



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

معهد الصيانة والأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département de Maintenance en Electromécanique

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Electromécanique
Spécialité : Electromécanique Industrielle

Thème

Calcul de l'Evolution des Contraintes Cylindriques en Fonction de l'Epaisseur

Présenté et soutenu publiquement par :

Nom : Dahmani

Prénom : Ahmed Abd El kader El habib

Nom : Zeghouani

Prénom : Ala Eddine

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
BOUHAMRI Nouredine	MAA	UNIV.D'ORAN 2	Président
BOUHAFS Mohamed	MCB	UNIV.D'ORAN 2	Encadreur
MEGHDIR Abed	MAA	UNIV.D'ORAN 2	Examineur

Octobre 2019

Remerciements :

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur de mémoire, Monsieur Mohammed BOUHAFS. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé. Son exigence m'a grandement stimulé.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté de me rencontrer et de répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents, ainsi que mes sœurs qui ont toujours été là pour moi, Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

A tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

DAHMANI Ahmed Abdelkader El Habib

Dédicace :

A mes chers parents,

Qui n'ont jamais cessé de formuler des prières à mon égard, de me soutenir et de m'épauler pour que je puisse atteindre mes objectifs.

A mes sœurs,

Pour leurs soutiens moral et leurs conseils précieux tout au long de mes études.

A mon encadreur Monsieur BOUHAFS qui m'a accompagné tout au long de ce projet.

DAHMANI Ahmed Abdelkader El Habib

Dédicace :

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A mes chères sœurs Thouraya, Kawter et Tharaa pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

A mon frère Mustapha pour son appui et son encouragement.

A tous mes amis pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infaillible.

Merci d'être toujours là pour moi.

ZEGHOUANI Ala Eddine

Résumé

Le pipeline est un mode de transport, sur de grandes distances de matières fluides, réalisé au moyen de tubes et accessoires sous pression, constituant un système souvent en réseau. Ce dernier est susceptible d'être attaqué par un phénomène de corrosion, qui se produit lorsque le métal réagit avec l'environnement, soit par exemple au contact de l'eau ou de la terre. Le pipeline peut se corroder au bout d'un certain temps s'il n'est pas protégé.

Notre travail comprend une simulation numérique d'un pipeline en acier de type API 5L X65 sain et contenant un défaut de corrosion, afin de suivre l'évolution des contraintes radiales et circonférentielles. Et puis appliquer une méthode de renforcement en matériaux composites.

Les résultats obtenus pour cette méthode, modélisé avec le logiciel ANSYS ont montré une bonne efficacité de la réparation du pipeline.

Mots clés : pipeline, acier API 5L X65, corrosion, défaut, ANSYS APDL, réparation, matériaux composite.

Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale	1

Chapitre I : Étude sur les pipelines et leur défaillance

I. Introduction	3
I.1. Définition	3
I.2. Les différents types de canalisations	3
I.3. Les caractéristiques mécaniques des tubes	4
I.3.1 Procédé de fabrication des pipelines	4
I.3.2. Tubes soudés en spirale.....	5
I.3.3. Tubes soudés longitudinalement.....	6
I.3.4. Tubes sans soudure.....	9
I.4. Revêtement des tubes	9
I.4.1. Revêtements extérieurs	9
I.4.2. Revêtement extérieur polyoléfine « 3 couches »	10
I.4.3. Revêtement intérieur pour l'amélioration du débit	10
I.5 Défaillance des pipelines	11
I.5.1 Défaillance par rupture ductile.....	11
I.5.2. Fissure.....	12
I.5.3. Les éraflures.....	13
I.5.4 Les enfoncements	14
I.5.5. Les défauts combinés (enfoncements + éraflures).....	14
I.6. La corrosion	15

I.6.1. Définition de la corrosion	15
I.6.2. Types de corrosions	15
I.6.3. Mécanisme de la corrosion	17
I.7. Techniques de détection des défauts dans les pipelines :	18
I.7.1. Détection visuelle	18
I.7.2. Détection par radiographie.....	18
I.7.3. Détection par ultrasons	19
I.7.4. Détection par outil intelligent	19
I.8. Conclusion.....	20

CHAPITRE II : Réparation des pipelines par matériaux composites

II.1 Introduction	21
II.2 Traitements de réparation.....	21
II.2.1 Traitements mécaniques de surface.....	21
II.2.1.1 Le sablage.....	21
II.2.1.2 L'abrasion	21
II.2.2 Traitement chimique de surface	22
II.2.2.1 Nettoyage par un solvant	22
II.2.2.2 Décapage chimique	22
II.2.3 Traitement électrochimique de surface	22
II.3.Réparation par collage	22
II.4.Système de réparation par renforcement des fibres composites	23
II.4.1. Système de réparation par matériaux composites flexible	23
II.4.2. Système de réparation par matériaux composites pré -durci	24
II.5.Matériaux des composants pour une réparation par renforcement de composite	25
II .5.1 Fibres de renforcement.....	25
II .5.2 Remplissage « Infill »	27
II.8.Conclusion	28

Chapitre III : recherche bibliographique et modèle mathématique

III.1.Introduction	29
III.2. Recherche bibliographique	29
III.3. Étude analytique de la variation des rapports contrainte, pression interne et celle des diamètres moyens et épaisseur pour les tubes spéciaux mince à l'état idéal	34
III.4. Analyse des défauts par l'analyse limite	35
a. Normes utilisées pour les tubes corrodés.....	35
b. Norme ANSI/ASME B31G et sa modification ASME B31G Modifiée.....	36
c. Norme ASME PCC-2	39
III.5. Conclusion	39

CHAPITRE IV : Simulation Numérique Et Discussion Des Résultats

IV.1.Introduction	40
IV.2.Modélisation et simulation numérique	40
IV.2.1.Présentation de code calcul Ansys Mechanical APDL	40
IV.3. Représentation de la géométrie et caractéristiques mécanique	40
IV.4.Modélisation numérique d'un tube sans défaut	41
IV.4.1.Discrétisation du domaine d'étude en éléments finis avec l'élément solide 45.....	42
IV.5. Modélisation numérique d'un tube avec défaut	43
IV.5.1.Représentation géométrique	43
IV.5.2 Modélisation numérique d'un tube comportant un défaut rectangulaire réparé par collage en composite	44
IV.6. Discussion des résultats	44
IV.6.1.Validation des résultats :	44
IV.6.2.Résultats :	47
IV.7.Répartition des contraintes radiales, circonférentielle.....	49
IV.7.1.Distribution des contraintes circonférentielles	48
IV.7.2.Distribution des contraintes radiales.....	54
IV.8.Effet de l'épaisseur de patch sur la réparation.....	58
IV.9.Effet de choix de matériaux de réparation.....	61
IV.10.Conclusion	63
V. Conclusion générale	65
Références bibliographiques	66

Listes des figures :

Figure I.1 : Pipelines

Figure I.2 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.

Figure I.3 : Les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement.

Figure I.4 : L'angle d'introduction de la bande

Figure I.5 : Formage en U (a), formage en O (b) et soudage (c).

Figure I.6 : Machine d'expansion.

Figure I.7 : Fabrication de pipes sans soudure « schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »

Figure I.8 : Revêtement FBE

Figure I.9 : Revêtement extérieur

Figure I.10 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau

Figure I.11 : Rupture d'un pipeline

Figure I.12 : Modes de ruptures

Figure I.13 : Fissuration par corrosion sous contrainte

Figure I.14 : Soudure de raboutage longitudinale dans une canalisation

Figure I.15 : Fissure dans des joints soudés

Figure I.16 : Engin de chantier en travaux

Figure I.17 : Photo d'une explosion d'un tuyau de gaz impacté par un godet d'un engin

Figure I.18 : Géométrie d'un enfoncement

Figure I.19 : Photo d'un pipeline enfoncé

Figure I.20 : Géométrie d'un défaut combiné

Figure I.21 : Photo d'une éraflure dans un enfoncement

Figure I.22 : Corrosion uniforme

Figure I.23 : Corrosion par piqûres

Figure I.24 : Corrosion bactérienne

Figure I.25 : Outil intelligent d'inspection

Figure II.1 : Traitement mécanique par abrasion, (a) : grenailage, (b) : sablage.

Figure II.2 : Réparation par composite d'une pipe en acier.

Figure II.3 : Spécimens en CFRP enveloppés durcis sous l'application sous-marine.

Figure II.4 : Réparation par renforcement composite type ClockSpring

Figure II.5 : La méthode de réparation « Remplissage Infill »

Figure III.1 : La profondeur de défaut de corrosion (mm)

Figure III.2 : Epaisseur de réparation de patch requise pour différents niveaux de défauts

Figure III.3 : Probabilité d'endommagement pour l'épaisseur et sa réduction globale du temps due à une corrosion.

Figure III.4 : Facteur de sécurité (fs) par rapport à la pression appliquée pour les trois zones de fissures.

Figure III.5 : Déplacement de défaut ultime normalisé pour divers critères de performance et valeurs des différentes épaisseurs de réparation.

Figure III.6 : Comportement de la contrainte en fonction du déplacement subit par un pipeline pour différentes températures

Figure III.7 : Comparaison entre les pressions prévues et expérimentales pour différents critères (en MPA)

Figure III.8 : Effet de la corrosion active sur l'indice de fiabilité du pipeline

Figure III.9 : Charge-déformation d'un pipe sain, corrodé et corrodé réparé avec différentes orientation des fibres

Figure III.10 : La pression d'éclatement du tube API X70 en fonction des différentes profondeurs et longueurs de défauts

Figure III.11 : déformation circonférentielle en fonction de la pression interne appliquée aux systèmes réparés

Figure III.12 : Variation de pression pendant l'essai d'éclatement pour diverses corrosions profondeurs

Figure III.13 : Variation des contraintes en fonction du rayon r

Figure III.14 : Défaut parabolique

Figure III.15 : Défaut rectangulaire

Figure III.16 : Modified ASME B31G

Figure IV.1 : Courbe de traction de l'acier X65 dans le sens tangentiel du pipe

Figure IV.2 : Le modèle géométrique du pipe

Figure IV.3 : Élément solide 45

Figure IV.4 : Maillage tétra hydrique d'une pipe sans défaut.

Figure IV.5 : Conditions aux limites considérées dans notre calcul

Figure IV.6 : Pipe qui représente la simulation de défaut de corrosion

Figure IV.7 : Géométrie d'un pipe réparé par matériaux composites

Figure IV.8 : Contrainte Von Mises d'un pipe sain

Figure IV.9 : Contrainte Von Mises d'un pipe avec défaut longueur 100 mm, profondeur 8.75 mm

Figure IV.10 : Contrainte Von Mises d'un pipe avec défaut Longueur 200 mm, profondeur 13.125 mm

Figure IV.11 : Contrainte Von Mises d'un pipe avec défaut longueur 300 mm, profondeur 8.75 mm

Figure IV.12 : Contrainte Von Mises d'un pipe avec défaut Longueur 200 mm profondeur 4.375 mm

Figure IV.13 : Illustre les résultats obtenus pour les quatre méthodes de calcul, la méthode ASME/B31G, la méthode ASME/B31G modifiée et numérique.

Figure IV.14 : Pression de rupture en fonction de la longueur du défaut

Figure IV.15 : Contrainte circonférentielle d'un pipe sain

Figure IV.16 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur

Figure IV.17 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur

Figure IV.18 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur

Figure IV.19 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.20 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.21 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.22 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut et un pipe sain .

Figure IV.23 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite de 3 mm d'épaisseur et un pipe sain

Figure IV.24 : Contrainte radiale d'un pipe sein pression interne 15 Mpa

Figure IV.25 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur

Figure IV.26 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur

Figure IV.27 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.28 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.29 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.30 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

Figure IV.31 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe sain et avec défaut.

