, ASME 16.5, ASME VIII Div.1, etc.), certaines

Conclusions générales peuvent être tirées :

Le MDMT est lié aux performances des matériaux à basse température et est étroitement lié à la température de transition ductile à fragile (DBTT ductile to-brittle transition température) et aux exigences d'essai d'impact qui en découlent. [06] [08]

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

- Le DBTT est généralement un problème en dessous de $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$ pour les matériaux ayant une structure cristalline cubique centrée (BCC), tels que les aciers au carbone, les aciers faiblement alliés et les aciers inoxydables duplex. Les aciers au carbone basse température (LTCS) peuvent être utilisés jusqu'à $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Les matériaux cubiques à face centrée (FCC) (tels que l'acier inoxydable austénitique, les alliages à base de Ni et les alliages à base de Cu) fonctionnent généralement bien à des températures cryogéniques (jusqu'à $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$).

La température maximale de conception prend en compte des problématiques telles que le fluage et les transformations de phase (ex : graphitisation, précipitation de carbures, transformation de phase sigma...).[06] [08]

- Pour les aciers au carbone, il existe une grande différence selon la nuance de matériau et le code de conception. Bien que la graphitisation puisse se produire au-dessus de $425\text{ }^{\circ}\text{C}$, des restrictions sont attendues au-dessus de $340\text{ }^{\circ}\text{C}$. Une température d'utilisation plus élevée est autorisée pour les aciers faiblement alliés.
- Les aciers inoxydables duplex ne peuvent pas être utilisés au-dessus de $260\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Les aciers inoxydables austénitiques à faible teneur en carbone ne peuvent pas être utilisés au-dessus de $425\text{ }^{\circ}\text{C}$. Nuances à haute teneur en carbone, jusqu'à $816\text{ }^{\circ}\text{C}$.

TAB. II. 11 : Plage de Température d'Utilisation pour Certains Matériaux

Matériel	Température min de conception	Température min de conception
Acier au Carbon	$-29\text{ }^{\circ}\text{C}$	$425\text{ }^{\circ}\text{C}$
Acier au Carbon base température	$-45\text{ }^{\circ}\text{C}$	$425\text{ }^{\circ}\text{C}$
Acier faiblement allié	$-29\text{ }^{\circ}\text{C}$	$650\text{ }^{\circ}\text{C}$
M/F SS	$-29\text{ }^{\circ}\text{C}$	$370\text{ }^{\circ}\text{C}$
Acier Inoxydable Duplex	$-40\text{ }^{\circ}\text{C}$	$260\text{ }^{\circ}\text{C}$
Austénitique (Faible Teneur En Carbone)	$-196\text{ }^{\circ}\text{C}$	$425\text{ }^{\circ}\text{C}$
Austénitique (faible teneur en carbone)	$-196\text{ }^{\circ}\text{C}$	$816\text{ }^{\circ}\text{C}$
Ni-Alliages	$-196\text{ }^{\circ}\text{C}$	$650\text{ }^{\circ}\text{C}$
Cu-Alliages	$-196\text{ }^{\circ}\text{C}$	$350\text{ }^{\circ}\text{C}$

Note : Les valeurs du tableau ci-dessus sont fournies à titre indicatif et ne doivent être utilisées qu'à titre de référence. Ils sont basés sur les qualités de matériaux les plus couramment utilisées

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

et sur les codes ASME. Par conséquent, le tableau ci-dessus doit être lu avec attention et le code de conception applicable doit toujours être consulté. Le tableau ci-dessus ne prend en compte que les performances mécaniques. D'autres problèmes (tels que la corrosion) qui peuvent limiter davantage la température d'utilisation minimale et/ou maximale ne sont pas couverts. [06] [08]

II-5-2-Composition chimique

a. La teneur en eau est calculée à partir de l'eau condensée des puits producteurs de gaz ou de l'eau produite des puits producteurs de pétrole.

b. Les conditions et la composition des fluides du pipeline et des installations devraient être constantes au cours des années de production restantes (voir le H&MB applicable) [23].

c. La teneur en glycol devrait être nulle (ni ajouté ni présent).

d. Il est supposé que les fluides produits ne contiennent pas d'acides organiques (acide acétique et autres) qui augmentent la corrosivité de l'environnement ou affecteront l'adéquation des matériaux. [06] [08]

e. Il n'y a pas d'érosion car les vitesses de flux de processus sont dans les limites appropriées conformément à l'API RP 14^E [10].

F. Chaque fois qu'il existe différents diamètres de tuyauterie dans le même flux de processus, le plus petit doit être pris en compte dans le calcul du taux de corrosion maximal du CO₂ car une vitesse d'écoulement plus élevée fournit un taux de corrosion plus élevé (pire cas, résultat plus conservateur). [06] [08]

g. Les flux d'eau liquide à la sortie des séparateurs, des épurateurs, des cuves de désactivation et d'autres équipements statiques contiennent la même quantité de chlorures (par transfert) que la cuve en amont. Aucun chlorure ne doit être transporté sur les flux de gaz.

h. La composition en bicarbonate est considérée comme nulle. Corrosion générale par les gaz acides humides (CO₂ / H₂S), les ajouts de bicarbonate augmentent le pH (baissant donc la vitesse de corrosion), cette hypothèse est donc prudente. [09]

II-5-3-Conditions de processus

a. Un gaz est considéré comme sec lorsque le point de rosée de l'eau à la pression réelle/de fonctionnement est inférieur d'au moins 10 °C à la température de fonctionnement réelle du système.

b. Il est supposé que toutes Flowline, Trunklines et pipeline du doivent être un gaz humide. Les matériaux de confinement des gaz stagnants nécessitent une attention particulière

CHAPITRE II - SPECIFICATION DES MATERIEAUX DU PIPING

II-5 -4-Inhibiteur (Si Nécessaire) [09]

a. L'efficacité de l'inhibiteur dans des conditions quasi stagnantes (jambes mortes, séparateurs, épurateurs, cuves knock-out et équipement statique similaire) est faible et l'inhibiteur n'est pas approprié pour le contrôle de la corrosion.

b. Selon l'expérience de TR [10], la disponibilité des inhibiteurs varie selon les pipelines et les installations CPF :

I. Le niveau de disponibilité de l'inhibiteur existant doit être de 95 % (ou 96 % ou 97 %) le long des lignes d'écoulement, des lignes principales et des lignes de transfert.

II. Pour les installations de traitement, la disponibilité maximale d'inhibiteurs de corrosion réalisable est inférieure à celle des pipelines en raison d'un manque potentiel d'effet de film dans les tuyauteries à géométrie complexe et d'un manque d'accessibilité.

1. Tuyauterie, triphasée et liquide : 95 %.

2. Tuyauterie, flux de gaz : 95 % (en raison de la disposition de la tuyauterie).

3. Séparateurs, bacs, vannes, pompes, collecteurs, etc. : 0 %.

CHAPITRE III

PRESENTATION DE PROBLEME

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

III-1-Introduction

Dans ce chapitre, nous avons présenté le problème d'explosion dans le champ Tinharet ensuite nous avons analysé ce problème par les mesures d'épaisseurs et l'étude des mécanismes de dégradation liées à la corrosion des équipements

III-2- Développement du Champ Tinhert

Le développement des champs de Tinhert est divisé en quatre (4) lots comme suit :

- Lot 1 :
 - Réseau de collecte pour les champs Nord vers le CPF d'Ohanet
 - Réseau de collecte pour les champs Sud vers le CPF d'Alrar
 - Installations de surface en tête de puits pour les puits de gaz à raccorder dans la phase court terme (vingt-six (26) puits à Ohanet CPF et vingt (20) à Alrar CPF)
- Lot 2 :
 - Installations de surface en tête de puits pour les puits de gaz à raccorder à moyen terme (vingt-trois (23) puits) et à long terme phases (vingt-trois (23) puits.
 - Nouvelles installations à l'intérieur du CPF d'Ohanet
- Lot 3 :
 - Installations de surface en tête de puits pour vingt-six (26) puits et leurs connexions au réseau de collecte
 - Réseau de collecte, et les stations de pompage électriques polyphasiques nécessaire pour les puits de l'anneau d'huile vers le train de séparateurs d'entrée HP existant à Stah CPF.
 - Nouvelle unité de compression à Stah CPF (3 x 50 %) pour gérer le gaz de la nouvelle production de bagues à huile uniquement.
 - Ligne d'exportation de gaz de la nouvelle unité de compression de Stah CPF vers Alrar CPF.
 - Nouvelles lignes électriques aériennes vers les stations de pompage.
- Lot 4 :
 - Installations de surface en tête de puits pour les puits à raccorder dans le en phase à moyen terme (soixante-deux (62) puits) et en phase à long terme (seize (16) puits).
 - Nouvelle installation à l'intérieur du CPF d'Alrar

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

III-3-Description des Installations de Traitement Gaz

L'usine de traitement de gaz d'Ohanet a une capacité design de traitement de 20 MMSm³ /j de gaz humide, dès l'amorce du déclin de la production de gaz des gisements d'Ohanet alimentant actuellement l'usine existante, prévu vers 2015, le gaz de Tinhert fera l'appoint pour combler le vide à l'usine. Les installations consistent au raccordement des puits des onze gisements dédiés à l'usine existante d'Ohanet, qui doit supporter une production journalière allant jusqu'à 6,80 MMSm³ /j de gaz à condensât. Pour rappel l'usine de gaz existante à Ohanet présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de traitement de 20 Millions de gaz brut, 3 500 T/J de condensat, et 2 500 T/j de GPL; ainsi qu'une unité de Décarbonatation de gaz de 10 Millions de m³ /J.
- Capacité de stockage de Condensat avec 4 bacs (3x6000 + 2000 m³), et 4 sphères de 500 m³ chacune pour le GPL.

Pour le raccordement des gisements de gaz de Tinhert, un réseau de collectes et deux séparateurs à l'entrée de l'usine sont à prévoir avec deux niveaux de pression d'arrivée :

- HP : 46 bars concernant 09 gisements qui sont : SEDE, TMLS, DIMN, TM, THLN, GLN, TIL, TMN, TMTN.
- MP : 17 bars concernant 02 gisements qui sont : IAK et IKN.

III-3-1-Décarbonatation du Gaz Produit

Afin de réduire le taux du CO₂ dans le gaz à la norme de transport, l'unité de décarbonatation de gaz, existante à Ohanet sera utilisée. Le gaz riche en CO₂ rentre en contact avec l'amine (absorbant de CO₂) dans un contacteur à haute pression. L'amine récupère l'excédent de CO₂ estimé au maximum à 140 000 sm³/j de CO₂, passe à travers un ballon de flash avant de rejoindre la section de régénération. Le CO₂ riche en eau sera séché à l'aide de TEG (Tri-Ethylène Glycol) et mis dans l'atmosphère.

GPL. Pour le raccordement des gisements de gaz de Tinhert, un réseau de collectes et deux séparateurs à l'entrée de l'usine sont à prévoir avec deux niveaux de pression d'arrivée :

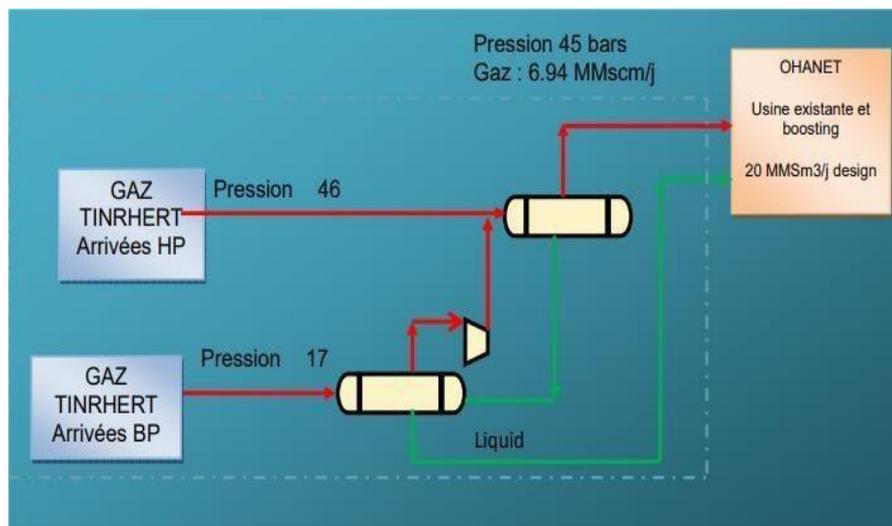


Fig. III. 01 : Schéma Générale des Installations de Traitement du Gaz

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

III-4-Problem posé au niveau du champ IKNO (Puits IKNO-8)

Le champ In Akamil Nord Ordovicien-1 a été formé en Août 2008 par Sonatrach. Des essais dans l'Ordovicien ont révélé la présence de gaz condensat. Le puits IKNO-8 est l'un des puits les plus productifs selon les paramètres obtenus par les services concernés.