Figure IV.32 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite de 3 mm d'épaisseur

Figure IV.33 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une enveloppe en composite 6 mm d'épaisseur

Figure IV.34 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une enveloppe en composite 9 mm d'épaisseur

Figure IV.35 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite en variant l'épaisseur

Figure IV.36 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite de 6mm d'épaisseur

Figure IV.37 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite de 9mm d'épaisseur

Figure IV.38 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite en variant l'épaisseur

Figure IV.39 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre »6 mm d'épaisseur

Figure IV.40 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre » 6 mm d'épaisseur

Figure IV.41 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre » 6 mm d'épaisseur

Figure IV.42 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe.

Liste des tableaux :

- Tableau I.1 : Propriétés mécanique des aciers pour tubes selon la norme API
- Tableau II.1 : Comparatif des propriétés des fibres de verre, carbone et aramide
- Tableau II.2 : Comparaison entre deux types de résines
- Tableau IV.1 : Propriété mécanique de l'acier API 5L X65
- Tableau IV.2 : Composition chimique en (%) du pipe API X65
- Tableau IV.3 : Dimension du pipe et les défauts de corrosion
- Tableau IV.4 : Résultats numériques acier grade API X65 avec défauts rectangulaires
- Tableau IV.5 : Caractéristiques mécaniques des fibres de carbone Epoxy Carbon UD 230 GPa Wet et fibres de verre Epoxy E Glass UD
- Tableau IV.6 : Caractéristiques mécaniques de Résine Epoxy

Liste des symboles et abréviations

Liste des symboles :

Symbole	Définition
σ_{θ}	La contrainte circonférentielle à la rupture (MPa)
D	Le diamètre extérieur de la conduite (mm)
σ_f	La contrainte d'écoulement (Mpa)
M	Le facteur de folias
d	La profondeur de la corrosion (mm)
t	L'épaisseur nominale de la conduite (mm)
l	La longueur du défaut (mm)
A	L'aire locale de la zone corrodée dans le plan longitudinal (mm ²)
A ₀	L'aire locale de la zone non corrodée (mm ²)
σ_f	La contrainte d'écoulement (Mpa)
σ_e	La limite d'élasticité (Mpa)
σ_u	La contrainte de résistance à la traction du matériau (Mpa)
D _{ext}	Le diamètre extérieur de la conduite (mm)
σ_r	La contrainte radiale (Mpa)
σ_z	La contrainte de traction (Mpa)
r _i	Le rayon intérieur du pipe (mm)
p _i	La pression interne (Mpa)
r _e	Le rayon extérieur du pipe (mm)
r	Le rayon (mm)
P _u	La pression de défaillance ou la pression ultime (Mpa)
α	Coefficient de sécurité
E _s	Module de traction axiale de la pipe selon ASME PCC2
E _c	Module de traction axiale de la couche de composite selon ASME PCC-2
t _{imn}	Epaisseur minimale nécessaire pour la réparation (mm)
P _s	Pression maximale admissible (Mpa)
σ_y	Contrainte de la rupture de l'acier de la pipe selon ASME PCC-2 (Mpa)
SMYS	La limite d'élasticité spécifique minimale pour ASME PCC-2 (Mpa)
F	La charge axiale résultante due a la flexion selon ASME PCC-2

Liste des abréviations :

Symbole	Définition
ASME B31 G	American Society of Mechanical Engineers, Etats-Unis
RSTRENG	Code pour évaluer la rupture des pipelines corrodés extérieurement, Etats-Unis.
DNV-RP-F101	Det Norske Veritas, Fondation autonome et indépendante.
API	American Petroleum Institute, Etats-Unis.
FEM	Méthode des éléments finis

Introduction

Introduction générale :

Le pipeline est un mode de transport, sur de grandes distances de matières fluides, réalisé au moyen de tubes et accessoires sous pression, constituant un système souvent en réseau. Les produits visés par ce terme sont généralement : le pétrole et autres hydrocarbures liquides, le gaz naturel et autres gaz combustibles, ainsi que certains produits chimiques. Le transit de produits alimentaires (lait, grains...) dans de longues conduites peut entrer dans cette acception. Cependant l'évacuation gravitaire des effluents (eaux usées, eaux pluviales, tout-à-l'égout...) est fait par canalisations. L'amenée d'eau dans un ouvrage hydraulique se nomme conduite forcée.

Ces derniers sont susceptibles d'être attaqués par un phénomène de corrosion, qui se produit lorsque le métal réagit avec l'environnement, soit par exemple au contact de l'eau ou de la terre. Les pipelines peuvent se corroder au bout d'un certain temps s'ils ne sont pas protégés.

Nous les protégeons de deux manières. La première comprend l'application d'un revêtement sur le pipeline au cours de sa fabrication. Le type le plus courant est le revêtement époxydique; il s'agit d'une substance semblable à la peinture qui scelle la surface en acier du pipeline. L'époxyde interfère avec les mécanismes de corrosion qui affectent le pipeline. D'autres types de revêtements spécifiques sont aussi utilisés sur le terrain pour prévenir la corrosion. Ils s'appliquent souvent à des cas précis, en fonction de la situation.

Parmi les techniques de réparation des pipelines endommagés est la réparation des structures métalliques par renforcement d'un matériau composite. Depuis une dizaine d'année, une alternative est proposée, il s'agit de renforcer ou de réparer les structures métalliques par des matériaux composites à matrice prix élevé, ils présentent un avantage économique car ils peuvent être mis en œuvre directement sur les structures pendant l'exploitation. Ceci permet de réduire considérablement les coûts de maintenance.

Le confinement des structures métalliques se réalise à l'aide d'enveloppes en matériaux composites à base de fibres de verre, de carbone ou d'aramide. Ces enveloppes appliquées aux ouvrages améliorent le confinement du métal, ainsi que sa ductilité et sa résistance. Les différents composites offrent des modules d'élasticité et des rigidités variés pouvant modifier le comportement axial et radial du métal confiné.

L'objectif de notre travail est de présenter la réparation des pipelines à l'aide de matériau composite à base des fibres (verre/carbone). Une ou plusieurs couches de composite sont simplement collées sur la coque métallique. Cette étude a été élaborée à l'aide d'une modélisation numérique du comportement d'un pipe avec défaut et avec défaut réparé.

Pour l'ensemble des résultats obtenus par des différents recherche, nous a permis d'étudier et d'évaluer les principaux défauts des pipelines ainsi les différents codes de calcul et l'évaluation du défaut de corrosion.

Le mémoire sera présenté en quatre chapitres. Dans la première partie, nous présenterons dans un premier temps les pipelines et leur importance économique dans le monde. Ensuite les caractéristiques chimiques et mécaniques de ces derniers et les méthodes de fabrication des tubes et finalement les principales causes de leurs dégradation et enfin les méthodes de leurs réparation.

La deuxième partie, nous aborderons les traitements de réparations et la réparation des pipelines par collage. Ensuite, le système de renforcement avec des fibres en composites. La troisième partie s'articulera autour de deux parties distinctes. La première partie comporte une recherche bibliographique sur les défauts des pipelines et la réparation avec matériaux composites. La deuxième partie est une étude analytique de la variation des rapports contrainte, en fonction de la pression interne et celle des diamètres moyens et épaisseurs pour les tubes spéciaux mince à l'état idéal. Ensuite une analyse des défauts par l'analyse limite.

Ensuite on détermine l'ensemble des lois expérimentales qui permet de calculer la pression critique pour un pipe corrodée.

Le quatrième chapitre comporte dans la première partie une simulation numérique par méthodes des éléments finis. La deuxième partie de ce chapitre sera consacré aux discussions des résultats obtenus par la modélisation numérique.

Nous terminerons le mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I :

**Etude sur les pipelines et leur
défaillance**

I. Introduction :

Le transport par canalisation est généralement le moyen le plus économique de transporter du pétrole ou du gaz naturel sur de grandes distances terrestres. Pour traverser de grandes distances maritimes, bien que des techniques sous-marines existent, le transport maritime par pétrolier ou méthanier est plus économique. Le transport par canalisation de ces hydrocarbures utilise majoritairement des tubes en acier, soudés bout à bout et revêtus par enrobage pour mieux résister à la corrosion et aux agressions chimiques ou mécaniques. [1]

I.1. Définition :

Un pipeline est un mode de transport des matières fluides réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau. [1] Le réseau de transport par canalisation assure l'acheminement, au profit des utilisateurs, de toute production d'hydrocarbures des points d'entrée aux points de sorti. [2]

I.2. Les différents types de canalisations :

Selon le produit transporté, les pipelines portent des noms spécifiques : gazoduc, oléoduc, etc. Ceux-ci sont assujettis à une réglementation qui leur est propre tout comme le sont les techniques de construction et d'exploitation. Les principaux systèmes de transport par canalisation concernent [1] :

- Le gaz naturel, transporté par gazoduc.
- Les hydrocarbures liquides, dont surtout le pétrole, transportés par oléoduc.

Il existe bien d'autres produits acheminés sur des distances parfois importantes, justifiant le terme de « transport », par différenciation avec des distributions locales [1] :

- L'eau douce, principalement pour l'irrigation, dans des conduites ou émissaires ou aqueducs ;
- L'eau salée ou saumâtre, appelée « saumure », dans des saumoducs ;
- L'oxygène dans des oxygénoducs.
- L'hydrogène dans des hydrogénoducs.
- L'éthylène dans des éthylénoducs.



Figure I.1 : pipelines

I.3. Les caractéristiques mécaniques des tubes :

Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures nécessite l'emploi des tubes de grand diamètre, exploités à des pressions plus élevées. Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées. C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100. Les aciers des tubes peuvent être divisés en deux groupes : aciers au carbone faiblement alliés et aciers à faible teneur en carbone. Dans le premier groupe, on trouve les aciers ferrito-perlitique X42 à X52 (selon API) renfermant jusqu'à 0,3 % C, 1,6% Mn, 0,7 % Si. Dans le deuxième groupe on trouve les aciers ferrito-perlitiques faiblement alliés à basse teneur en carbone X56, X50, X65, X70 renfermant 0,12 % C, 0,45 % Si, 0,25 % S, 1,9 % Mn, 0,1 % V, 0,1Nb, 0,015 % Al. Pour les conduites de diamètre supérieur à 1020 mm, destinée à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé [3].

Les qualités d'acier couramment utilisés dans la construction des pipelines sont définies dans deux spécifications de l'API qui sont adoptées depuis 1992 par l'industrie pétrolière américaine dénommée : 5L pour les qualités normales. 5LX pour les qualités à haute résistance. Les qualités d'acier les plus employées ont les propriétés mécaniques présentes dans le Tableau I.1.

Spécification API	Grade	Limite d'élasticité (kg/mm ²)	Résistance à la rupture (kg/mm ²)
5L	X42	21	34
5L	X46	25	42
5LX	X52	29	42
5LX	X56	32	45
5LX	X60	37	47
5LX	X65	39	52
5LX	X70	41	55

Tableau I.1 : Propriétés mécanique des aciers pour tubes selon la norme API[11].

I.3.1. Procédé de fabrication des pipelines :

La multiplicité des diamètres et des épaisseurs des tubes et le développement avec le temps de leurs techniques de fabrication [1], constituent les raisons de la diversité du réseau de transport gazier algérien. On retrouve :

- Les tubes soudés sous la forme spirale.
- Les tubes soudés sous forme longitudinale.
- Les tubes formés sans soudure.

Les tubes dits de grands diamètres sont utilisés dans le transport. Cette appellation est réservée aux tubes de diamètres extérieurs supérieurs à 406 mm (16"). Ils sont obtenus par formage suivi de l'opération de soudage en long ou en spirale de tôles laminées à chaud.

I.3.2 Tubes soudés en spirale :

La fabrication des tubes soudés en spirale est réalisée en continu sur des machines à souder. Après déroulement de la bobine en bande par un train d'entraînement, la tôle est poussée dans la cage de formage où elle subit une déformation de cintrage sous l'action d'un vérin. L'obtention du formage en spirale est réalisée par l'inclinaison d'un angle α entre l'axe initial de la bande et l'axe de sortie du tube (Figure I.2).

L'enroulement des tubes en spirale permet d'obtenir des tubes calibrés sans avoir besoin de recourir à des étapes de fabrication supplémentaires telles que l'expansion ou le calibrage. De ce fait, le tube précontraint lors de la phase de pliage le reste par la suite. Pour des épaisseurs de paroi au-dessus de 20 mm, on utilise habituellement des tôles fortes. Ce procédé permet une exploitation économique optimale de la largeur de bande disponible, par le rapport largeur de bande-diamètre.

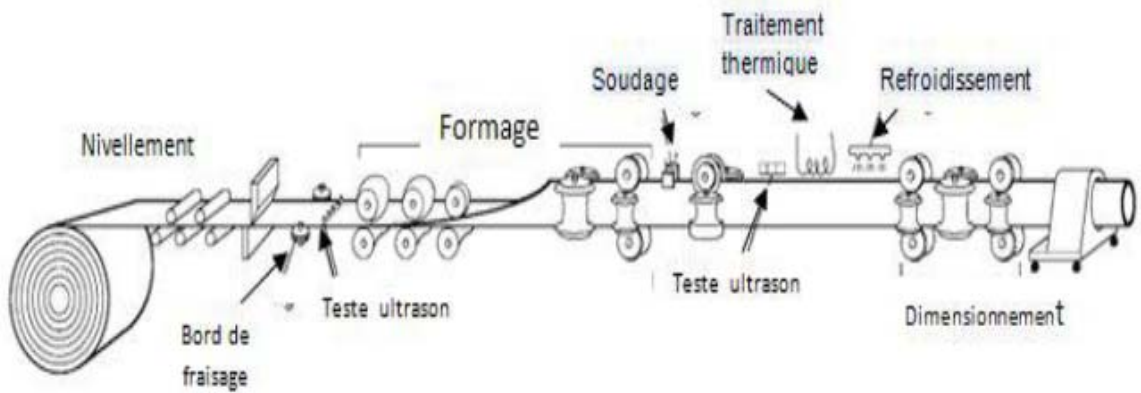


Figure I.2 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale.

Le processus de formage ou de cintrage du tube est conditionné par l'angle d'introduction de la bande selon la relation :

$$\sin \alpha = \frac{B}{D.\pi} \tag{I-1}$$

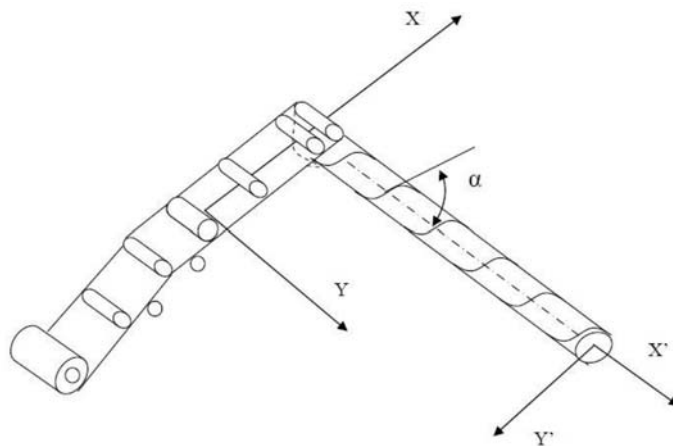


Figure I.3 : L'angle d'introduction de la bande

Chapitre I : Étude sur les pipelines et leurs défaillances

Les limites théoriques d'angle ne peuvent, en pratique, pas être exploitées. Si l'angle est trop aigu, il s'en suit une instabilité du processus de cintrage. Les valeurs limites pour la fabrication, sont comprises entre 15° et 50°. La gamme des diamètres, dans laquelle les tubes spirale sont fabriqués, s'étale de 400 à 3000 mm environ, avec des épaisseurs allant jusqu'à 30 mm. La fabrication des tubes spirale peut être subdivisée suivant les opérations principales suivantes :

- La préparation de la bande.
- La bande de rabouillage.
- Le soudage.
- Le cintrage et le parachèvement des tubes.
- La réception et l'inspection

La préparation de la bande et des rives de la bande ainsi que des soudures de rabouillage influent directement sur la qualité du tube qui nécessite une attention particulière.

A l'entrée de la machine pour tubes spirale, on effectue les opérations suivantes :

- Déroulage de la bande
- Dressage de la bande de cisailage
- Chanfreinage des rives de la bande
- Cambrage des rives pour éliminer l'effet de toit.

A l'entrée de la cage de formage, on effectue la passe intérieure de soudure alors que la passe extérieure est effectuée sur le tube formé.

Les procédés de découpage sont :

- L'oxycoupage.
- La découpe au plasma.

I.3.3 Tubes soudés longitudinalement :

Les tubes de grand diamètre soudés longitudinalement sont fabriqués selon le procédé "UOE", désignation qui reprend la variation de la forme au cours de la fabrication. Le procédé comporte trois étapes principales : formage, soudage, expansion et calibrage. De plus, la première étape est divisée en trois sous étapes : croquage de tubes, formage en U et formage en O.

Le formage des gros tubes soudés longitudinalement s'effectue à partir de tôles dont la largeur est voisine du périmètre du tube fabriqué et l'épaisseur égale à celle du tube. La mise en forme de la tôle est réalisée de façon unitaire par croquage des rives (C-forming) et formage à la presse.

Plus précisément, la tôle est cisailée en largeur et chanfreinée. Les rives sont croquées au rayon du tube, soit à la presse, soit par des galets. La tôle est ensuite formée en "U" et "O" par des presses extrêmement puissantes.

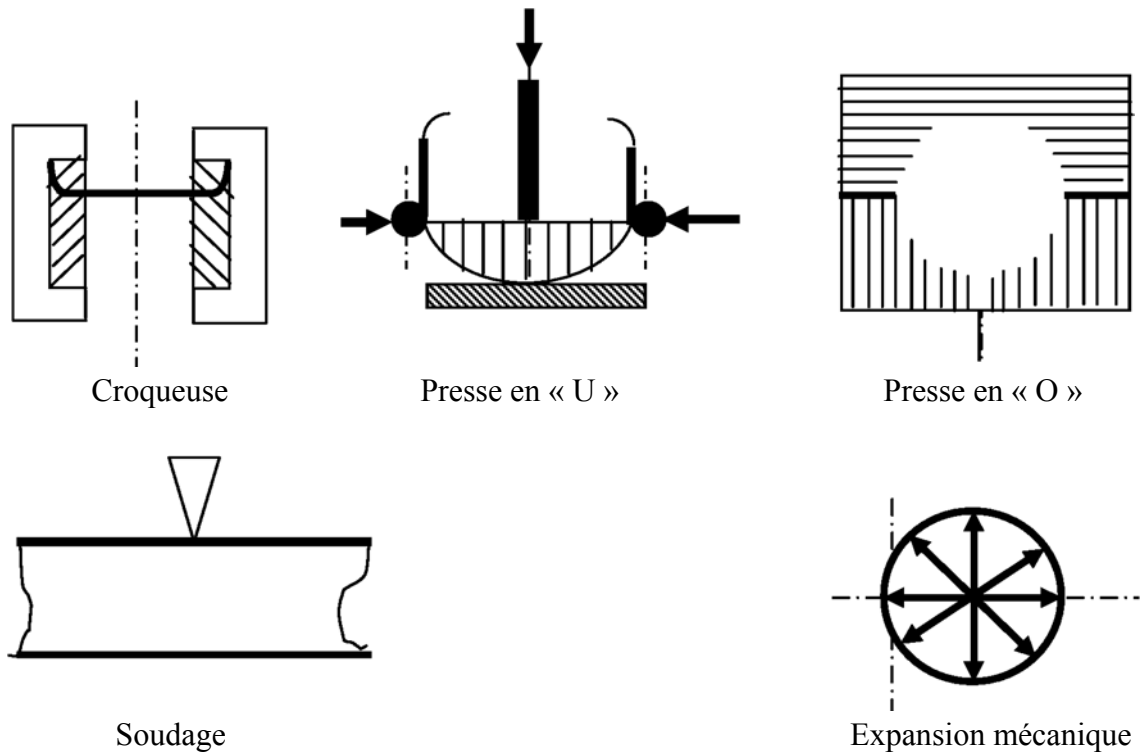


Figure I.4 : Les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement.

Pour obtenir des produits de haute qualité, il est nécessaire de comprendre parfaitement chaque étape de la mise en forme. L'effet de chaque opération de formage : croquage, U-formage et O-formage a été étudié par [3] en utilisant la méthode des éléments finis. Ces opérations successives sont directement liées et influencent la forme finale ainsi que les caractéristiques mécaniques du tube. La fabrication des tubes soudés longitudinalement comporte trois étapes :

a) Formage :

Après croquage des rives de la tôle, celle-ci est pliée en deux étapes en utilisant deux presses de forme différente. La première confère au tube une forme en 'U', tandis que la seconde lui donne une forme circulaire (Figure I.5).

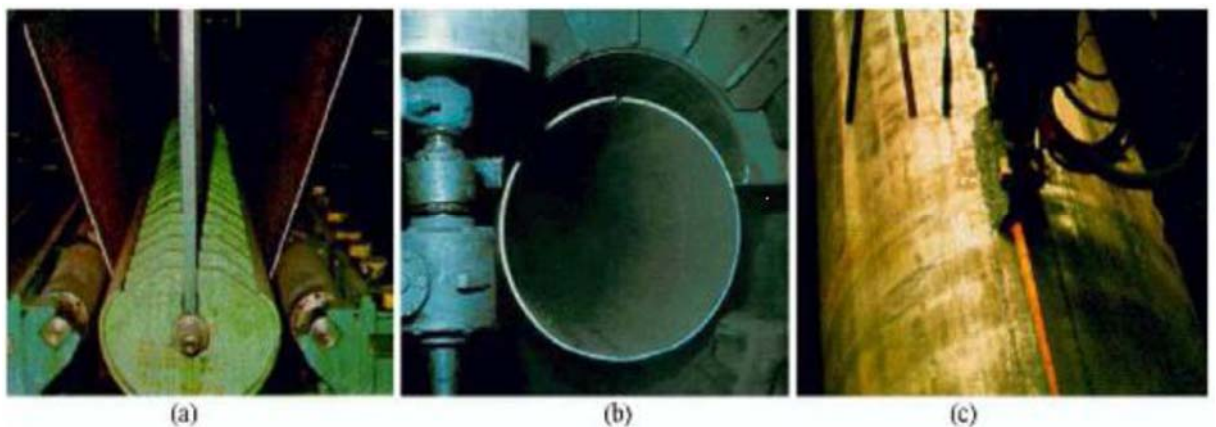


Figure I.5 : Formage en U (a), formage en O (b) et soudage (c).

b) Soudage :

Le soudage est effectué intérieurement et extérieurement à l'aide de têtes soudeuses automatiques en utilisant la technique de soudage à l'arc sous flux. Le cordon intérieur est généralement réalisé en premier lieu.

c) Expansion et calibrage :

Dans le but d'obtenir des tubes de section parfaitement circulaire, ceux-ci sont soumis à une expansion mécanique qui leur fait subir une augmentation de diamètre de 1 à 1.5 % (Figure I.5). Cette opération a pour conséquence de relaxer les contraintes résiduelles.