Lors des visites routinières du service inspection et corrosion et après l'opération de prise d'épaisseur avec des mesureurs de paroi ultrasoniques, et après la prise d'épaisseur des différents puits de champ IKNO, on a constaté une dégradation importante du pipe en acier au carbone au niveau des installations de surface des puits et surtout le puits IKNO-8...quelques jours après, et à 11h du matin un signal est venu du puits IKNO-8, explosion de l'installation de surface les photos vont clarifier :



Figure. III. 02 : Présentation de L'explosion de l'installation de surface

III-5 Méthodes d'Inspection

Les jauges d'épaisseur de paroi à ultrasons mesurent l'épaisseur de paroi de matériaux tels que l'acier, etc. en utilisant la technologie des ultrasons sont idéales pour mesurer les effets de la corrosion ou de l'érosion sur les réservoirs, les tuyaux ou toute structure dont l'accès est limité à un côté.

-Les modèles Thru-Paint à écho multiple (UTG C/M/P) mesurent l'épaisseur du métal d'une structure peinte sans avoir à retirer le revêtement.

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

-les modèles (SIUI CTS-30A / CTS-30B) nous donne un meilleur résultat pour les pipes Epais.



Figure. III. 03 : Prise d'essai ultrason

III-5-1-Type des Instruments

III-5-1-1--PosiTector UTG C ultrasonique Thickness Gauge (Corrosion)

La sonde à écho unique PosiTector UTG C Ultrasonique Thickness Gauge (**Corrosion**) utilise un transducteur à double élément, un "chemin en V" focalisé et une compensation du chemin en V pour mesurer avec précision l'épaisseur des métaux présentant une forte corrosion ou des piqûres. La sonde à écho unique UTG C n'ignore pas l'épaisseur du revêtement extérieur : pour une meilleure précision de mesure, il peut être nécessaire d'enlever tout revêtement présent au point de mesure.



Figure. III. 04 : PosiTector UTG C Ultrasonique Mesureur d'Epaisseur

III-5-1-2-SIUI CTS-30A / CTS-30B

La jauge d'épaisseur à ultrasons SIUI CTS-30A / CTS-30B, adopte la technologie de microprocesseur et la conception de processus de fabrication avancée, peut faire mesure de l'épaisseur et de la vitesse acoustique sur le métal et de nombreux matériaux basée sur le principe de mesure par ultrasons.

-LCD monochrome (avec rétroéclairage), 128 x 64 pixels.

-Plage de mesure : 0,8 mm-300 mm/400 mm (acier).

-Précision de mesure : 0,01 mm/0,1 mm

-Divers modes de mesure disponibles : capture de la valeur de mesure minimale, valeur de

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

mesure moyenne, configuration de la valeur de mesure limite, valeur de mesure de différence, etc.

-Entrez l'épaisseur connue et le système peut afficher la vitesse de la pièce inspectée en temps réel.

-Jusqu'à 5000 ensembles de données de mesure (reportez-vous à la valeur de mesure et à la valeur acoustique) et 100 ensembles de données de paramètres (reportez-vous à la valeur et configuration du système, etc.) peuvent être enregistrées.

-Taille compacte, légère, faible consommation et longue durée de fonctionnement.

III-5-1-3-Théorie du fonctionnement des jauges d'épaisseur à ultrasons

III-5-1-3-1-Echo unique

Les sondes à écho unique **PosiTector UTG C** sont équipées d'un transducteur à double élément avec compensation automatique du trajet en V. L'épaisseur est déterminée en mesurant **t₁** (non revêtu) ou **t₂** (revêtu), en la divisant par deux puis en la multipliant par la vitesse du son pour ce matériau (acier). Voir la figure.

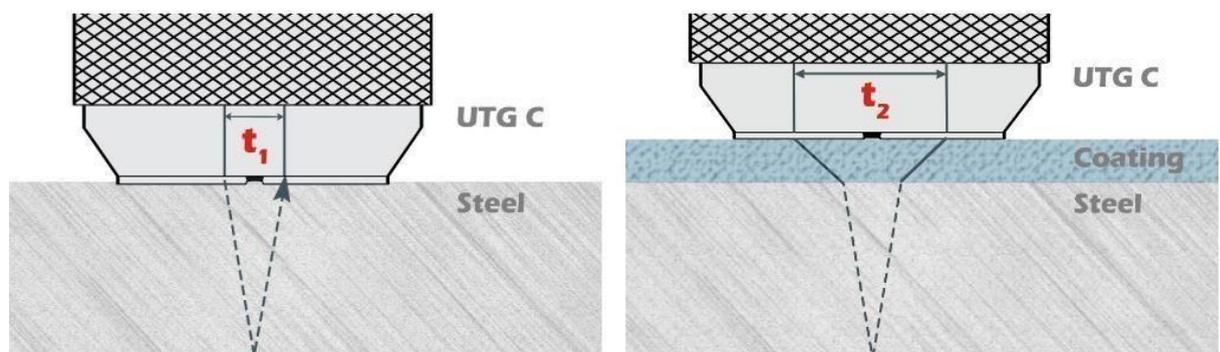


Figure. III. 05 : Principe de Fonctionnement des Jauges d'Epaisseur à Ultrasons

Pour les matériaux non revêtus, **t₁** est directement lié à l'épaisseur du matériau. Lorsqu'un matériau est revêtu, le temps de propagation augmente et est représenté ci-dessus par **t₂**.

Les revêtements tels que la peinture ont une vitesse du son plus lente que celle du métal. Ainsi, la technique de l'écho unique produira un résultat d'épaisseur supérieur à l'épaisseur réelle combinée du revêtement et du métal. Le résultat comprendra une valeur inconnue, significativement plus élevée, de l'épaisseur de la peinture. Par conséquent, il ne s'agit pas simplement de mesurer l'épaisseur de la peinture et de la soustraire du résultat de la mesure par écho unique.

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

III-5-2-Process verbal de prise d'épaisseur

Le service concerné fait déjà un rapport d'examen par ultrason avant le dégât et il ont signaler une dégradation rapide d'épaisseur au niveau du spool de connexion de l'installation de surface avec le pipeline va au manifold et au CPF. Ce rapport avait été réalisé à la présence d'une autorité d'inspection agréé et étatique L'entreprise Nationale d'Agréage et de Contrôle Technique, et on a une copier du rapport :

TAB. III. 01 : Caractéristique générale du pipe

Equipement	Pipe
Elément(s) contrôlé(s)	PIPE ACIER AU CARBONE
Méthode du contrôle	ULTRASON (ASME V-ASME VIII)
Code de puit	IKNO 08
Nuance de pipe	X 60
La longueur de pipe	210 cm
Diamètre de pipe	6 »
Epaisseur de pipe	14.27 mm
La procédure de soudage appliqué	WPS N° 14 (E6010/E8018)
Année de mise en service (Puit)	2020
Nature de GAZ Contenu	HYDROCARBURE

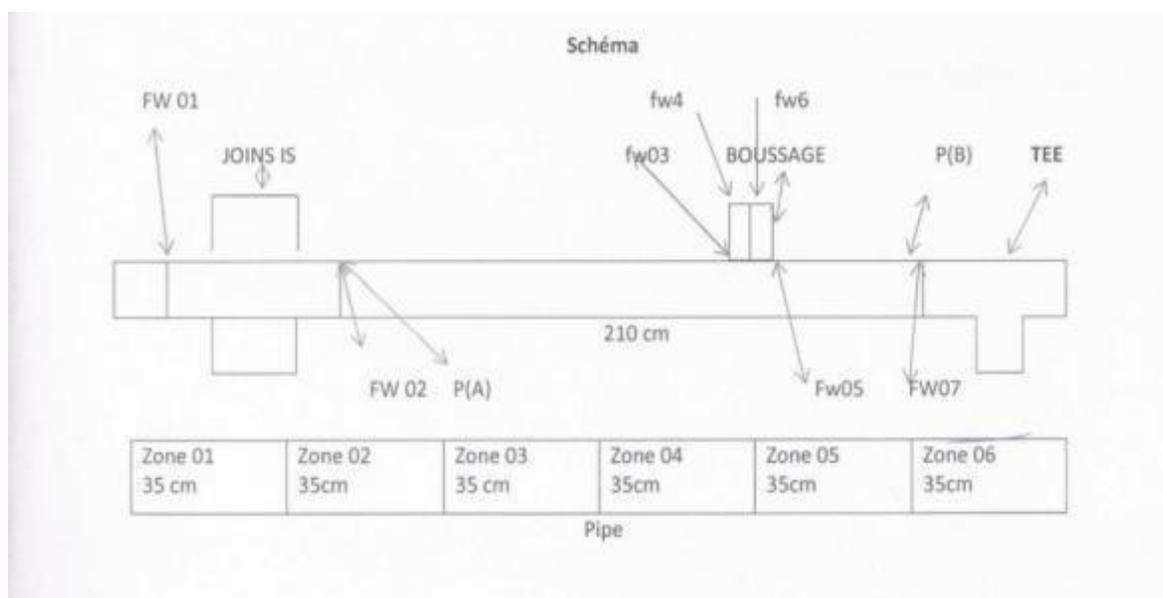


Figure. III. 06 : Position de Prise D'épaisseur de L'ouvrage

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

TAB. III. 02 : Prise d'Epaisseur du Pipe

	Point 00°	Point 90°	Point 180°	Point 270°
EP P (A)	14.43	14.01	13.93	14.32
EP P (B)	14.60	10.20	7.50	6.30

TAB. III. 03 : Relevé d'Epaisseur pour Différents Points de La Line

Zone06	Zone05	Zone04	Zone03	Zone02	Zone01
13.55	13.20	14.21	14.56	14.50	14.40
14.80	12.90	14.33	14.48	14.47	14.50
12.60	11.43	14.01	14.90	14.39	14.58
14.43	14.64	13.22	13.64	14.30	14.63
10.47	13.73	13.65	13.81	14.51	14.40
9.55	11.40	13.51	13.28	13.05	14.21
10.42	10.55	13.53	14.30	13.70	14.37
5.27	11.65	12.45	13.10	13.81	12.84
04.75	12.66	13.06	13.50	13.04	12.53
6.28	13.12	13.59	14.03	13.64	13.90
5.86	13.80	13.64	13.79	14.02	13.99
6.85	13.00	13.30	14.00	14.07	14.20
9.84	13.32	12.75	13.61	13.77	14.00
12.60	13.30	13.61	12.92	13.88	14.40

III-6- Mécanismes d'estimation des dommages à La corrosion

III-6-1-Corrosion externe

III-6-1-1-Corrosion par piqûres et crevasses

Les piqûres et les fissures de corrosion sont des agressions locales causées par la détérioration de la couche passive de l'inox.

Les piqûres sont causées par la présence de chlorures qui dégradent la couche négative de l'inox. Ce phénomène d'érosion n'est pas attendu dans les champs de Tinhert en raison du manque de conditions environnementales en bord de mer.

La corrosion cavernueuse se produit en raison d'un contact étroit entre le métal et tout matériau solide résultant en une crevasse étroite, qui est le début de la cellule de concentration

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

D'oxygène. Sévère lorsque le matériau contient une couche négative.