L'opération d'expansion induit des déformations qui sont uniformes dans l'épaisseur et assez importantes pour éliminer presque totalement les contraintes résiduelles résultant des différentes étapes de formage du tube. Cependant, pour la zone affectée thermiquement, cela est loin d'être le cas. En raison de la géométrie du cordon de soudure, les déformations induites dans l'épaisseur du tube lors de l'expansion ne sont pas uniformes. Ainsi, en plus des contraintes thermiques, l'expansion laisse des contraintes résiduelles de compression au pied du cordon de soudure aussi bien en paroi interne qu'en paroi externe.

Les mesures aux rayons X des contraintes résiduelles réalisées sur la partie courante du tube, c'est-à-dire loin de la soudure montrent que celles-ci sont pratiquement nulles et confirment les résultats des calculs analytiques [3].

Le principe du calibrage est très simple, la machine d'expansion est équipée d'un expanseur mécanique dont la forme extérieure est circulaire. Il peut se déplacer radialement, donc tirer le tube suivant la direction circonférentielle et la section du tube devient circulaire. La tête de la machine d'expansion est assemblée à une longue poutre qui peut se déplacer suivant la direction longitudinale. Un vérin hydraulique est utilisé pour maintenir la parfaite rectitude du tube. Comme le tube est très long (12 à 14 m), deux machines d'expansion symétriques sont utilisées pour le calibrage. Chaque machine agit sur une moitié du tube. De plus, comme l'expanseur est d'environ 800 mm de long, la phase de calibrage est divisée en plusieurs étapes successives. Les travaux de sur la modélisation 3D par éléments finis ont montré un rôle important du calibrage sur la forme finale et l'inflexion longitudinale du tube [3].

La mise en forme du tube est complexe. Les paramètres de fabrication influencent considérablement les caractéristiques du produit final. Il est ainsi intéressant de comparer les caractéristiques mécaniques de la tôle servant à fabriquer un tube et celles du tube fini. En supposant une utilisation dans les règles de l'art et un contrôle soigneux, on peut affirmer que les procédés mentionnés sont qualitativement équivalents.

Une pré-déformation a des effets sur les propriétés de traction et sur la ténacité du matériau. Pour les propriétés de traction, l'effet immédiat d'une pré-déformation est d'augmenter la limite d'élasticité par écrouissage. L'effet sur les autres propriétés de traction est moins évident. Pour l'acier A533B, seule la limite d'élasticité varie [3].

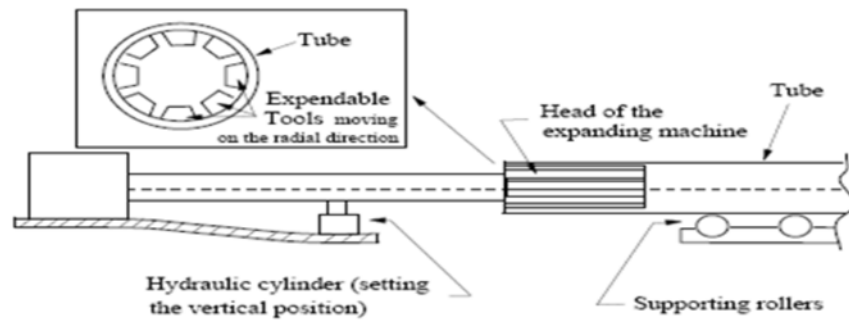


Figure I.6 : Machine d'expansion.

I.3.4. Tubes sans soudure :

Les tubes formés sans soudure, sont généralement de petits diamètres et de longueurs inférieures à 450 mm, la méthode principale de fabrication de ce type de tube consiste à extruder le métal entre la filière et l'aiguille. On obtient un tube monobloc sans soudure. Il existe une variante dite filage sur nez d'aiguille où l'aiguille est fixe.

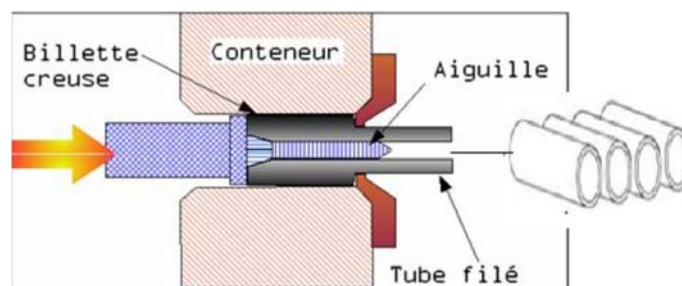


Figure I.7 : Fabrication de pipes sans soudure « schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure »

I.4. Revêtement des tubes :

On utilise généralement la technique classique des trois couches et du Fusion-Bonded Epoxy (FBE) pour l'isolation extérieure. Nous utilisons aussi bien de la polyoléfine que du polyéthylène (PE) et du polypropylène (PP). L'objectif principal est de protéger le tube par le processus de Revêtement de la corrosion interne et externe.

I.4.1. Revêtements extérieurs :

Revêtement Fusion Bonded Epoxy Les revêtements FBE constituent des couches de résine durcissant thermoplastiques, qui sont apposées par un procédé thermostatique sur les tubes d'acier, les protègent ainsi de la corrosion. Le FBE peut être utilisé à des températures d'exploitation allant jusqu'à 110 °C, l'épaisseur typique est comprise entre 350 et 450 micromètres. Une deuxième couche confère au pipeline une excellente résistance aux détériorations, même dans les conditions environnementales les plus difficiles [9].

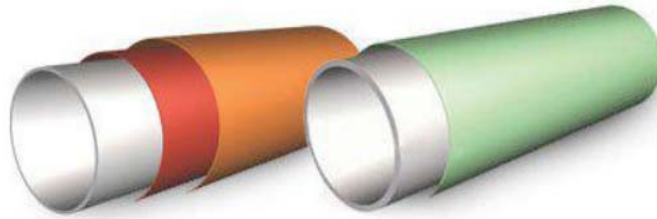


Figure I.8 : Revêtement FBE

I.4.2. Revêtement extérieur polyoléfine « 3 couches » :

Le revêtement polyoléfine « 3 couches » est une combinaison de résine thermoplastique durcissant, de couche d'adhérence copolymère et de thermoplastique apposée sur les tubes d'acier afin de garantir une protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques.



Figure I.9 : Revêtement extérieur

I.4.3. Revêtements intérieurs pour l'amélioration du débit :

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur typique de 60 à 100 micromètres. Il en résulte une amélioration de la capacité de transport du gaz, une minimisation des résistances de friction et donc une réduction des stations de compression. La simplification du nettoyage et la protection temporaire contre la corrosion font du revêtement Flow Coating une solution unique et économique pour le transport du gaz

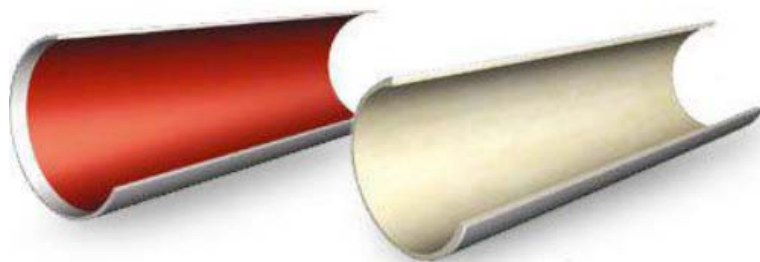


Figure I.10 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines d'eau

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes dans une épaisseur de 400 à 500 micromètres. Pour se faire, nous utilisons une nouvelle génération de résines époxy sans solvants. Un des objectifs permanents de l'exploitation des pipelines est d'assurer des transports massifs d'hydrocarbures dans le respect de l'Environnement et de la Sécurité. Cet objectif est atteint par la mise en œuvre de plan de surveillance et de

maintenance qui est destiné à maintenir l'intégrité des lignes et éviter toute perte de confinement [9].

I.5. Défaillance des pipelines

I.5.1. Défaillance par rupture ductile :

La rupture ductile se caractérise par une forte énergie de rupture, une importante déformation à rupture, un faciès mat et fibreux et par la possibilité de déformation plastique importante. Elle se manifeste essentiellement par la présence des inclusions ou précipités. Elle résulte de la naissance des cavités, l'allongement de ces cavités dans le sens de déformation et coalescence de celles-ci par striction ou cisaillement qui conduisent à la rupture finale. Les défauts responsables de l'amorçage dans la rupture ductile sont essentiellement les éléments d'addition dans les alliages, les inclusions, les précipités (par traitement thermique) et les joints de grain (points triples). À l'échelle macroscopique, on voit des micro-reliefs appelés cupules [10].

Dans les matériaux des gazoducs alliés, il existe des particules composées de différents éléments d'alliages très fragiles et ne peuvent accommoder la déformation plastique de la matrice. Comme ces particules ne peuvent pas se déformer aussi facilement que la matrice, elles perdent leur cohérence avec la matrice quand une déformation plastique intense se produit dans leur voisinage et permettent la formation de minuscules trous qui croissent par glissement et qui provoquent la rupture.



Figure I.11 : Rupture d'un pipeline [5]

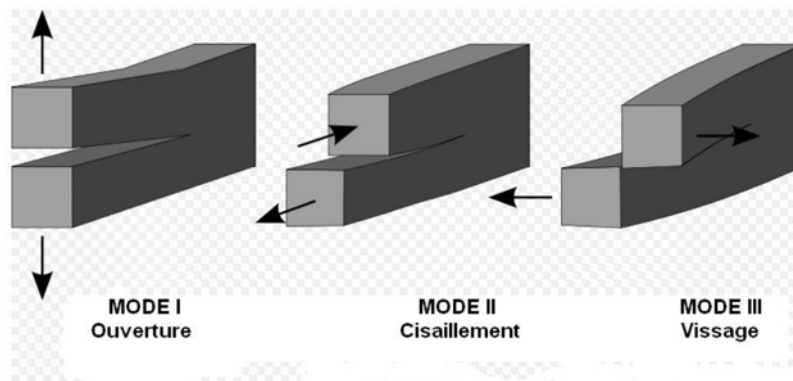


Figure I.12 : Modes de ruptures.

I.5.2.Fissure :

La fissure est un défaut ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elles entraînent une grande concentration de contrainte à son fond. Sa propagation, sous l'effet de contraintes suffisantes, combinées ou non avec un environnement agressif (corrosion sous contrainte) mène à la rupture.

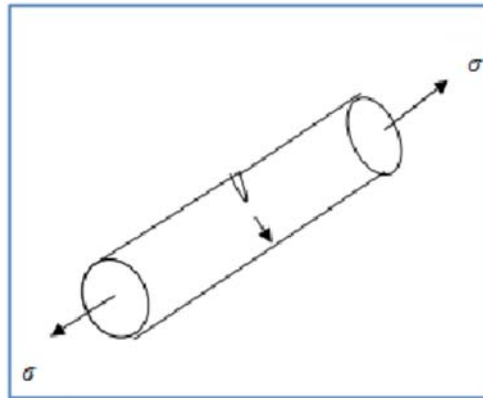


Figure I.13 : Fissuration par corrosion sous contrainte

Les défauts de surface résultent peut être causés par les défauts de soudures et sont assimilés à des fissures semi elliptiques par conservatisme. Les canalisations sont le plus souvent assemblées à partir de la jonction de tubes d'acier soudés. Ces tubes sont roulés et soudés longitudinalement en usine, par contre les soudures bout à bout (soudure de rabouillage) sont réalisées sur chantier.

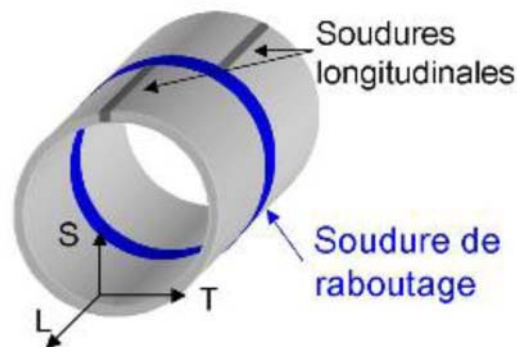


Figure I.14 : Soudure de rabouillage longitudinale dans une canalisation

Les soudures longitudinales réalisées lors du formage du tube en usine sont considérées comme moins critiques vis-à-vis de la rupture de la canalisation, car elles sont contrôlées avant de transférer les tubes sur chantier. Par contre, les soudures réalisées sur chantier (soudage bout à bout) peuvent présenter des fissures car elles sont parfois réalisées dans des conditions difficiles. De plus, elles ne sont pas forcément contrôlées [10]. Les défauts

rencontrés dans les joints soudés sont généralement assimilés à des fissures, comme celles résultant d'un manque de pénétration de la matière (voir figure I.15).