La résistance à la piqûration et à la fissuration des aciers inoxydables austénitiques dépend de leur composition, selon le nombre équivalent de résistance à la piqûre (PREN), déterminé selon l'Eq [1] ci-dessous. Selon l'équation [1], plus la teneur en Cr, Mo, W et N est élevée dans la composition chimique de l'acier fortement allié, plus l'acier est chimiquement résistant à la corrosion par piqûres et fissures. [09]

$$\text{PREN} = \% \text{Cr} + 3.33 \times (\% \text{Mo} + 0.5 \times \% \text{W}) + 16 \times \% \text{N} \quad \text{III (1)}$$

Le tableau 4 ci-dessous montre la température critique de piqûres (CPT), la température critique de crevasse (CCT) et le PEN pour les CRA utilisés dans le présent projet :

TAB. III. 04 : CPT et CCT des CRA communes

Matériel	Piqûres critiques Température (C°)	Crevasse critique Température (C°)	PREN
304LSS (UNS S30403)	-2	-	18/20
316LSS (UNS S31603)	0	-2	23/28
317LSS (UNS S31703)	32	0	28/33
904L (UNS N08904)	35	12	31/38
Duplex SS (UNS31803)	30	17	31/38
6 Mo (UNS S31254)	70	37	42/45
Alliage 825 (UNS N08825)	30	5	N/A
Alloy 625 (UNS N06625)	>85	30	N/A

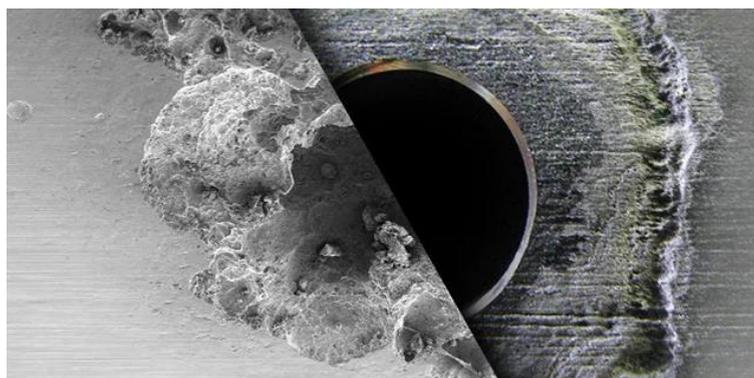


Figure. III. 07 : Corrosion par Piqûres et Crevasses

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

III-6-1-2-Corrosion Galvanique

La corrosion galvanique est une forme de corrosion qui peut se produire à la jonction de métaux différents lorsqu'ils sont réunis dans un électrolyte approprié, tel qu'un environnement humide et aqueux ou des sols. Contenant de l'humidité.

Les deux matériaux différents, connus sous le nom d'anode et de cathode, doivent être électriquement connectés. La tendance d'un métal à se corroder dans une cellule galvanique est déterminée par sa position dans la série galvanique des métaux et alliages. Le matériau le plus noble (cathode, +) est protégé par la corrosion sacrificielle du matériau le plus actif (anode, -).

L'anode se corrode plus rapidement qu'elle ne le ferait si elle n'était pas connectée à la cathode. La vitesse de corrosion résultant de l'action galvanique dépend des surfaces exposées relatives des deux métaux en contact (rapport surface de cathode / surface d'anode), qui doit être aussi faible que possible.

Il convient de noter que la corrosion galvanique n'est pas limitée aux métaux dissemblables qui sont en contact lorsqu'ils sont exposés à un électrolyte : des différences de composition ou d'état de surface de métaux par ailleurs similaires peuvent entraîner une corrosion galvanique.

Les pipelines enterrés sont des emplacements typiques de corrosion galvanique.

Les revêtements constituent le meilleur moyen de prévenir la corrosion galvanique. Un bon design est cependant essentiel. [09] [10]



Figure. III. 08 : Corrosion Galvanique

III-6-2-Corrosion interne

Les modes de rupture par corrosion interne ou érosion habituellement considérés comme les plus déterminants en termes des pertes de confinement potentielles sont :

- Corrosion générale
- Corrosion localisée
- Érosion due à l'écoulement des fluides
- Erosion due au sable

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

Il existe d'autres modes de défaillance autres que la corrosion ou l'érosion qui pourraient entraîner une perte de confinement, par exemple des joints qui fuient et des défauts de fabrication. Ceux-ci ne sont pas davantage pris en compte dans ce document car ils peuvent être évités par de bonnes pratiques de conception et de fabrication, contrôlées par le QC pendant les étapes de fabrication et d'installation. [09] [10]



Figure. III. 09 : Corrosion Interne

III-6-2-1-Corrosion par les Gaz Acides Humides (CO₂/ H₂S) [40]

Le dioxyde de carbone est un gaz acide faible qui est corrosif lorsqu'il est dissous dans l'eau, devenant de l'acide carbonique (H₂CO₃). La corrosion au CO₂ nécessite la présence d'eau pour produire l'acide carbonique. Les principales variables qui influencent les taux de corrosion du CO₂ sont la concentration de CO₂, la pression de fonctionnement, la température de fonctionnement, l'application d'inhibiteurs, le débit et la présence de fluides d'hydrocarbures dans le système. La prédiction de la corrosivité et la quantification des taux de corrosion potentiels sont nécessaires pour pouvoir faire une sélection de matériaux rentable. En particulier pour les canalisations longues, le coût des matériaux représente une part importante du coût total en capital, et une sélection correcte des matériaux est donc importante pour optimiser le coût du cycle de vie.

Les taux de corrosion prévus par le CO₂ sont utilisés comme données d'entrée pour calculer la perte totale de métal accumulée prévue sur la durée de vie du système. Les résultats de ces calculs sont utilisés à un stade précoce du développement pour décider si l'acier au carbone ou un CRA doit être utilisé (voir DÉTERMINATION DE LA TOLÉRANCE DE CORROSION REQUISE). [09] [10]

La première étape de l'évaluation consiste à déterminer quel est le mécanisme de corrosion dominant du système. Cela signifie si la corrosion principalement causée par le dioxyde de carbone dissous est communément appelée corrosion « douce » ou si la corrosion est causée par la présence combinée de dioxyde de carbone dissous et de sulfure d'hydrogène, qui est appelée corrosion « acide ».

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

- **Pour les rapports CO₂/H₂S inférieurs à 20**, la corrosion est entièrement gouvernée par H₂S. Pour les aciers au carbone, le produit de corrosion primaire est un sulfure de fer non stœchiométrique (Fe_xS_y), avec des Propriétés protectrices en fonction de sa structure cristallographique. [09] [10]

- **Pour des rapports CO₂/H₂S plus de 20**, la vitesse de corrosion est entièrement gouvernée par le CO₂. Le principal produit de corrosion est le carbonate de fer (FeCO₃). Le rapport limite est généralement pris égal à 500, mais dépend de variables environnementales.

- **Pour des rapports intermédiaires**, le régime de corrosion est complexe et difficile à anticiper.

Remarque : les ratios CO₂/H₂S doivent être calculés en fonction de la concentration en phase gazeuse. [09] [10]

III-6-2-2- Modèles de corrosion applicables Tecnicas Reunidas

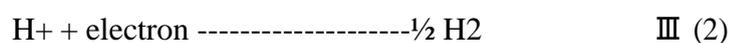
La sélection des matériaux doit être basée sur le scénario le plus défavorable parmi tous les scénarios d'exploitation / de conception, c'est-à-dire celui où la perte de métal la plus élevée aurait lieu. Néanmoins, il convient de noter que cette hypothèse peut conduire à des résultats quelque peu extrêmement prudents car, sur la durée de vie de la ligne, le taux de corrosion réel ne sera probablement pas aussi élevé que le taux de corrosion maximal.

Le scénario le plus défavorable est défini comme celui avec la pression partielle de CO₂ la plus élevée (en phase gazeuse), la coupure d'eau maximale, la température la plus proche de 70-80 °C et la vitesse d'écoulement la plus élevée. Il est probable que, pour chaque ligne, un seul scénario n'ait pas tous les paramètres du pire scénario (il y aurait donc des scénarios concurrents). Si cela se produit, tous les scénarios concurrents doivent être par rapport à, et le résultat le plus défavorable doit prédominer. [09] [16]

Selon l'expérience de TR (Tecnicas Reunidas), le logiciel / outil utilisé pour prédire le taux de corrosion interne des conduites d'écoulement, des lignes principales, des lignes de transfert et des installations de traitement (équipement et tuyauterie) en acier au carbone en raison du CO₂ dans ce projet doit être ECE 5.1.1 (INTETECH- WG). Il convient de noter que l'ECE 5.1.1 fournit également à l'utilisateur une estimation du taux de corrosion par piqûres isolées, de sorte qu'il convient à la fois à la corrosion « douce » et « acide » par le CO₂.

Le modèle de corrosion estime la corrosion causée par la présence d'eau avec du CO₂ dissous, qui est modifiée par la présence d'autres produits chimiques comme le H₂S et les sels de carbonate/bicarbonate (le cas échéant). [09] [16]

Le modèle de corrosion CO₂ reconnaît la simultanéité de deux réactions cathodiques :



CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME



La première réaction est principalement contrôlée par les processus électrochimiques à l'interface liquide/métal, tandis que la seconde est contrôlée par le transfert de masse de l'acide carbonique vers le métal. La somme du flux d'électrons de ces réactions est équilibrée par l'anode réaction de dissolution du métal, soit : [09] [16]



La base du taux de corrosion du CO₂ est la combinaison de ces deux processus [09] [10]

$$V_{cor} = \frac{1}{\left[\frac{1}{V_r}\right] + \left[\frac{1}{V_m}\right]} \quad \text{III(5)}$$

Pour les aciers normalisés, l'équation de la partie à réaction contrôlée est : [09] [10]

$$\text{Log} (V_r) = 4.84 \frac{1119}{(T+273)} + 0.58 \times \text{Log} (F_{co2}) - 0.34 \times (PH \text{ actuel} - PH_{co2}) \quad \text{III(6)}$$

et pour la partie contrôlée par transfert de masse :

$$V_m = \frac{2,8xU^{0,8}}{d^{0,2}xF_{co2}} \quad \text{III (7)}$$

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

Ces équations représentent le meilleur ajustement à un grand nombre de données de boucle d'écoulement mesurées à l'IFE (Institut For Energiteknikk) en Norvège, où les conditions et les environnements de test ont été strictement contrôlés. À partir d'une analyse de régression avec ces données, la distribution d'erreur obtenue avec cet ajustement avait un écart type de 25 % (30 %, si H₂S présent). Par conséquent, afin d'être plus sûr, une augmentation de 25 % (30 %, si H₂S est présent) est ajoutée au chiffre brut du taux de corrosion.

Les résultats des équations ci-dessus sont ajustés en fonction de la présence de l'échelle de protection, de H₂S (le cas échéant), de pétrole brut ou de condensat, de glycol (le cas échéant) et d'inhibiteur au moyen de multiplicateurs sur la base de taux de corrosion CO₂ : [09] [16]

$$\text{Corrosion Rate} = V_{\text{cor}} \times F_{\text{scale}} \times F_{\text{H}_2\text{S}} \times F_{\text{cond}} \times F_{\text{oil}} \times F_{\text{inhib}} \times F_{\text{glyc}} \quad \text{III (8)}$$

Le taux de corrosion de base **V_{cor}** est ajusté en utilisant un certain nombre de facteurs multiplicateurs pour tenir compte des situations qui diffèrent du cas de base.

Alors que dans les systèmes de gaz humides, la corrosion prend la forme d'une attaque de type "mesa" (puits à fond plat), la corrosion normalement rencontrée dans les systèmes pétroliers est également localisée, mais avec des puits arrondis. Le modèle prédit en fait le taux de pénétration des puits. [09] [16]

III-6-2-3-Aciers au Carbone/Faiblement Alliés en Service Acide

Selon la NACE MR0175 / ISO 15156 - Partie 2 [29], il doit être considéré que les canalisations, tuyauteries et équipements ayant une pression partielle de H₂S égale ou supérieure à 0,03 kPa ($P_{\text{H}_2\text{S}} \geq 0,3 \text{ kPa}$) sont en service H₂S. La région SSC applicable doit être déterminée conformément à la figure 100 de la norme NACE MR0175 / ISO 15156 parties 2. [11]

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

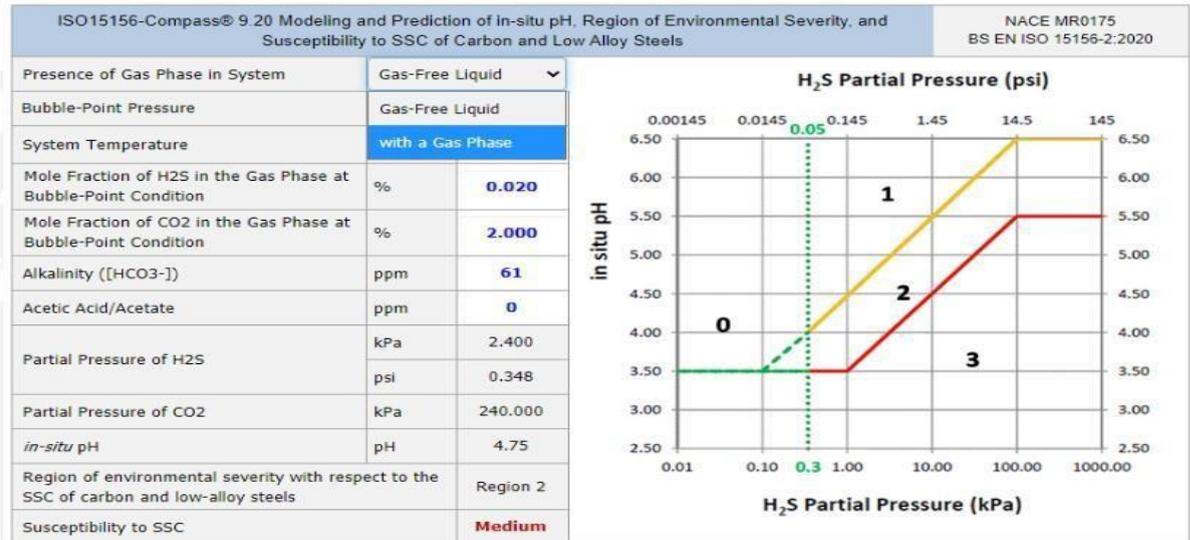


Figure 2 ISO15156-Compass works for both gas-free liquid systems and systems with a gas phase

Figure. III. 10 : Relation entre ph et Pco2 et PH2S

La pression partielle de H₂S doit être calculée conformément à NACE MR0175 / ISO 15156 Partie 2, Annexe C. [11]

Les formules pour les systèmes avec une phase gazeuse (Eq [9]) et les systèmes liquides sans gaz (Eq [10]) sont respectivement fournis ci-dessous : [11]

$$PH_{2S} = P \times \frac{XH_{2S}}{100} \quad \text{III (9)}$$

Où :

PH_{2S} H₂S est la pression partielle de H₂S (kPa)

P est la pression absolue totale du système (kPa)

X_{H₂S} est la fraction molaire de H₂S dans le gaz (%)

$$PH_{2S} = P_s \times \frac{XH_{2S}}{100} \quad \text{III (10)}$$

Où :

PH_{2S} est la pression partielle de H₂S (kPa)

P_s est la pression au point de bulle (kPa)

X_{H₂S} est la fraction molaire de H₂S dans le gaz (%)

CHAPITRE III- PRESENTATION DU PROBLEME

TAB. III. 05 : Contient du Soufre pour Plusieurs Produit

Type de produit	Maximum Contient du soufre (poids %)
Produits laminés plats	0.003%
Produits sans coutures	0.01%
Pièces forgées Conventionnelles	0.025%

Le cas échéant, les essais de dureté des matériaux de base et des soudures doivent être effectués conformément à la norme NACE MR0175 / ISO 15156 - Partie 2[29]. De plus, un traitement thermique post-soudure de relaxation des contraintes (SR). [11]

(PWHT) doit être effectué lorsque requis par NACE MR0175 / ISO 15156 – Partie 2. [11]

6-2-3- Fissuration par Corrosion Sous Contrainte Chlorure (CISCC)

Les aciers inoxydables sont très sensibles à la fissuration par corrosion sous contrainte induite par les chlorures s'ils sont exposés à des environnements aqueux. Seules des traces de chlorure peuvent être nécessaires et soit un pH bas soit la présence d'oxygène dissous. Une contrainte de traction doit également être présente, et plus la contrainte est élevée, plus le temps de rupture est court. Il n'y a pas de concentration minimale de chlorures à laquelle la fissuration peut se produire, par conséquent, les conditions de stagnation où les chlorures peuvent se concentrer doivent être évitées lors de la conception. D'autres CRA sont également sensibles au CISCC. Les températures seuils de sensibilité des CRA au CISCC sont indiquées dans le tableau 6.

En dessous de la température seuil, le CISCC n'est pas préoccupant : [11]

TAB. III. 06 : Températures Seuils de Sensibilité des CRA au CISCC

Température Seuil	CRA
60 C°	AISI 300 acier inoxydable austénitique De série
100 C°	22% Cr duplex inoxydable (DSS)
120 C°	25% Cr super duplex inoxydable Acier (SDSS)
130 C°	6% Mo acier inoxydable

CHAPITRE IV

IDENTIFICATION DES PARAMETRES D'EXPLOSION DU PUITS IKNO-8

IV-1- Caractéristiques et Choix du Métal de L'ouvrage IKNO-08

IV-1-1- P&ID Diagramme du Piping et de L'instrumentation

Le schéma de tuyauterie et d'instrumentation (P&ID) est un dessin élaborant les détails de la tuyauterie et de l'instrumentation d'une usine de traitement, développé au stade de la conception.

Le P&ID est ensuite utilisé pour l'assistance à la construction de l'usine correspondante et à l'exploitation de cette usine. Les P&ID d'une usine sont développés par des ingénieurs de conception de procédés et sont suivis par des ingénieurs en instrumentation et en Piping. Un P&ID est normalement développé à partir d'un diagramme de flux de processus (PFD) qui capture le flux de processus de base, au stade de la conception d'une usine. [04] [08][10] [42]

Un P&ID doit fournir les données suivantes aux ingénieurs en tuyauterie et en instrumentation, aux équipes de construction et aux opérateurs : [12]

Pour les installations de traitement, il s'agit d'une représentation graphique de

- Principaux détails de la tuyauterie et de l'instrument
- Schémas de contrôle et d'arrêt
- Exigences de sécurité et réglementaires
- Informations de base sur le démarrage et le fonctionnement
- Liste des éléments P&ID
- Instrumentation et désignations
- Équipement mécanique avec noms et numéros
- Toutes les vannes et leurs identifications
- Tuyauterie de processus, tailles et identification
- Divers - événements, drains, raccords spéciaux, lignes d'échantillonnage, réducteurs, agrandisseurs et fanfarons
- Lignes permanentes de démarrage et de rinçage
- Directions d'écoulement
- Références interconnexions
- Entrées et sorties de commande, verrouillages
- Interfaces pour les changements de classe
- Système de contrôle informatique
- Identification des composants et des sous-systèmes

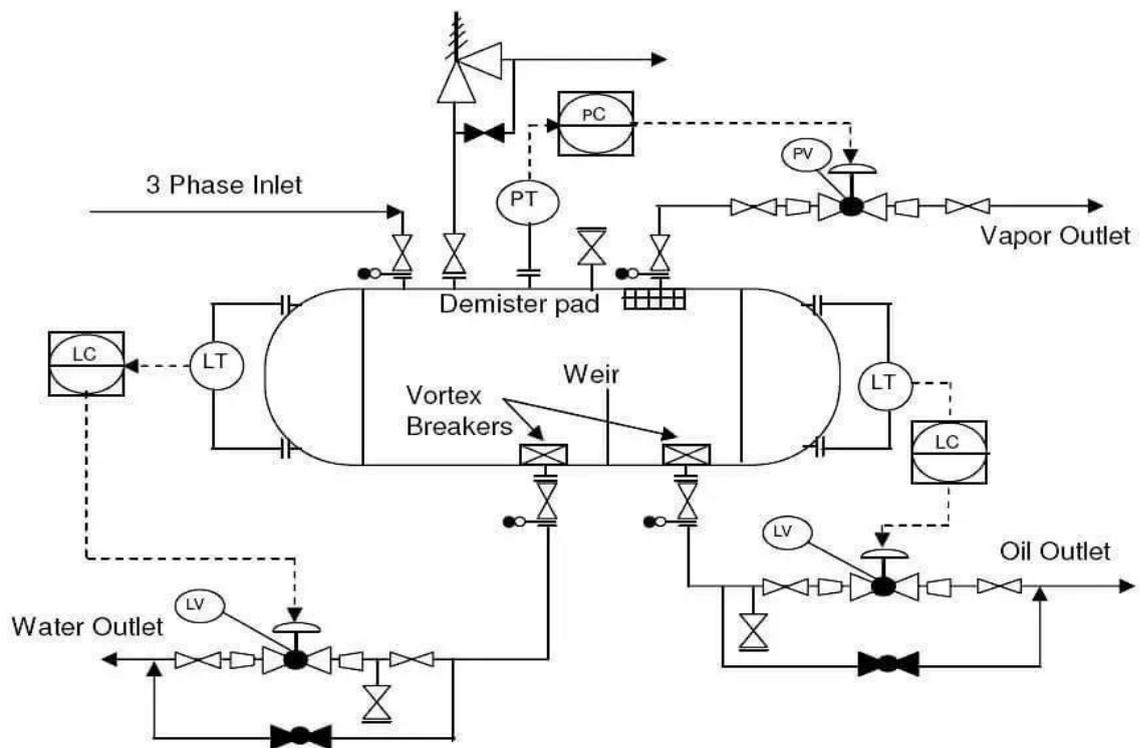


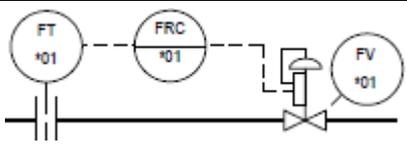
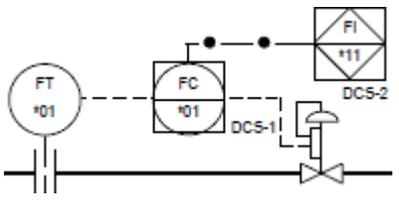
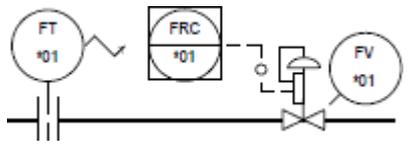
Fig. IV. 1 : Schéma de Tuyauterie et d'Instrumentation

Ils existent beaucoup des logiciels qui nous aident à créer des schémas techniques complexes des données d'ingénierie, que sont : [12]

1. EdrawMax
2. Lucidchart
3. SmartDraw
4. Visual Paradigm
5. PROCAD P&ID

En Algérie les entreprises utilisent le programme le plus populaire au monde le AUTOCAD P&ID. Le tableaux ci-dessous présent quelques astuces de lecture du plans P&ID :

TAB. IV. 01 : Robinetteries et Instruments des Installations

Symbole	Signification	Illustration
	<p>Elément monofonctionnel, disposé sur l'installation, sans report d'information vers le poste de conduite.</p> <p>Elément monofonctionnel, disposé sur le poste de conduite, avec information visible de l'opérateur</p>	
	<p>Elément multifonction traité sur un automate secondaire, qui peut être un automate de sécurité.</p>	
	<p>Transmission par réseau numérique entre deux modules ou deux fonctions d'un même système de conduite.</p> <p>Fréquent sur les unités les plus modernes.</p>	
	<p>Vanne à boisseau sphérique</p>	
	<p>Vanne Needle</p>	
	<p>Vanne automatique à diaphragme</p> <p>(FC) ferme par manque d'air</p> <p>(FO) ouvre par manque d'air</p> <p>(FL) reste en position par manque d'air</p>	

Les études d'engineering fait par l'entreprise PeeGAZ. La société chargée de réaliser les études d'ingénierie nous a fourni quelques documents à travers lesquels nous avons pris connaissance de certaines caractéristiques de l'installation de surface de ce puits, notamment :

Sélection des matériaux [12]