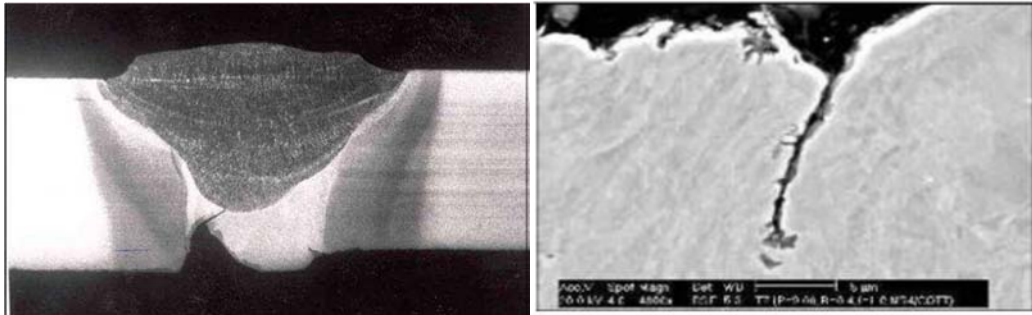


Figure I.15 : Fissure dans des joints soudés [10]

I.5.3. Les éraflures :

Une éraflure est un endommagement superficiel de la surface dû à un contact avec un objet étranger qui provoque un enlèvement de matière (figure I.16). Cette éraflure peut être considérée comme une entaille. Les dimensions d'une éraflure sont définies de façon que la longueur soit plus grande que la largeur [10].

Lors des opérations de maintenance des tuyaux, il arrive que par maladresse ou négligence ou par défaut de précautions, le tuyau soit soumis à des agressions mécaniques.

Lorsque les personnes intervenant sur chantier n'arrivent pas à localiser le tuyau enterré avec suffisamment de précision, il arrive fréquemment que le tuyau soit soumis à un choc provoqué par un outil (coup de pic par exemple) ou un engin de chantier (choc d'une dent de godet par exemple, voir Figure I.16).

La plupart du temps, l'incident passe inaperçu ou n'est pas signalé tout simplement. Le choc causé par l'agression externe peut néanmoins provoquer de graves endommagements au tuyau. En service, l'action de la pression pourra provoquer une rupture localisée qui provoquera elle-même une fuite et éventuellement une explosion. Un exemple récent de grave accident résultant de ce processus a eu lieu en Belgique en été 2004.



Figure I.16 : Engin de chantier en travaux [10] **Figure I.17** : Photo d'une explosion d'un tuyau de gaz impacté par un godet d'un engin [10]

I.5.4. Les Enfoncements :

Un enfoncement dans un pipeline est une déformation plastique permanente de la section circulaire de la paroi du tube dû à un impact avec un corps étranger (exemple : le godet d'un engin en travaux pour les canalisations enterrées ou posées par terre, les ancres des bateaux pour les pipelines immergés). Autrement dit un enfoncement est un changement de la courbure de la paroi du pipeline sans changement d'épaisseur. La profondeur de cet enfoncement est définie comme la réduction maximale du diamètre du tuyau par rapport à son diamètre initial (voir Figure 18 et 19) [10].

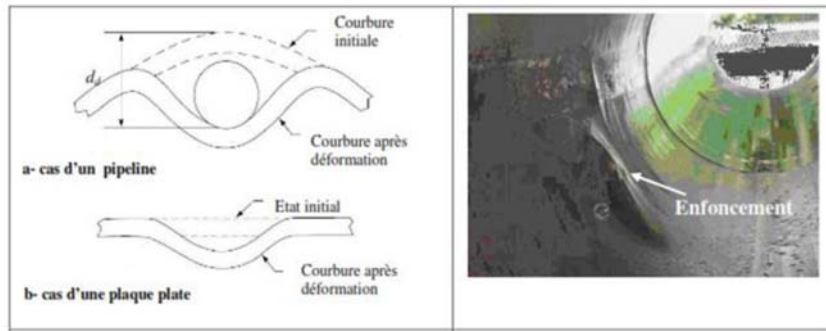


Figure I.18 : Géométrie d'un enfoncement [10]

Figure I.19 : Photo d'un pipeline enfoncé [10]

La présence des enfoncements dans les tuyaux peut se résumer au cas suivants [10]:
Indentation lisse (Plain dent) : ce type d'enfoncement correspond à celui où il n'y a pas de réduction de l'épaisseur de la paroi du tube.

Indentation pliée (kinked dent) : c'est un enfoncement qui provoque un changement brusque de la paroi du pipeline.

Indentation dans des soudures : cette configuration traduit la combinaison d'un enfoncement et d'un autre défaut car les soudures sont susceptibles de présenter des fissures, ...

I.5.5. Les défauts combinés (enfoncements + éraflures) :

Un enfoncement est une déformation plastique permanente de la section du pipeline dû à un contact avec un corps étranger (agression externe), ce même contact peut aussi provoquer un enlèvement de la matière. Dans ce cas, on se retrouve dans une situation où on a un défaut combiné (enfoncement + éraflure, voir Figure I.19 et I.20). Ce type de défaut est très compliqué car il implique des non linéarités géométriques et matérielles.

La présence d'un défaut tel qu'un enfoncement + éraflure dans une canalisation est très dangereuse. En effet, en plus de la concentration des contraintes provoquées par l'agression externe, il y a aussi une réduction de l'épaisseur du pipeline due à la présence de l'éraflure. En conséquence, on constate une diminution locale de la résistance mécanique de la canalisation [10].

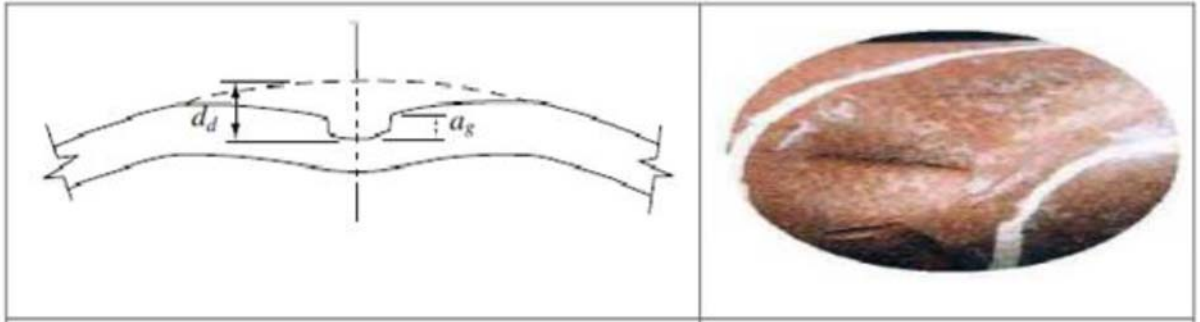


Figure I.20 : Géométrie d'un défaut combiné [10] **Figure I.21** : Photo d'une éraflure Dans un enfoncement [10]

I.6. La corrosion

I.6.1. Définition de la corrosion :

La corrosion d'un matériau est la dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet de l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres Fluides. Compte tenu du nombre important de paramètres intervenant dans le processus électrochimique, la corrosion est un phénomène très complexe. La corrosion peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal/environnement. C'est un phénomène naturel qui tend à faire retourner les métaux à leur état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif [4].

I.6.2. Types de corrosions

a) Corrosion uniforme

La corrosion uniforme est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion est habituellement prévu pour les pièces faisant partie d'élément structural qui peuvent être sacrifiés au fil du temps, mais elle affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est Fe_3O_4 .

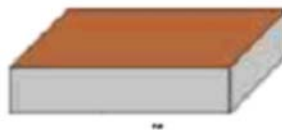


Figure I.22 : Corrosion uniforme

b) Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse :

La corrosion par piqûres et la corrosion caverneuse sont des cas particuliers de corrosion galvanique dans lesquels la perte de métal est localisée sur une zone de métal relativement petite.

Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. Cette situation peut survenir lorsque les conditions de l'écoulement provoquent un faible débit ou une stagnation, par exemple, dans les petites

fissures, les espaces ou les criques, comme celles associées à la présence de boulons ou de joints d'étanchéité, ou encore aux points de contact entre les métaux

La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pénétrer le tartre. En l'absence relative d'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde. Ce phénomène est illustré à la figure I.23.

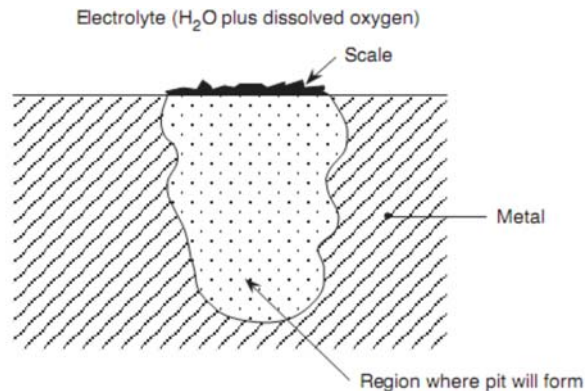


Figure I.23 : Corrosion par piqûres

c) Corrosion-érosion :

La corrosion-érosion se produit lorsque le débit de l'eau se combine à la corrosion pour augmenter considérablement la vitesse d'enlèvement du métal par rapport à la vitesse d'enlèvement à des débits plus faibles. L'effet du débit est dû à l'enlèvement des ions métalliques et des couches protectrices à mesure qu'ils se forment, ce qui accroît la force d'entraînement de corrosion chimique et peut empêcher la formation d'une couche protectrice. Cet effet est l'une des principales causes de perte de métal dans les tubes des condensateurs de vapeur en alliage de cuivre. Les particules fines et d'autres particules issues des produits de corrosion comme le sable et le limon dans le fluide de refroidissement peuvent également accroître la vitesse de corrosion

d) Corrosion induite microbiologiquement (CIM) :

Les bactéries, que l'on trouve couramment dans l'eau stagnante, favorisent la corrosion induite microbiologiquement (CIM). Le phénomène peut se produire avec ou sans oxygène, parce que certaines bactéries ont évolué de manière à se reproduire dans l'une ou l'autre condition. Par exemple, la bactérie thiobacillus ferroxi dans peut oxyder le soufre et le transformer en acide sulfurique dans les circuits refroidis à l'eau.

Des nodules de bactéries qui aiment l'oxygène peuvent se déposer à la surface des métaux, ce qui crée des conditions semblables à celles décrites à la section de la corrosion par piqûres.

La chloration et le remplacement des tubes des échangeurs de chaleur sont des moyens permettant de contrôler la corrosion dans les échangeurs de chaleur à l'aide de l'eau de service.

La cellule électrolytique présentée ici possède deux électrodes ; une anode en acier, qui cède des électrons, et une cathode de cuivre, qui les reçoit et les transfère aux ions hydrogène.