- Diamètres du Pipe
- Épaisseur du pipe
- Pression de conception
- Température de conception
- Dimensions de l'installation de surface

IV-1-2 Caractéristique Technique et Process de L'ouvrage

Les plans P&Id et les plans isométriques sont parmi les documentations qui nous aide a déterminé quelque donnés extrait d'après les plans P&ID et ISOMETRIQUE :

- P design ou Pression de conception : 166.5 Bars
- Do : diamètre extérieur 114.3 mm
- T design ou température de conception 130 C°
- L'ensemble de l'installation de surface contient de partie défirent de nuance de métal :
 - 1- Partie 1 de tête de puits jusqu'à la Chock Valve ou bien la Duse métal du pipe choisi et l'acier inoxydable duplexe A790 Grade 32802 d'un diamètre de 4''. Etudié par le code ASME B 31.3 [03]
 - 2- Partie 2 du chock valve jusqu'au Spool de l'acier au Carbon : est un acier inoxydable duplexe A790 Grade 32802 d'un diamètre de 6''

Les deux tableaux suivant présent la composition chimique et les caractéristiques mécanique de l'API 5L X60 ou la dégradation d'épaisseur a été importante :

TAB. IV. 02 : Composition Chimique API 5L X60 [06]

Composition chimique				
Nuance	Éléments Additifs			
	%			
	C	Mn	P	S
	max	max	max	max
PSL1 pipe with t≤25.0 mm (0.984 in)				
Seamless pipe				
X60	0.28	1.40	0.030	0.030
Welded pipe				
X60	0.26	1.45	0.030	0.030
PSL2 pipe with t≤25.0 mm (0.984 in)				
Seamless pipe				
X60Q	0.18	1.70	0.025	0.015
Welded pipe				
X60M	0.12	1.60	0.025	0.015

TAB. IV. 03 : Propriétés Mécaniques API 5L X60 [06]

Propriétés Mécaniques					
Nuance	Pipe sans soudure et soudés				Cordon de soudure EW
	Limite d'élasticité		Résistance à la traction		Résistance à la traction
	MPa (psi)		MPa (psi)		MPa (psi),min
API 5L X60 PSL 1 pipe					520 (75 400)
X60	minimum		Minimum		
	415 (60 200)		520 (75 400)		
API 5L X60 PSL 2 pipe					
X60N	minimum	maximum	minimum	Maximum	
X60Q	415 (60 200)	565 (81 900)	520 (75 400)	760 (110 200)	

IV-1-3-Calcul de la Tolérance de Corrosion du Puits IKNO-8 (CA)

IV-1-3-1 Nécessité De Calculer la tolérance de Corrosion (CA)

La tolérance de corrosion est l'épaisseur qui doit être ajoutée à l'épaisseur de maintien de la pression afin de ne pas compromettre l'intégrité du pipeline, de la tuyauterie et des installations pendant la durée de vie de conception du projet en raison de la perte de métal résultant de la corrosion par le CO₂. Pour la corrosion par le CO₂, la simulation de la perte de métal de la dégradation de l'épaisseur de corrosion calculée à l'aide de l'ECE 5.1.1 logiciel.

[09]

IV-1-3-2-Methode Calcule du CA (tolérance de corrosion)

En connaissant le taux de corrosion général attendu et la durée de vie prévue de l'usine ou de la pièce, le concepteur peut calculer l'épaisseur supplémentaire requise pour la résistance à la corrosion de l'équipement de procédé en cours de conception.

Après avoir déterminé une épaisseur de paroi qui répond aux exigences mécaniques, telles que la pression, la température et le poids de l'équipement, une épaisseur supplémentaire appelée "tolérance de corrosion" est ajoutée à l'épaisseur de paroi pour compenser le métal qui devrait être perdu au cours de la durée de vie de l'équipement. Puis, parce que la profondeur de pénétration est très élevée, une tolérance à la corrosion se voit attribuer un facteur de sécurité de deux. [09]

Le tableau suivant présente la tolérance de corrosion données par PeeGAZ

TAB. IV. 04 : Classification du Matériels Piping Sélectionné

	Classification du Matériels Piping	Projet : 08572						
		HW-102-I						
		Rev : 2						
SPECIFICATION : 9A6A5								
Service Matériel Classe Tolérance de Corrosion Code Design	Tête de Puits, Process Gaz A.C API 5L X60 900 3 mm ASME B.31.3 ASME RP E14 ASME B31G	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;"></td> <td style="text-align: center;">Pression</td> <td style="text-align: center;">Température</td> </tr> <tr> <td>Service</td> <td style="text-align: center;">166,6 Bar</td> <td style="text-align: center;">130 C°</td> </tr> </table>		Pression	Température	Service	166,6 Bar	130 C°
	Pression	Température						
Service	166,6 Bar	130 C°						

Pour les Systèmes de Piping, si le CA obtenu (non inhibé) dépasse 8 mm, l'option de CS avec inhibiteur de corrosion doit être envisagée par rapport aux CRA. Si le CA inhibé dépasse 8 mm, l'utilisation d'un CRA sera nécessaire. [09]

Le CA inhibé du Gisement IKNO qui contient le Puits IKNO-8 est calculé en tenant compte de la disponibilité de l'inhibiteur de corrosion comme ci-dessous.

Avec 25 ans comme une durai de vie on a donc :

TAB. IV. 05 : Valeurs Tolérance de Corrosion

Class	Taux de corrosion moyen	Tolérance de corrosion (mm)
	(Mm/ans)	Durée de vie de 20 ans
Léger corrosion	< 0.05	1.0
B-moyen	0.05-0.15	3
C-sévère	0.15-0.30	6.0

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

$$CA = CR \times N \text{ ou } CA > CR \times N \quad \text{IV (1)}$$

CA : tolérance de corrosion ou bien durai de vie (mm).

CR : taux de corrosion prévu (durée de vie moyenne) (mm/an).

N : durée de vie de conception en années (25 ans) pour les champs de Tinhrert selon les Base de conception.

$$CA = (CR_{\text{inhib}} \frac{A}{100} \cdot \text{lifetime}) + (CR_{\text{uninhib}} \cdot (1 - A/100) \cdot \text{Life time}) \quad \text{IV (2)}$$

Où:

CA : tolérance de corrosion ou bien durai de vie (mm)

CR inhib : taux de corrosion inhibée, considéré comme égal à 0,1 mm/an

CR uninhib : vitesse de corrosion sans inhibiteur (mm/an)

A : est la disponibilité de l'inhibiteur (%)

En conséquence, la tolérance de corrosion pour l'acier au carbone avec ou sans inhibiteur pour pipeline peut être comme indiqué dans le tableau 6 ci-dessous. [09]

TAB. IV. 06 : Relation CA et Service

CA	Service
1.5 mm	Service non corrosif ou de faible gravité
3 mm	Service de gravité moyenne
6 mm	Service de haute gravité
8 mm	Service de très haute gravité

Puisque le fluide de la région Ohanet est considéré comme (Very-high-severity service) L'entreprise Sonatrach a exigé le CA en sa valeur maximal en acier au Carbon API 5L grade X60 est : **8 mm** et on peut maintenant calculer l'épaisseur convenable et le comparer avec celle de l'étude approuvés.

IV-1-4- Calcule des Dimensionnement

L'étude de cette étape nécessite la connaissance préalable de certaines données :

À travers lesquels nous pouvons savoir les formules convenables. Le premier de ces schémas

Est P&ID the Piping and Instrumentation Diagramme

IV-1-4-1-Calcul de Diamètre et de Schedule

Lors du choix d'un diamètre de ligne, il faut également tenir compte des vitesses maximale et minimale. La ligne doit être dimensionnée de sorte que la vitesse maximale du fluide ne provoque pas d'érosion, de bruit excessif ou de coup de bélier. La ligne doit être dimensionnée de telle sorte que la vitesse minimale du fluide empêche les surtensions et garde la ligne balayée à l'écart des solides et des liquides entraînés.

L'API RP 14E [10] et dans le tableau 9.16 page 15 fournit des facteurs de surtension typiques qui doit être pris en compte lors de la conception des systèmes de production.

TAB. IV.7 Facteur de surtension typique

Service	Facteur
Facility service handling primary production from its own platform	20%
Facility service handling primary production from another platform or remote well in less than 150 feet of water	30%
Facility service handling primary production from another platform or remote well in greater than 150 feet of water	40%
Facility service handling gas lifted production from its own platform	40%
Facility service handling gas lifted production from another platform or remote well	50%

On va essayer de calculer le diamètre de la pipe selon la fiche Well-Data qui contient les paramètres initiaux du puits talque les pressions du fond et de la surface, la température du gisement et du tête de Puits, ainsi que le S_L gravité spécifique du liquide (par rapport à l'eau) et le S_g gravité spécifique du gaz par rapport à l'air et beaucoup d'autre paramètres motionnés dans la fiche technique du puits. Selon les données initiales que nous les avons obtenus à travers le service technique du puitsau niveau de la division production de la direction régionale Ohanet on peut considère le fluidedu gisement comme multiphasique, alors qu'il contient du 552 000 m³/j du gaz, 90 m³/j condensat et un volume de 4 m³/j de l'eau.

La vitesse minimale du fluide dans les systèmes multi phases doit être relativement élevée pour maintenir les liquides en mouvement et empêcher ou minimiser les coups. La vitesse

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

Minimale recommandée est de 10 à 15 pieds/sec. La vitesse maximale recommandée est de 60 pieds/sec pour inhiber le bruit et de 50 pieds/sec pour l'inhibition de la corrosion par le CO₂.

En écoulement diphasique, il est possible que des gouttelettes de liquide dans le flux d'écoulement aient un impact sur la paroi du tuyau provoquant une érosion des produits de corrosion. C'est ce qu'on appelle l'érosion/corrosion. L'érosion de la paroi de la conduite elle-même pourrait se produire si des particules solides, en particulier du sable, sont entraînées dans le flux d'écoulement. [10]

Critères de dimensionnement généraux. Pour déterminer le diamètre du tuyau à utiliser dans les systèmes de Piping de plate-forme, il faut tenir compte à la fois de la vitesse d'écoulement et de la chute de pression. Présentent des équations pour le calcul des diamètres de tuyaux (et des graphiques pour une approximation rapide des diamètres du pipe) pour les conduites de gaz monophasé et les conduites biphasées gaz/liquide, respectivement. On peut utiliser également des programmes informatiques pour faciliter la conception de la tuyauterie (PIPESIM, HYSYS), mais au ce mémoire nos calculs seront être manuellement pour on donne plus d'entraînement sur les études d'ingénierie.

Les directives suivantes de l'API RP14E [19] doivent être utilisées pour protéger contre l'érosion/corrosion.

Calculer la vitesse d'érosion du mélange avec Eq

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{P_m}} \quad \text{IV(3)}$$

Où

C = constante empirique.

P_m est la masse volumique moyenne du mélange dans des conditions d'écoulement. Il peut être calculé à partir de (Eq.) [10]

Où

$$P_m = \frac{(12409)(SG)P + (2.7)RSP}{(198.7)P + ZRT} \quad \text{IV (4)}$$

S_g : gravité spécifique du liquide (par rapport à l'eau)

S_L : gravité spécifique du gaz par rapport à l'air.

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

Les valeurs de $C = 100$ pour un service continu et de $C = 125$ pour un service intermittent sont conservatrices. Pour les fluides exempts de solides où la corrosion n'est pas anticipée ou lorsque la corrosion est contrôlée par inhibition ou en employant des alliages résistant à la corrosion, des valeurs de $C = 150$ à 200 peuvent être utilisées pour un service continu ; des valeurs allant jusqu'à 250 ont été utilisées avec succès pour le service intermittent. Si une production de solides est prévue, les vitesses de fluide doivent être considérablement réduites. Différentes valeurs de C peuvent être utilisées lorsque des études d'application spécifiques ont montré qu'elles sont appropriées. Tableau suivant explique le facteur C Alliage résistant à la corrosion. [10]

TAB. IV. 08 : Facteurs c suggérés par l'API RP 14E pour Eq. (1) 10

Fluide		Facteur C suggéré	
		Service Continué	Service Intermittent
Sans Solides	Non Corrosif	150-200	250
	Corrosif + Inhibiteur Corrosif + CRA		
	Corrosive	100	125
Avec Solides		Déterminer par d'Etudes d'Application Spécifiques	

Ce n'est pas exactement spécifié dans l'API RP 14E [10] et c'est la compréhension des auteurs.

Lorsque des contaminants solides et/ou corrosifs sont présents ou lorsque des valeurs c supérieures à 100 pour un service continu sont utilisées, des enquêtes périodiques pour évaluer l'épaisseur de la paroi de la conduite doivent être envisagées. La conception de tout système de tuyauterie où des solides sont anticipés doit envisager l'installation de sondes de sable, de tés d'écoulement coussinés et d'un minimum de 3 pieds de piping droite en aval des sorties d'étranglement.

Une fois qu'une vitesse de conception est choisie, pour déterminer la taille du tuyau, Eq. Peut être utilisé. (Eq.)

$$d = \left[\frac{\left(\frac{11.9 + \frac{ZTR}{16.7P}}{1000V} \right) QI}{1000V} \right]^{1/2} \quad \text{IV (5)}$$

D = Diamètre intérieur du tuyau, po,

Z = Facteur de compressibilité, sans dimension,

R = Rapport gaz/liquide, ft^3/bbl ,

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

P = Pression d'écoulement, psia,

J = Température d'écoulement gaz/liquide, °R,

V = Vitesse maximale autorisée, ft/sec,

QL = Débit de liquide, B/D.

Mais après des recherches approfondies dans la Norme API RP 4E on a trouvé :

La pression de la tête de puits = 166 bars et supérieure que la pression du Point de rosé

Donc on peut confédérer le fluide comme fluide mono-phaser et on calcule le diamètre avec la formule des gaz piping monophasique,

La vitesse du gaz est exprimée en **Eq. Comme (Eq6)** où

$$V_g = Q_g * T_x * z / (d^2 * P) \quad \text{IV (6)}$$

V_g : vitesse du gaz, ft/sec.

Q_g : débit de gaz, MMscf/D

T : température d'écoulement du gaz, °R (R°=C+491.67)

P : pression d'écoulement, psia

Z : facteur de compressibilité, sans dimension

D : ID pipe.

Selon les données de puits IKNO-8

$$V_g = \frac{Q_g * T * Z}{d^2 * P} * 60 \quad \text{IV (7)}$$

Parameter Puits IKNO-08:

V_g = 8.91 m/s = 26.08 f/s

Q_g = 552 094 m³/j = 61,431424 MMScf/d

T operational = 130C° = (130+491.67) R° Rankine = 621.67 R°

P operational = 166.6 Bars = 2249 Psi

Z = 0.9

Donc:

$$d = \left(\frac{Q_g * T * Z}{60 * P * V_g} \right)^{1/2} \quad \text{IV (8)}$$

d = 5.68 inch so in the inter diameter is the **6 Pouce**

On passe maintenant aux calculs de Levasseur convenable pour ce diamètre calculer.

IV-1-5-Calcul de l'épaisseur par Code ASME B31.3 pour API 5L Grade X60

IV-1-5-1 Notions Théorique

L'épaisseur du pipe requis pour un service de tuyauterie particulier est principalement une fonction des pressions et températures internes de fonctionnement. Les normes de fabrication des tuyaux autorisent une variation de l'épaisseur de paroi inférieure à l'épaisseur de paroi nominale. Il est généralement souhaitable d'inclure une tolérance minimale de corrosion/résistance mécanique de **0,050** pouce pour la tuyauterie en acier au carbone. Une tolérance de corrosion calculée doit être utilisée si le taux de corrosion peut être prédit.

L'épaisseur de conception sous pression requise pour un application particulière peut être calculée par l'équation suivante de ANSI B31.3 : [03] [10]

$$t_m = \frac{P_i \times D_o}{2 \times (S \times E + P_i \times Y)} \quad \text{IV (10)}$$

Où :

t_c = Epaisseur de paroi minimale moins corrosion/ surépaisseur de résistance mécanique où
(Voir ANSI B31.3)

P_i = Pression de conception interne, Psig.

OD = Diamètre extérieur du Pipe en Pouces.

L'équation de l'épaisseur de la paroi du pipe est basée sur le diamètre extérieur du tuyau, plutôt que sur le diamètre intérieur. En effet, le diamètre extérieur du tuyau est constant, il est indépendant de l'épaisseur de la paroi. Par conséquent, l'épaisseur de la paroi du tuyau peut être directement calculée facilement en utilisant le diamètre extérieur du Pipe. [03] [10]

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

Le diamètre extérieur doit être pris dans les normes ci-dessous-

- **ASME B36.10M** : pour l'acier ferritique (tubes en acier forgé sans soudure et soudés). [13]
- **ASME B36.19M** : pour l'acier austénitique (tubes en acier inoxydable) [14]

TAB. IV .09 : Dimensions et poids des tubes en acier forgé soudés et sans soudure (suite)

Unités Coutumières							SI Unités		
NPS	OD	Ep In	Poids fin lisse lb./ft	Identification standard (STD)	Schedule No	DN Note (2)	OD	Epaisseur	Plain Mass
	In			Extra fort (XS) ou double extra fort (XXS)			Mm		Kg/m
6	6.625	0.312	21.06			150	168.3	7.92	31.33
6	6.625	0.344	23.10			150	168.3	8.74	34.39
6	6.625	0.375	25.05			150	168.3	9.53	37.31
6	6.625	0.432	28.60	XS	80	150	168.3	10.97	42.56
6	6.625	0.500	32.74			150	168.3	12.70	48.73
6	6.625	0.562	36.43		120	150	168.3	14.27	54.21
6	6.625	0.625	40.09			150	168.3	15.88	59.69

Donc à partir du TAB. III. 09, OD= 168.3,3 mm

S : Valeur de Contrainte Admissible du Matériau du Pipe (API 5L Gr X60) à la température de conception (266 F°) [03] [10]

Reportez-vous au tableau A-1 (ou tableau A-1M) de l'ASME B31.3 pour obtenir la valeur de la contrainte admissible. Déplacez-vous dans la direction horizontale (x) pour la valeur de contrainte admissible et la direction verticale (y) pour le matériau du tuyau, et le point de correspondance pour obtenir la valeur (reportez-vous à la Fig. 3). Si nécessaire, utilisez l'interpolation pour calculer la valeur médiane.

Remarque : la valeur de la contrainte admissible dans le tableau A-1 est donnée en KSI, nous devons donc convertir la valeur en PSI.

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

TAB. IV. 10 : Valeur de contrainte admissible du tableau A-1 de la norme ASME B31.3

Materials	Spec. No. Type / Grade	UNS NO	Class/ Condition/ Temper	Size, In.	P.No (50)	Notes	Min Temp °F 6	T e n s i l e	Yie ld	T 100	T 200	T 300
Carbon Steel – Pipesand Tubes												
A29 9 Gr. A	A67 2 N75	K02803	...	≤ 1 thk	1	(57)(6 7)	A	75	42	25.0	25.0	24.8
A29 9 Gr.A	A691 CMS- 75	K02803	...	≤ 1 thk	1	(57)(6 7)	A	75	42	25.0	25.0	24.8
...	API 5L X60	1	(51)(5 5)(71) (77)	A	75	60	25.0	25.0	25.0
...	API 5L X65	1	(51)(5 5)(71)	A	77	65	25.7	25.7	25.7
...	API 5L X70	1	(77)	A	82	70	27.3	27.3	27.3
...	API 5L X80	1	(51)(5 5)(71)	A	90	80	30.0	30.0	30.0
...	A38 1 Y60	1	(51)(7 1)	A	75	60	25.0	25.0	25.0

Selon le TAB. IV. 05, la contrainte admissible pour API 5L Gr X60 est de 25 000 Psi à 266°F.

E : Facteur de qualité

Les facteurs de qualité sont utilisés dans la conception sous pression et appliqués aux joints de soudure longitudinaux et en spirale et aux pièces moulées. La valeur maximale des facteurs de qualité est de 1,0.

La valeur de E, facteur de qualité du joint de soudure longitudinal ou facteur de qualité de la coulée peut être trouvée dans le tableau A-1A ou le tableau A-1B de l'ASME B31.3. Le facteur de joint de soudure (E) est de **(1)** (voir TAB. III. 10). [03] [10]

TAB. IV. 11 : Facteur de qualité pour la soudure longitudinale

Spec No Class (or Type)	Description	<i>Ej</i> Notes (2)	Appendix A Notes
Acier Carbone API 5L	Pipe sans soudure	1.00	...
	Pipe soudée par fusion électrique, radiographié à 100 %	1.00	...
	Pipe soudée par résistance électrique	0.85	...
	Pipe soudée par fusion électrique, double couture bout à bout	0.95	...
	Pipe soudée en continu (soudé bout à bout au four)	0.60	...

W : Facteur de réduction de la résistance du joint de soudure

Conformément à la section 302.3.5(e) de la norme ASME B31.3 [01], le facteur de réduction de la résistance du joint de soudure, *W*, est le rapport entre la contrainte nominale provoquant la défaillance d'un joint de soudure et celle du matériau de base correspondant pour une température élevée. Condition de même durée. Elle s'applique uniquement aux points de soudure des composants de tuyauterie soudés longitudinalement ou en spirale (joint hélicoïdal). [03] [10]

Les facteurs de réduction de la résistance du joint de soudure sont utilisés car, à des températures élevées, la résistance à la rupture par fluage du joint de soudure peut être inférieure à celle du métal de base.

La valeur de *W* peut être trouvée dans le tableau 302.3.5 de ASME B 31.3 (voir Fig. 5) et pour notre problème la valeur de *W*=1

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

TAB. IV. 12 : Facteur de réduction de la résistance du joint de soudure

	Composant Température T_i °C (°F)														
	≤ 4	454	482	510	538	566	593	621	649	677	704	732	760	788	816
Acier	≤ 4	454	482	510	538	566	593	621	649	677	704	732	760	788	816
Gr	(≤	(850)	(900)	(950)	(1000)	(1050)	(1100)	(1150)	(1200)	(1250)	(1300)	(1350)	(1400)	(1450)	(1500)
p	80))))))))))))
	0)														
Ac	1	1	1	1	1	1	1
CrMo	1	0.95	0.91	0.8	0.82	0.77	0.73	0.68	0.64
Notrs(1)-(3)				6											
CSE F (N+T)	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.77
Notes(3)-(5)															
CSEF	1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Notes (3) and(4)															
Autogenous	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Notes (6)															
Austenitic	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.77	0.73	0.68	0.64	0.59	0.55	0.5
Notes (7) and (8)															
Other materials
Notes (9)															

Y : valeurs du coefficient du tableau 304.1.1

Le facteur "Y" dépend de la température. À des températures élevées, le facteur Y augmente, entraînant une diminution de l'épaisseur de paroi de tuyau requise calculée. Reportez-vous au tableau 304.1.1 de la norme ASME B31.3[01] pour trouver la valeur de Y, elle est valide pour $t < D/6$ et les matériaux indiqués ci-dessous. La valeur de Y peut être interpolée pour des températures intermédiaires. Pour le matériau API 5L Gr X60, Y est donné 0,4 (voir tab IV-12) [03] [10]

TAB. IV. 13 : Valeurs du coefficient Y

Materials	Température ; °C (°F)							
	482 (900) <	510 (950)	538 (1,000)	566 (1,050)	593 (1,100)	621 (1,100)	649 (1,200)	677 (1,250) <
Aciers ferritiques	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Aciers austénitiques	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7
Alltages de Nickel UNS Nos. N06617 N08800, N08810, and N08825	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Fonte grise	0.0
Autres métaux ductiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

IV-1-5-2-Vérification de L'épaisseur

Étape 1. On met les valeurs ci-dessus dans l'équation illustrée de la figure.