La cellule électrolytique peut également être utilisée pour éviter la corrosion. Par exemple, si l'électrode de cuivre dans le schéma ci-dessus est remplacée par du magnésium métal, l'électrode en acier deviendra la cathode à mesure que l'électrode de magnésium (anode) se dissout (se corrode) pour produire des ions magnésium positifs. Le magnésium métal se dissout de manière préférentielle parce que sa tendance à céder des électrons est plus grande que celle de l'acier. Ce phénomène porte le nom de protection cathodique. Lorsque des électrodes composées de deux métaux différents sont reliées, tel qu'indiqué à la figure I.24, le métal ayant une tendance plus grande à céder des électrons constituera toujours la cathode. D'autres facteurs ont une incidence sur la vitesse de corrosion galvanique, notamment :

- La concentration d'oxygène dans l'électrolyte (eau industrielle). L'oxygène peut s'appropriier des électrons de la cathode, et réagir avec les ions hydrogène dissous pour produire de l'eau.
- L'élévation de température, habituellement, augmente la vitesse des réactions chimiques. La corrosion est une réaction chimique.
- La conductivité de l'eau (électrolyte). Il est évident que la concentration de l'eau doit respecter le principe ALARA (niveau le plus faible qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre) afin d'accroître la résistance du circuit au transfert d'électrons et, par conséquent, de réduire la vitesse de corrosion.
- Le rapport de la surface active de la cathode à celle de l'anode (rapport de surface active cathode/anode). La vitesse de corrosion augmente à mesure que la surface relative de la cathode augmente, parce que la résistance qui s'oppose au transfert des électrons diminue (l'intensité de courant augmente).

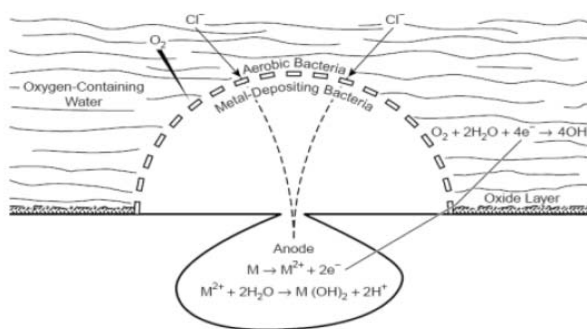


Figure I.24 : Corrosion bactérienne. [13]

I.6.3. Mécanisme de la corrosion :

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés[5]. Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H_2S et de la température, mais elle est indépendante de la pression [6].

Si la concentration en H_2S dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par H_2S est provoquée selon le mécanisme suivant :

La réaction à l'anode : $Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e^{-}$

Dissociation de $H_2S : H_2S \rightleftharpoons H^{+} + HS^{-}$
 $HS^{-} \rightleftharpoons S^{2-} + H^{+}$

La réaction à la cathode : $2H^{+} + 2e^{-} \rightleftharpoons H_2$
 $Fe^{2+} + S^{2-} \rightarrow FeS$
 $Fe + H_2S \rightarrow FeS + H_2$

En présence de l'eau, l'hydrogène sulfuré (H_2S) contribue à acidifier le milieu, tout comme le CO_2 .

I.7. Techniques de détection des défauts dans les pipelines

La détection des défauts consiste à l'inspection des réseaux de pipelines dans les canalisations, en effet, L'inspection est l'ensemble des théories et procédés aptes à fournir les informations sur la santé d'une pièce ou d'une structure sans qu'il en résulte des altérations préjudiciables à leur utilisation ultérieure [7]. Les pipelines étant soumis à des efforts internes des produits [gaz ou pétrole] (boostés par des pompes) et des efforts externes comme il a été indiqué auparavant, des inspections deviennent plus que nécessaire. Parmi ces moyens de détection nous pouvons citer :

- La détection visuelle.
- La détection par radiographie.
- La détection par ultrason.
- La détection par outil intelligent.

I.7.1. Détection visuelle

Une équipe de contrôleurs expérimentés inspecte toutes les surfaces extérieures du tube. Ils signalent toutes les anomalies d'aspect ou de forme qui pourront être corrigés. Notons que cette détection visuelle peut se faire selon un échéancier préétabli souvent appelé plan de maintenance préventif et intègre la politique préventive des entreprises.

I.7.2. Détection par radiographie

C'est une méthode qui utilise la propriété des rayons X ou γ de faible longueur d'onde, aptes à traverser la matière. L'intensité du rayonnement est modifiée selon sa traversée selon qu'il rencontre le matériau sain ou les défauts inclus, en effet, un récepteur radiographique placé derrière l'objet enregistre les variations du faisceau émergent ce qui se traduit par une image ou un film comportant des différences de densité ou contraste, montrant les imperfections de la matière [5]. Ce contraste entre l'image d'un domaine contenant un défaut et celle d'un domaine exempt de défaut permet à l'observateur de distinguer l'imperfection. Cette méthode permet :

- La détection de la corrosion interne ou externe des tuyauteries calorifugées ou non.
- La recherche d'obstructions de tuyauteries ou d'accessoires.

Cette technique est surtout utilisée dans le cadre de la politique préventive conditionnelle des entreprises pour identifier d'éventuels défauts préalablement constatés

I.7.3. Détection par ultrasons

Pour des raisons de sûreté et des exigences de construction en eaux profondes ainsi qu'opérationnelles toujours plus strictes, le contrôle automatisé par ultrason remplace progressivement le contrôle radiographique pour l'inspection des soudures circulaires de pipelines. [8] Cette technologie utilise les temps de parcours d'une onde ultrasonore (perpendiculaire à la surface des tubes) dans le fluide transporté et le métal des tubes pour évaluer la distance entre le capteur et les faces internes et externes des tubes sur lesquelles l'onde se réfléchit partiellement. La différence de ses deux distances permet d'avoir une lecture directe de l'épaisseur du tube mais elle est très sensible à la propriété interne des tubes [6].

I.7.4. Détection par outil intelligent :

C'est une technologie de pointe qui permet de détecter les déformations, fissures à l'endroit exacte sur de longues distances de canalisations. Cependant il y'a des cas où on ne peut pas utiliser l'outil intelligent. Nous pouvons citer :

- La canalisation télescopique.
- La canalisation courte ou de petit diamètre.
- Coudes et cintrages de faible rayon [7].

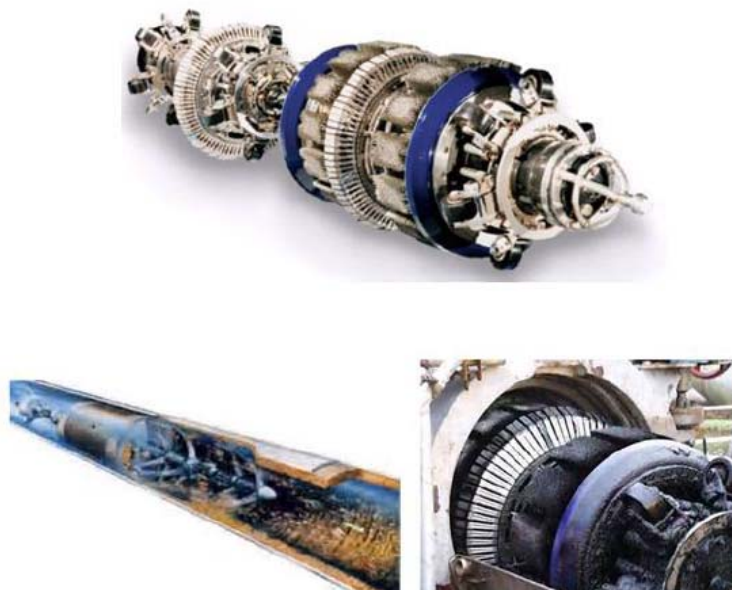


Figure I.25 : outil intelligent d'inspection [12].

Cette technique utilise de puissants aimants induisant un flux magnétique dans la paroi de la conduite. Des capteurs placés entre les pôles détectent tout changement d'intensité résultant d'une perte de métal ou d'un changement d'épaisseur. Ces capteurs se sont considérablement améliorés au point où la détection des pertes de métal est même possible au niveau des cordons de soudure et sur la face interne et externe de la paroi. Ils peuvent même être adaptés pour mesurer l'épaisseur de la conduite. [7].

I.8. Conclusion

Le système de transport des hydrocarbures par pipeline est un système en évolution à travers le monde en recherchant les solutions appropriées pour un transport fiable. Dans ce chapitre on a présenté dans la première partie une définition et une vue générale sur la technologie des pipelines. Puis on a parlé sur les propriétés qui caractérisant les aciers les plus utilisés et on a cité les différents procédés de fabrication des tubes pour le transport des hydrocarbures. Dans la deuxième partie on a effectué une recherche sur les principales causes de défaillance des pipelines tels que les fissures, la corrosion, les éraflures et les enfoncements finalement on a cité les différentes méthodes de réparation des pipelines.

Chapitre II :

**Réparation des pipelines par
matériaux composites**

II.1 Introduction

Les composites donnent des concurrences aux métaux parce qu'ils sont légers, inaltérables et que leur résistance dépasse celle de l'acier (leur rapport résistance/poids est très élevé). Depuis une dizaine d'années, ils sont présents dans le secteur de la construction, en particulier pour des interventions de renforcement d'ouvrages.

Les matériaux composites sont nés de l'association de matériaux aux caractéristiques complémentaires, pour conférer à cet assemblage des propriétés originales. Cependant, les matériaux composites ne sont utilisés de manière systématique que lorsque les matériaux traditionnels ne peuvent plus répondre aux exigences d'utilisation, leur intérêt par rapport aux métaux se situe dans le fait qu'ils sont à priori non corrodables. [18]

II.2 Traitements de réparation :

Les prétraitements de surfaces ont pour but d'éliminer les couches superficielles peu adhérentes et d'améliorer le mouillage du substrat par la colle, ainsi d'augmenter la rugosité du substrat pour favoriser l'accrochage de l'adhésif. C'est pourquoi il est nécessaire dans la plupart des cas de recourir à des traitements de surface (mécanique, chimique, etc...) du substrat pour améliorer la qualité du collage. De nombreuses méthodes de préparation de surface sont disponibles (traitements chimiques, mécaniques, etc...).

II.2.1 Traitements mécaniques de surface :

Les traitements mécaniques des surfaces de pipelines sont des procédés qui permettent d'améliorer les performances des matériaux par une action combinée de durcissement superficiel, de modification structurale et d'introduction de contraintes résiduelles de compression grâce à une déformation plastique hétérogène à la surface des composants mécaniques. Parmi ces procédés on peut citer quelques procédés comme le sablage et l'abrasion qui est le plus souvent utilisé dans le traitement de surfaces des ouvrages pétroliers.

II.2.1.1 Le sablage :

Le sablage est une technique industrielle de nettoyage des surfaces, il se fait par projection d'une poudre abrasive (oxydes durs, corindons ou alumine) à grande vitesse sur la surface à encoller à l'aide d'air comprimé au travers d'une buse, sur le matériau à décaper. On recouvre ensuite la surface traitée par un film protecteur ou par les premières enductions de colle pour éviter qu'elle ne soit endommagée ou contaminée.

II.2.1.2 L'abrasion :

Afin de rendre la surface rugueuse et plus facile à mouiller par l'adhésif, et d'éliminer la couche superficielle qui contient des impuretés, on procédera souvent à une abrasion de la surface avec un papier abrasif. Après abrasion, on doit bien sûr dépoussiérer et nettoyer soigneusement la surface avec un solvant adapté.

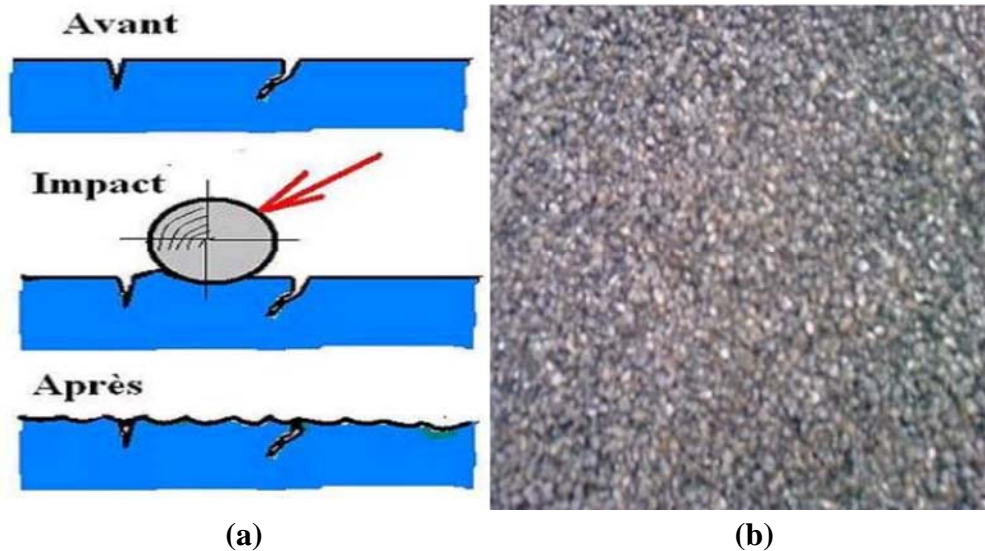


Figure II. 1 : traitement mécanique par abrasion, (a) : grenailage, (b) : sablage.

II .2.2 Traitement chimique de surface :

II.2.2.1 Nettoyage par un solvant :

Il permet d'éliminer les contaminants macroscopiques comme les corps gras, les poussières, le dégraissage peut se faire en application, en phase vapeur ou encore en immersion. La (MEC) est le solvant organique le plus couramment employée notamment pour les substrats composites [7].

II.2.2.2 Décapage chimique :

Il permet l'élimination des couches d'oxyde fragilisées, polluées ou peu actives qui se trouvent à la surface d'un substrat métallique. Il permet d'en reformer une autre avec des propriétés spécifiques à la solution acide utilisée. L'épaisseur de la nouvelle couche d'oxyde, ainsi que sa rugosité (à l'échelle du nm) en dépendent [7]. Il existe une grande variété de solutions acides utilisées pour le décapage. Citons par exemple les acides sulfuriques, chlorhydriques, sulfochromiques, phosphoriques, etc....

II .2.3 Traitement électrochimique de surface :

En plus d'une attaque chimique, on peut pratiquer une anodisation du substrat. Une couche d'oxyde est ainsi formée, dont l'épaisseur varie suivant la solution d'anodisation. Par exemple, pour l'aluminium, on peut citer l'acide chromique, l'acide sulfurique ou l'acide phosphorique. Le métal joue le rôle de l'anode, et l'oxygène réagit par échange ionique pour produire un film d'alumine [7].

II.3 Réparation par collage :

Les matériaux composites sont des matériaux performants constitués par l'association à l'échelle microscopique de plusieurs matériaux aux caractéristiques complémentaires. Cela permet d'associer un ensemble de propriétés mécaniques ou physiques qu'il serait impossible à obtenir avec les composants prisent de façon isolée. Outre le gain de poids, un autre avantage des matériaux composites est le caractère multifonctionnel qui leur est

conféré par leurs propriétés orthotropes. Ils sont en effet plus largement utilisés au fur et à mesure que les connaissances concernant le processus de fabrication, leurs caractéristiques mécaniques et physiques ainsi que leurs durabilité et comportement sous charge s'accumulent.

La caractérisation des matériaux composites à base de fibre et de résines est généralement complexe. Contrairement aux matériaux métalliques qui demandent un nombre relativement restreint d'essais, les composites à base de fibres et de résines se distinguent par la nécessité d'une multitude d'essai afin d'aboutir aux caractéristiques mécaniques et pour caractériser l'effet de l'endommagement [14] et [15].



Figure II.2 : Réparation par composite d'une pipe en acier.

II.4 Systèmes de réparation par renforcement des fibres composites :

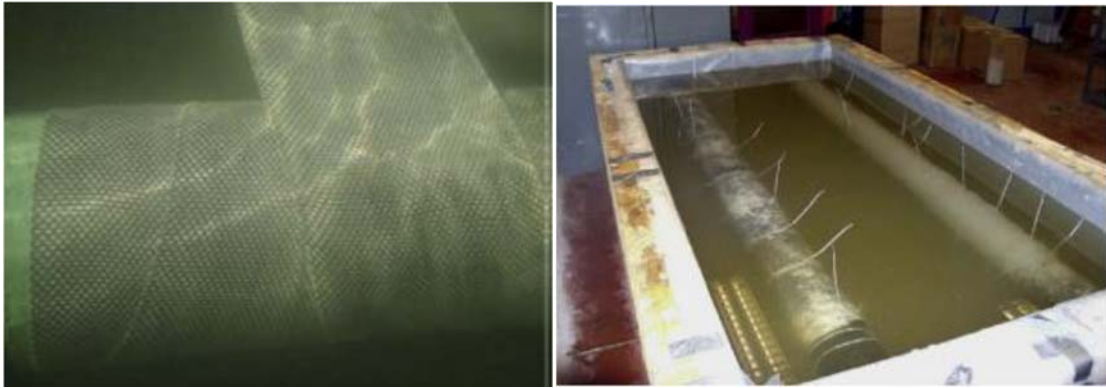
Généralement, les systèmes de réparation par collage de composite peuvent être classés en deux types : Système de réparation par matériaux composites pré -durci « Pre-cured layered » et Système de réparation par matériaux composites flexible « Flexible wetlay-up system » qui sont appliqués dans la réparation des pipelines défectueux.

II .4.1 Système de réparation par matériaux composites flexible :

Le système de réparation par matériaux composites flexible est intensivement utilisé par l'industrie de réparation de pipelines enterrés sous forme de suremballage des pipes d'acier même aux angles ou des courbures pour une vaste gamme d'applications de pression. Cette application utilise la matrice de résine qui est généralement à l'état non solidifiés. Leur solidification est réalisée après leur mise en place sur la structure.

Ce système de réparation utilise un matériau composite qui est imprégné avec des systèmes de résines différents (verre, carbone, armide,...) pour tenir compte des conditions environnementales spécifiques, telles que les applications sous-marines, les températures élevées et le froid.

Le système de réparation par matériaux composites flexible est adapté pour les réparations externes ou pour la progression future de la corrosion et de rétablir la résistance du pipeline contenant un défaut à la paroi. Cependant, le confinement de pression est l'une des lacunes du système. Ce système est également adapté aux conditions souterraines pour des applications relativement à faible et à moyenne pression. Toutefois, en raison de la complexité de préparation, l'application et le durcissement de la résine pour les systèmes flexibles, il est souvent souhaitable d'utiliser un manchon spiral pré-durci. L'application de système d'emballage dans un espace confiné est très difficile.



(a) l'emballage de composite flexible (b) Spécimens en CFRP enveloppés durcis dans des conditions d'eau de mer [14] des conditions d'eau de mer [14]

Figure II.3 : Spécimens en CFRP enveloppés durcis sous l'application sous-marine.

II .4.2 Système de réparation par matériaux composites pré -durci :

Système de réparation par matériaux composites pré-durci comprend le collage de matériaux composites renforcés par des fibres pré-durcis qui est tenu ensemble avec un adhésif appliqué sur le terrain. La figure I.13 montre le système de réparation : ClockSpringR qui est intensivement utilisé dans l'industrie de réparation des pipelines [7]. Le système WeldWrapTM est un autre exemple de système de réparation par matériaux composites pré-durci disponible dans le marché [19]. Ce type de système de réparation est un enroulement de matériau composite à haute résistance avec une structure qui lui permet d'envelopper en toute sécurité autour des pipelines. Les couches sont scellées ensemble avec un agent de liaison solide. Le défaut est rempli avec du mastic adhésif pour aider à l'appui et le transfert de charge avant leur installation.

Cette méthode de réparation est fiable pour les défauts extérieurs. La plupart des technologies de réparation moyennes sont basées sur ce principe. Cependant, la réparation à l'aide de ces systèmes est généralement limitée à des sections droites de tuyau. Elle nécessite un grand espace pour appliquer ce système sur le pipeline défectueux. En outre, l'application sous-marine de ce système est difficile car elle consiste à une application interne de la colle pour le système en couches. Ainsi, la liaison des couches et leurs performances ainsi que l'installation sont les principaux inconvénients de ce système de réparation.

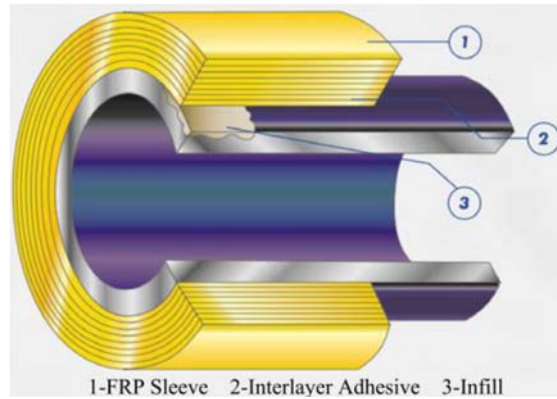


Figure II. 4 : réparation par renforcement composite type ClockSpring [10].

II.5 Matériaux des composants pour une réparation par renforcement de composite :

Les éléments d'une réparation sont choisis en fonction de la performance requise du produit composite sous des conditions de service. Les sections suivantes présentent les caractéristiques matérielles des différents composants d'une réparation par composite et leurs problèmes de performance qui visent à faciliter le choix de matériaux appropriés pour chaque type de système de réparation par composite et l'application destinée.

II .5.1 Fibres de renforcement :

Les fibres sont la charge primaire de la réalisation des composants de matériaux composites. L'orientation des fibres détermine la force et la rigidité directionnelle pour une application particulière. Les fibres de renforcement les plus couramment utilisés pour les composites sont le verre, carbone, aramide, le polyéthylène, le bore, le polyester, le nylon, des fibres naturelles, etc. dans l'industrie de réparation des pipelines, les fibres de verre, carbone et aramides sont les plus couramment utilisés vue leurs performances et leurs disponibilité sur le marché.

Les fibres de carbone possèdent de très bonnes caractéristiques mécaniques, d'autant plus que leur masse volumique est faible. En outre, il faut noter que les fibres de carbone ont une excellente tenue à haute température. En effet leurs caractéristiques mécaniques sont maintenues jusqu'à 1500°C environ.

Les fibres de verre conservent leurs caractéristiques mécaniques jusqu'à des températures assez élevées, de l'ordre de 846 °C pour le verre de type E, et de 1056°C pour le verre de type S-2. Ces fibres sont donc bien adaptées pour le renforcement des résines à tenue thermique élevée. Cependant, le coût, la disponibilité et la compatibilité sont des problèmes dans les applications de fibres de carbone.

Les fibres d'aramide se dégradent dans les conditions d'humidité riches, Néanmoins, leur utilisation est limitée par diverses faiblesses des matériaux composites à fibres aramides : Résistance faible à la compression, à la flexion, au flambement et sensibilité au cisaillement.

Hausrath [19] a présenté un résumé comparatif des propriétés des fibres de verre, carbone et aramide, qui sont présentés dans le tableau I.2. Le tableau montre la comparaison

typique de propriétés ainsi que les avantages et les inconvénients des fibres les plus couramment utilisées pour la réhabilitation des pipelines.

Propriété		Verre		Carbone	Aramide
		Type E	Type S-2	T700 SC	K49
Densité	Gm/cc	2.58	2.46	1.80	1.80
Résistance à la traction	MPa	3445	4890	4900	3000
Le module de traction	GPa	72.3	86.9	230	112.4
Résistance à la compression	MPa	1080	1600	1570	200
Contrainte à la rupture	%	4.8	5.7	1.5	2.4
Point de ramollissement	°C	846	1056	>350	>150

Tableau II. 1 Comparatif des propriétés des fibres de verre, carbone et aramide

La matrice se compose d'une résine (polyester, époxy etc.) et de charges dont le but est d'améliorer les caractéristiques de cette résine tout en diminuant le coût de production. D'un point de vue mécanique l'ensemble résine-charges se comporte comme un matériau homogène et le composite est constitué de ce matériau homogène (la matrice) et d'un renfort. Le renfort apporte au matériau composite ses performances mécaniques élevées, alors que la matrice a pour rôle de transmettre aux fibres les sollicitations mécaniques extérieures et de protéger les fibres vis –vis des agressions extérieures.