- La tolérance de corrosion pour le matériau des tuyaux est déterminée en fonction du fluide de service. Les valeurs typiques sont de 3 à 8 mm pour l'acier au carbone et de zéro mm pour l'acier inoxydable. Mais on déjà fait des calculs approfondis avec des données spécifique pour le fluide de notre gisement et on a obtenu un résultat de 8 mm

Étape 1. La tolérance d'usine pour le tube sans soudure est de 12,50 % et de 0,3 pour le Pipe soudé. [03] [10]

$$tm = \frac{P_i \times D_0}{2x(S \times E \times W + P_i \times Y)} \quad \text{IV (11) [01]}$$

[19]

Pi = 166.6 bars = 2449.02 psi

Do = 168.3 mm

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

$$S = 25000 \text{ Psi}$$

$$E = 1.00$$

$$Y = 0.4$$

$$W = 1$$

On a :

$$tm = \frac{2449 \times 168.3}{2 \times (25000 \times 1 \times 1 + 2449 \times 0.4)}$$

$$tm = 7.9325 \text{ mm}$$

Etape 2. Calcule de t_c :

$$t_c = tm + CA \quad \text{IV (12)}$$

Où :

T_c : L'épaisseur de pression de conception et de design

T_m : L'épaisseur minimal pour mettre le Pipe en service

Selon les calculs de $CA = 8 \text{ mm}$, alors :

$$T_c = tm + 8 = 8 + 7.5452 = 15.5452 \text{ mm}$$

Étape 3. Ajoutez la tolérance de fraisage à l'épaisseur après avoir ajouté la valeur de corrosion.

$$t_{\text{requis}} = T_c + 12.5 \% = 15.5452 + 1.94$$

$$\mathbf{t_{\text{requis}} = 17.48 \text{ mm}}$$
 (il s'agit de l'épaisseur requise)

Étape 4. Vérifiez l'épaisseur de commande suivante disponible dans ASME B36.10M en tenant compte de l'épaisseur requise.

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

TAB. IV. 14 : Dimensions et poids des tubes en acier

NPS	Unités Coutumières			Identification standard (STD) Extra-strong (XS) or doubleextra strong (XXS)	Schedule	DN	Les unités SI		
	OD In	Ep Mm	Mass plein lb/ft				OD Mm	Ep	Masse plein Kg/m
6	6.625	0.312	21.06			150	168.3	7.92	31.33
6	6.625	0.344	23.10			150	168.3	8.74	34.39
6	6.625	0.375	25.05			150	168.3	9.53	37.31
6	6.625	0.432	28.60	XS	80	150	168.3	10.97	42.56
6	6.625	0.500	32.74			150	168.3	12.70	48.73
6	6.625	0.562	36.43		120	150	168.3	14.27	54.21
6	6.625	0.625	40.09			150	168.3	15.88	59.69
6	6.625	0.719	45.39		160	150	168.3	18.26	67.57
6	6.625	0.750	47.10			150	168.3	19.05	70.12
6	6.625	0.864	53.21	XXS		150	168.3	21.95	79.22
6	6.625	0.875	53.78			150	168.3	22.23	80.08

Ainsi, à partir de le TAB. IV. 13, l'épaisseur de commande est de 18.26 mm ou Schedule 160 pour les autre raccorderies.

Par rapport au donnés qui avait été bien exprime dans le PID du puits ikno-8 on a constaté que l'épaisseur requis non-conforme, cela peut provoquer des problèmes mécaniques et process. [03] [10]

IV-1-6-Codes d'évaluation ASME B31G :

Le code ASME B31G est un code destiné à évaluer la résistance à la rupture résiduelle d'un Pipe corrodé. Il constitue un additif au code ASME B31 utilisé pour les Pipes suppression. Ce code a été développé dans les années 60 au Batelle Mémorial Institute (USA), il a été

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

Constaté que les aciers utilisés pour le pipe ont en générale une ténacité suffisante pour permettre la rupture ductile et donc que la ténacité n'est pas le paramètre essentiel mais la profondeur de corrosion. Les paramètres d'entrée comportent le diamètre extérieur du tuyau (D), l'épaisseur (t), la limite d'élasticité minimale requise, la pression de service maximale, l'extension maximale longitudinale de la corrosion (L) et la profondeur du défaut (d).

L'emploi de cette méthode est limité aux conditions suivantes : [15]

- Conduite construite selon les normes ASME B31-4, B31-8, B31-11
- Conduite corrodée, fabriquée en acier de carbone, ou des aciers de haute résistance de type : ASTM A53, A106, A381, API 5LX, API 5L
- Pas applicable pour la corrosion dans les soudures longitudinales ou circonférentielles, zones touchées thermiquement, endommagement mécanique, défaut de fabrication dans la plaque d'acier.
- Défaut de corrosion avec perte d'épaisseur comprise entre 10% et 80% de la paroi de la conduite

IV-1-6-1-Calcul de A

Si la profondeur maximale mesurée de défaut corrodée est plus grande que 10 % et moins de 80 % de l'épaisseur nominale de la paroi et la mesure longitudinale de la surface extérieure corrodée est plus grande que la valeur déterminée par Ep (2). (2)

Alors :

$$A = 0,893 \times \left(\frac{L_m}{\sqrt{Dt}} \right) \quad \text{IV(13)}$$

$$L_m = 200 \text{ mm}$$

$$D = 168.3 \text{ mm}$$

$$t = 14.27 \text{ mm}$$

A = locale de la perte du métal dans le plan longitudinal

Alors le Facteur $A = 4.2 > 4$

IV-1-6-2-Calcul de la pression minimal de défailant du pipe P'

La valeur de A est supérieure de 4.0 donc :

$$P' = 1,1xP * \left[1 - \frac{d}{t}\right] \quad \text{IV (14)}$$

Avec :

P service = 166.66 bars

P' : Pression maximale pour le défaut corrodée

d = 14.27 - 4.65 (le reste d'épaisseur) = 9.62 mm

t = épaisseur normalisé = 14.27 mm

On trouve P' = 60.48 bars < 166.66 bars (pression de service)

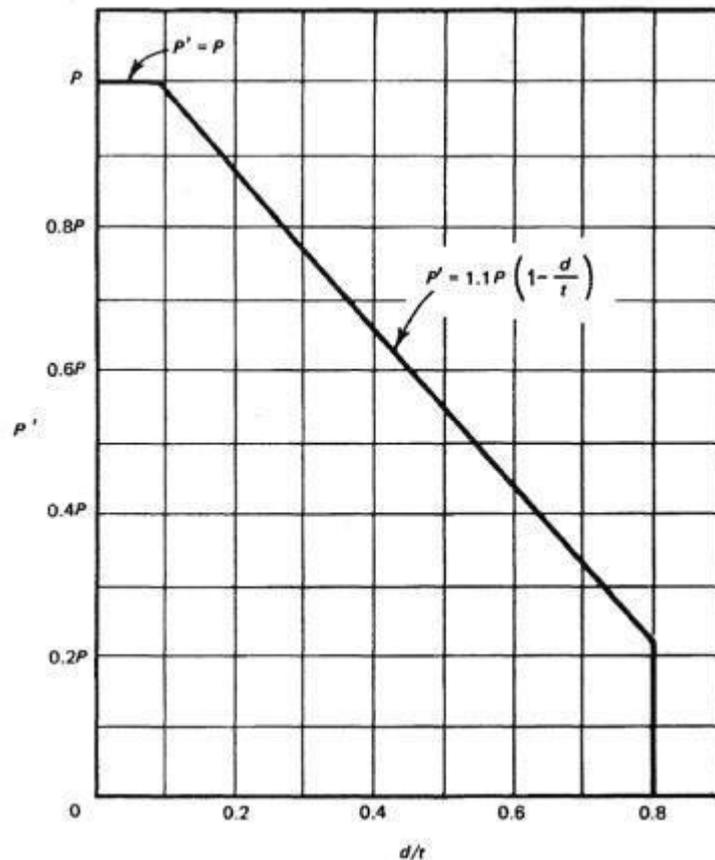


Fig. IV. 02 : Variation de P' en Fonction du Rapport d/t

Selon le Code ASME B31G [46], l'équation de la rupture de tubes corrodés est établie à partir des données expérimentales et exprimée à partir des deux conditions suivantes :

- Premièrement, la contrainte circonférentielle globale maximale ne peut pas excéder la limite d'élasticité du matériau.
- Deuxièmement, un défaut de corrosion court (la longueur axiale de la surface affecter) L est inférieure ou égale à $\sqrt{20 \times D \times t}$, est assimilé à sa projection selon une forme

Parabolique et un défaut de corrosion long (la longueur axiale de la surface affectée) L est supérieur à $\sqrt{20 \times D \times t}$ est projeté selon une forme rectangulaire.

$$M = (1 + 0,8 \times Z)^{1/2} \quad \text{IV(15)}$$

$$Z = \frac{L^2}{D \times t} \quad \text{IV(16)}$$

Pour $Z \leq 20$

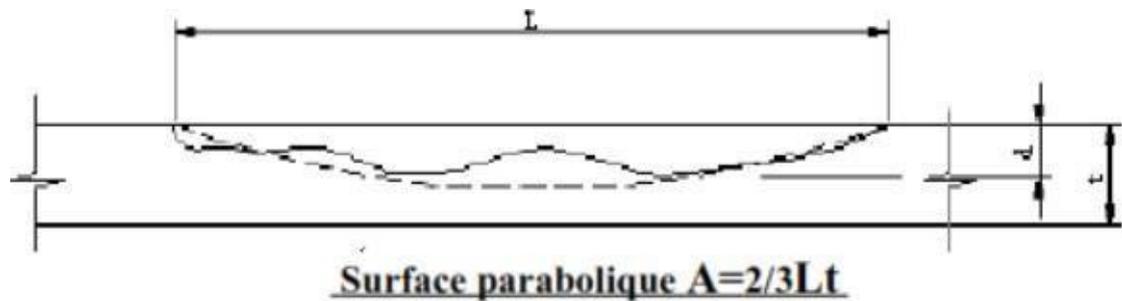


Figure. IV. 03 : Défaut de Corrosion d'une Forme Parabolique

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) / M} \right] \quad \text{IV (17)}$$

$$P_{rup} = 1.1 * SMYS * \frac{2t}{D} * \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) / M} \right] \quad \text{IV (18)}$$

Pour $Z > 20$

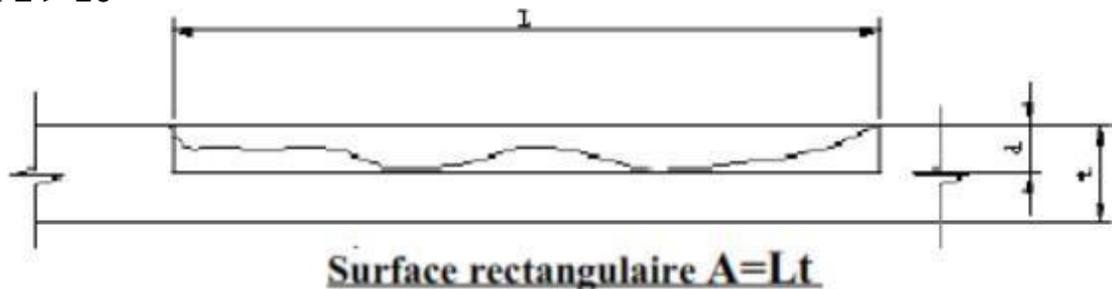


Figure. IV. 04 : Défaut de Corrosion Long d'une Forme Rectangulaire.

CHAPITRE IV- Identification des paramètres d'explosion du puits IKNO-8

PF : pression estimée de défaillance ou de rupture

$$P_{rup} = P_F = 2S_{Ft}/D \quad \text{IV (19)}$$

$$P_{rup} = 1.1 * SMYS * 2/Dt (1 - d/t) \quad \text{IV (20)}$$

Où

M : Le facteur de flambement

SMYS : limite d'élasticité minimale spécifiée dans des conditions ambiantes

SMTS : résistance minimale à la traction spécifiée dans les conditions ambiantes

S flow : Contrainte moyenne d'écoulement

CONCLUSION

CONCLUSION

Notre travail consiste à l'études d'explosion de l'installation de surface du puits IKNO8 au niveau du champ Tinhert région Ohanet ce qui provoque des pertes économiques énorme liés au fuites des effluents et par la suite des perturbations dans la production du gaz et du condensats au niveau du champs Tinharet

L'analyse de problème d'explosion de l'installation de surface du puits IKNO,8 se fait par l'application des techniques d'inspection spécifiques représentées par l'ultrason et l'étude de dimensionnement de design accorder aux normes ASME B313, ASME B31G, ASME B31, RP14 EASME B31,10

Les mesures d'épaisseur par ultrason montrent une dégradation importante du pipe (du 14,27mm au 4,52mm), cette dégradation est liée aux plusieurs facteurs notamment aux erreurs de conception du design par la société d'engineering PEGAZ

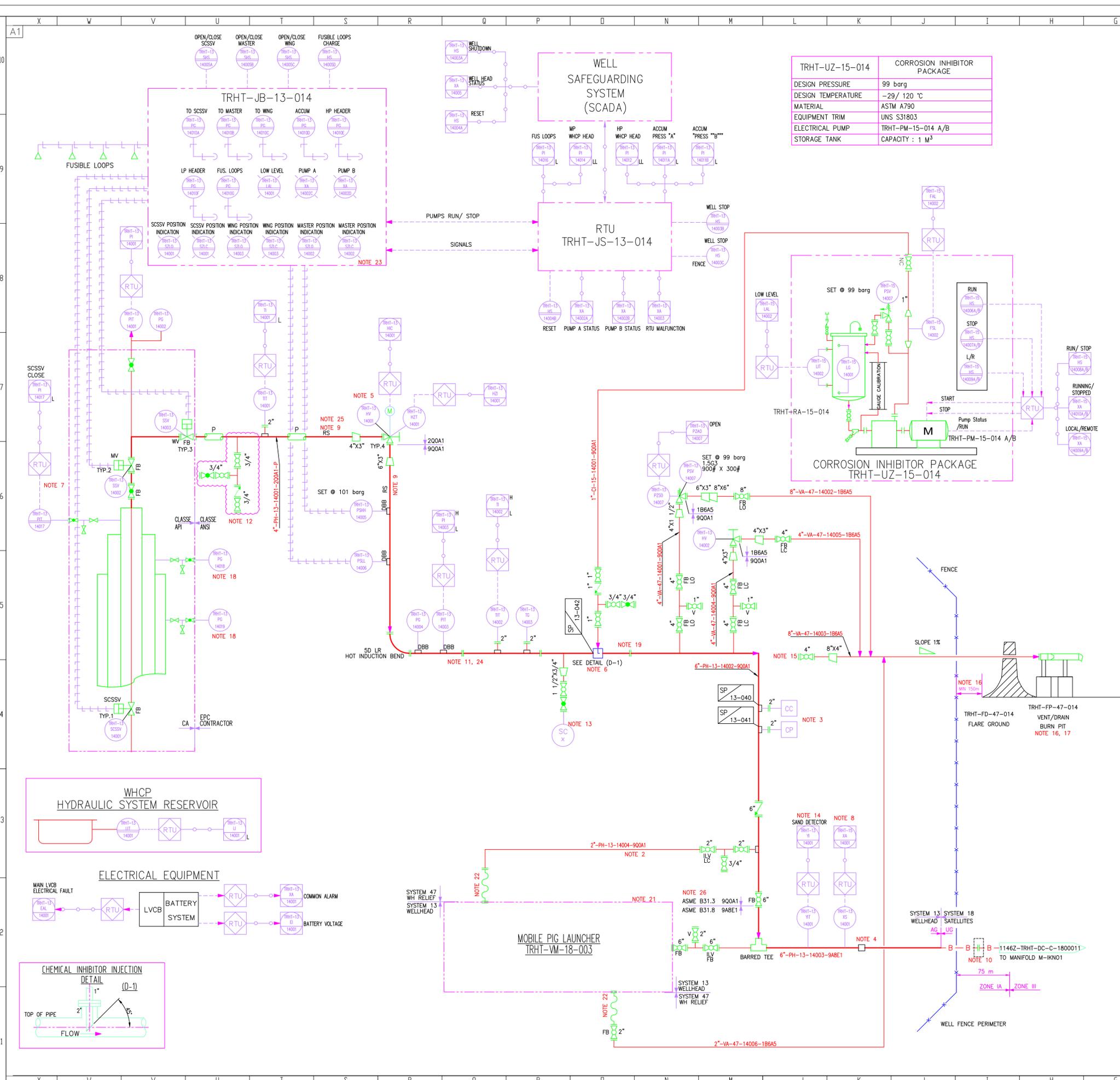
Les paramètre d'identification de l'explosion sont montré par une étude de dimensionnement de l'installation de surface puits IKNO,8 selon les codes et les normes appliqués

L'étude de dimensionnement du design est basé sure les calcules de tolérance de corrosion (CA), le diamètre interne et externe (ID ,OD), l'épaisseur requis (t) et la pression de rupture (P') des zones corrodée $P'=164.66$ bars inférieur à la pression de service $P=166.66$ bars, les résultats de calcul de dimensionnement montrent que les erreurs de calcul réalisés par la société PEGAZ sont les causes de ce problème

Dans le cadre de cette étude, nous avons identifiées les principaux facteurs d'explosion qui sont liées aux erreurs de société PEGAZ et nous recommandons de combiner les facteurs mécanique et économique pour minimiser les possibilités d'explosion et renforcer la sécurité du piping dans la région Ohanet

En conclusion, cette étude a contribué à la compréhension des facteurs du risque d'explosion du piping dans cette région, pour assurer la sécurité des équipements par la mise en œuvre des règlements de conception et de vérification de l'état de fonctionnement pour garantir un avenir énergétique durable dans cette région.

ANNEX



TRHT-UZ-15-014	
DESIGN PRESSURE	99 barg
DESIGN TEMPERATURE	-29/ 120 °C
MATERIAL	ASIM A790
EQUIPMENT TRIM	UNS S31803
ELECTRICAL PUMP	TRHT-PM-15-014 A/B
STORAGE TANK	CAPACITY : 1 M ³

REFERENCE:	
1146Z-TRHT-DL-C-000019	LEGENDE P&ID
1146Z-TRHT-DR-C-000022	DIAGRAMME DE SÉLECTION DES MATÉRIAUX
1146Z-TRHT-CE-C-000005	ANALYSE DE CORROSION ET SÉLECTION DES MATÉRIAUX
1146Z-TRHT-DA-C-18VM193	P&ID GATHERING SYSTEM OHANET MOBILE PIG LAUNCHER ; TYPICAL
1146Z-TRHT-FM-MO-000010	DATASHEET DES SKIDS INHIBITEURS DE CORROSION

- NOTES:**
- FOR SYMBOLS, LEGENDS, NOTES AND SAMPLE CONNECTIONS SEE DRAWINGS:1146Z-TRHT-DL-C-000019.
 - KICKER LINE CONNECTION TO MOBILE PIG LAUNCHER.
 - CORROSION COUPON AND PROBE MUST BE INSTALLED AT BOTTOM OF PIPE.
 - ISOLATING JOINT (MONOBLOQUE TYPE).
 - MATERIAL DOWNSTREAM CHOKE VALVE TO BE DUPLEX STAINLESS STEEL.
 - INJECTION NOZZLE SHALL BE LOCATED AT 10D (PIPING) AS MINIMUM BEFORE PIPE SPECIFICATION CHANGE TO CARBON STEEL.
 - PRESSURE TRANSMITTER TO BE LOCATED INSIDE WHCP.
 - PIG SIGNALER SHALL BE NON-INTRUSIVE, TO BE LOCATED ONE PIG TRAP LENGTH FROM BARRED TE.
 - REMOVABLE SEGMENT SHALL INCLUDE A SAND TRAP AT THE BEGINNING OF OPERATION.
 - ANCHOR FLANGE.
 - ORIFICE FLANGES FOR FUTURE INSTALLATION OF FLOW METER.
 - METHANOL INJECTION SHALL BE PERFORMED WITH A PORTABLE SYSTEM. REQUIRED FOR CONTINUOUS OPERATION AND START-UP.
 - SAMPLE POINT FOR CORROSION MONITORING.
 - SAND DETECTOR SHALL BE NON-INTRUSIVE.
 - TEST CONNECTION.
 - BURN PIT TO BE LOCATED AT SUITABLE DISTANCE (150m MINIMUM) FROM FENCE TO LIMIT RADIATION FROM FLARING TO AN ACCEPTABLE LEVEL AND BURN PIT TO BE LOCATED AT SUITABLE DISTANCE FROM ROADS GIVEN.
 - EACH WELL HAS ITS OWN BURN PIT.
 - PRESSURE GAUGE FOR CASING PRESSURE INDICATION.
 - THE PIPEWORK SHALL BE STRIPPED UP TO THE BREAK FLANGES FOR WELL WORK OVER.
 - ALL INSTRUMENT TAGS SHOWN IN THIS P&ID ARE PREFIXED WITH PLANT IDENTIFIER IN THIS P&ID:

- PLANT IDENTIFIER: TRHT
WELL NUMBER: 14
- CATCH BASSINS SHOULD BE PROVIDED IN PIG TRAP AREA.
 - FLEXIBLE HOSE CONNECTION USED DURING PIGGING OPERATION.
 - TWO LED INDICATORS (GREEN AND RED LIGHTS) INSTALLED ON THE WELHEAD CONTROL PANEL, INDICATE OPENING OR CLOSING OF SCSV, MASTER AND WING VALVES .
 - ORIFICE FLANGES TO BE INSTALLED 10D UPSTREAM STRAIGHT LENGTH AND 5D DOWNSTREAM STRAIGHT LENGTH.
 - PERSONAL PROTECTION INSULATION MUST BE APPLIED UPSTREAM CHOKE VALVE DUE TO ELEVATED TEMPERATURE.
 - DIELECTRIC INSULATION KIT, TYPE D.

REV	DATE	DESCRIPTION	ETABLI	VERIFIE	APPROUVE
1	20/02/2019	EMIS POUR DESIGN	H. B	M. A	A. S
0	11/01/2019	EMIS POUR DESIGN	H. B	M. A	A. S
B	02/11/2018	EMIS POUR HAZOP	H. B	M. A	A. S
A	20/06/2018	EMIS POUR APPROBATION	H. B	M. A	A. S

SONATRACH
ACTIVITE EXPLORATION ET PRODUCTION
DIVISION ENGINEERING & CONSTRUCTION

cosider CANALISATIONS

Pegaz Engineering
PEGAZ ENGINEERING

Développement des Champs de TINHERT
Réalisation du réseau de collectes et Ouvrages
Concentrés des champs de OHANET (First Gas)

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAMME
DE RACCORDEMENT DE PUIITS IKNO8

Format	Echelle	N° de plan	1146Z-TRHT-DC-C-1300038	Rev	1
--------	---------	------------	-------------------------	-----	---

REFERENCES

- [01] -Piping and Pipeline Engineering Design. Construction. Maintenance. Integrity and Repair par George. A. Antaki
- [02] -Piping Systems & Pipeline ASME Code Simplified J. Phillip Ellenberger, P.E.
- [03] -ASME B31.3 Process Piping 2018 (Revision of ASME B31.3-2016)
- [04] - API 5L [05], Spécification for Line Pipe
- [05] -Décret No.421 de la réglementation algérienne.
- [06] -Engineering Metallurgy Part Applied Physical Metallurgy Sixth Edition Raymond A. Higgins
- [07] -ASME B16.5-2020 Pipe Flanges and Flanged Fittings: NPS 1/2 through NPS 24, Metric/Inch Standard
- [08] -Piping Material Specification par Subash Chandran.
- [09] -Energy Institute, Guidance for Corrosion Management in Oil and Gas Production and Processing, May 2008.
- [10] -API RP 14E Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems 2013-2
- [11] -NACE MR0175/ISO 15156 Tuyaux et raccords
- [12] -PIPING AND INSTRUMENTATION DIAGRAMS (P&ID) (PROJECT STANDARDS AND SPECIFICATIONS). KLM Technology Group Project Engineering Standard
- [13] -B31.10M - Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
- [14] - B36.19M Stainless Steel Pipe – 2018

[15] -ASME B31G-2012 (Revision of ASME B31G-2009): Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, By Authority of The United States of America. Legally Binding Document, 2012

[16] -Técnicas Reunidas