A .Les résines : Les résines utilisées dans les matériaux composites ont pour rôle de transférer les sollicitations mécaniques aux fibres et de les protéger de l'environnement extérieur, les résines doivent donc être assez déformables et présentent une bonne compatibilité avec les fibres. En outre elles doivent avoir une masse volumique, et des caractéristiques mécaniques spécifiques élevées. Compte tenu des contraintes, les résines utilisées sont des polymères modifiés par différents adjuvants et additifs (agents de démoulage stabilisant etc.), les résines sont livrées en solution sous forme de polymères non réticulés en suspension dans des solvants qui empêchent le pontage entre les macromolécules prépolymérisées.

Deux grandes familles de résines polymères existent : les résines thermoplastiques et les résines thermodurcissables :

□ Les résines thermodurcissables (TD) : Sont associées à des fibres longues, leur structure a la forme d'un réseau tridimensionnel qui se ponte (double liaison de polymérisation) pour durcir en forme, de façon définitive lors d'un chauffage (la transformation est donc irréversible). Ces résines conduisent à une structure géométrique qui ne peut être détruite que par un apport important d'énergie thermique, ainsi elles possèdent des propriétés mécaniques et surtout thermomécaniques plus élevées que les résines thermoplastiques.

Chapitre II : Réparation des Pipelines par matériaux composites

□ Les résines thermoplastiques (TP) : La famille des résines thermoplastiques est très vaste, elles possèdent la propriété d'être mises en forme plusieurs fois par chauffage, et par refroidissement successifs, donc elles peuvent être récupérées et facilement recyclées. L'intérêt des résines thermoplastiques réside dans leur faible coût, résultant à la fois des matières premières disponibles et des procédés de fabrication, toutefois ce faible coût est lié à des propriétés mécaniques, et thermomécaniques faibles.

Ces diverses résines peuvent être renforcées par des fibres courtes, cependant dans le domaine des composites ces résines ont un développement limité du fait de la nécessité de faire appel à des transformations à haute température de produits solides.

TP (Thermoplastiques)	TD (Thermodurcissables)	Matrices
Solide prêt à l'emploi	Liquide visqueux à polymériser	État de base
Illimité	Réduit	Stockage
Difficile	Facile	Mouillabilité des renforts
Chauffage + refroidissement	Chauffage continue	Moulage
Court	Long (polymérisation)	Cycle
Assez bonne	Limitée	Tenue au choc
Réduite	Meilleure	Tenue thermique
Recyclables	Perdus ou utilisés en charge	Chutes et déchets
Propreté	Émanations de solvants	Conditions de travail

Tableau II. 2 présente la comparaison entre ces deux types de résines

B. Les charges :

Il y a plusieurs types de charges parmi elles :

- les charges organiques : Les charges cellulosiques utilisées comme étant des charges de résines thermodurcissables. Ces avantages sont d'un coût peu élevé et d'une faible densité.
- les charges minérales : Sont les craies et les carbonates. Les craies sont à 99% de calcite, de la silice et d'autres minéraux, Les carbonates de calciums ou de magnésium sont utilisés comme des charges et aussi comme des retardateurs de flamme.

II .5.2 Remplissage « Infill » :

Tous les systèmes de réparation de pipeline utilisent une couche de résine de mastic qui fournit un lit pour le manchon composite renforcé par des fibres qui est soit souple ou rigide.

Le mastic est utilisé pour combler les défauts sur le tube d'acier. L'application de remplissage ayant pour but de répartir les contraintes d'une façon homogène et transférer la charge à partir d'acier au composite. La figure II.5 représente un processus de réparation extérieur d'une pipe utilisant remplissage et enveloppe souple.



(a) Remplissage défaut avec du mastic carbone mouillé autour du défaut.

(b) enveloppement époxy tissu de carbone mouillé autour du défaut.

Figure II. 5 : La méthode de réparation « Remplissage Infill »

Les avantages :

- Renforce le pipeline dans la zone défectueuse pour éviter l'éclatement du défaut.
- Éprouvée en service, et actuellement largement acceptée.
- Permanente.
- Simple.
- En utilisant plusieurs réparations, de grandes longueurs peuvent être renforcés.

Les inconvénients :

- Expérience limitée sur le mur à travers (fuites) des défauts.
- La plupart des systèmes ne seront pas assuré d'une résistance axiale.

II.6 Conclusion

Depuis l'implantation des composites en réparation des structures métalliques et les pipes transportant des hydrocarbures, des efforts ont été menés afin de proposer des solutions de réparation adaptées à ces matériaux. Dans un premier temps, les seules solutions possibles pour les canalisations endommagées étaient de les remplacer par d'autres ou de leur souder une nouvelle section. Parmi toutes les réparations recensées, la réparation par collage d'un patch composite est aujourd'hui employée pour la résolution des problèmes industriels liés aux pipelines. Cette technique de réparation nous semble la plus prometteuse pour résoudre rapidement et à moindre coût les dommages de canalisation.

Chapitre III :

**Recherche bibliographique et modèle
mathématique**

III.1. Introduction

La détermination des contraintes des canalisations est étudiée par plusieurs chercheurs du monde entier, avec la mise en œuvre des méthodes plus précises, toujours en cours d'évolution. Nous présentons dans cette première partie de ce chapitre quelques travaux de recherches élaborés dans ce contexte.

La deuxième partie de ce chapitre comprend une étude analytique pour le but de connaître les contraintes appliqué à une pipe puis en déterminant l'ensemble des équations de la pression ultime pour une pipe comportent un défaut de corrosion. Ainsi une présentation des différents codes d'évaluation des défauts les plus utilisés dans le domaine de réparation des pipelines tel que l'ASME B31 G et l'ASME B31 G modifié et RSTRENG et DNV-RP-F101.

III.2. Recherche bibliographique :

1. Le travail de Chine du Ossai et al qui présente une technique d'inspection et de réparation des canalisations corrodées à l'intérieur. Des modèles de simulation été appliqués pour déterminer la croissance de la profondeur des défauts de corrosion, Les résultats obtenus montre que le modèle a des applications pratiques pour la réparation de pipelines corrodés à l'intérieur. [20]

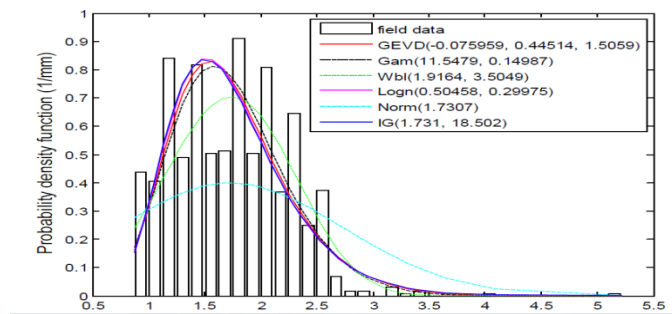


Figure III.1 : La profondeur de défaut de corrosion (mm)

2. Manalo et al. ont établi des tests mécaniques de traction sur un pipe réparé par matériaux composites pré-imprégné, Les résultats ont montré que l'élimination des poches d'air lors de la réparation entraînait de meilleures propriétés mécaniques en raison de la meilleure consolidation des couches de fibres. Les résultats ont montré que cette méthode est efficace pour réparer les pipes fissurés et corrodés et les rendent à leurs performances initiales. [21]

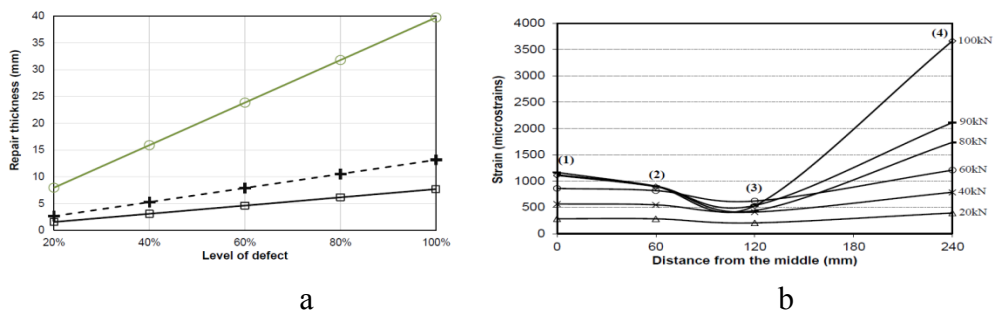


Figure III.2 : Épaisseur de réparation de patch requise pour différents niveaux de défauts (a). Relation de charge et de contrainte du faisceau avec un défaut de fissure (b).

3. Dans son travail, Maciej Witek présente une étude probabiliste appliquée pour évaluer les défauts de corrosion externes d'une pipe. Les résultats de son étude doit aider les ingénieurs de maintenance à résoudre les problèmes par une stratégie basée sur la fiabilité optimale de gestion des conduites à haute pression. [22]

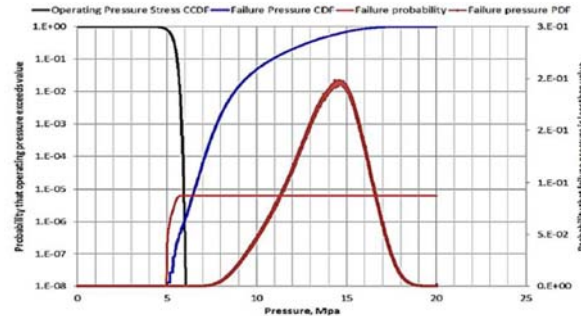


Figure III.3 : Probabilité d'endommagement pour l'épaisseur et sa réduction globale du temps due à une corrosion.

4. M. Benziane et al ont comparé les performances de la réparation longitudinale de fissures dans les pipelines de type API-X65 dans deux conditions différentes : avec des patches et sans patch. La méthode des éléments finis tridimensionnelle FEM a été utilisée pour calculer les facteurs d'intensité de contrainte au niveau de la fissure. La réparation des fissures sous pression interne en utilisant des composites carbone-époxy a été étudiée, le diagramme d'évaluation des défaillances a été introduit pour obtenir la valeur du facteur de sécurité. Les résultats obtenus indiquent que la valeur de ce facteur dépend à la fois de la longueur de la fissure et de la pression. En outre, les résultats ont montré que la technique suggérée est admissible pour prédire le comportement des réparations. [33]

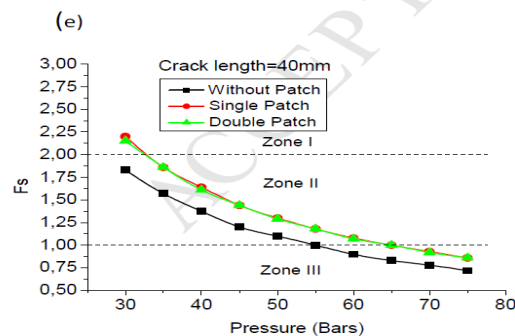


Figure III.4 : Facteur de sécurité (FS) par rapport à la pression appliquée pour les trois zones de fissures

5. Le travail de S.A. Timashev et al est d'étudier la croissance de défaut de corrosion d'un tuyau et sa mise en œuvre pour évaluer la probabilité conditionnelle de défaillance. Il a montré comment construire un modèle de Markov pour la longueur, la profondeur et la largeur des défauts, en utilisant un champ des données recueillies par inspection interne ou évaluation directe ou en utilisant une combinaison d'une équation différentielle qui

décrit la croissance des paramètres de défaut avec la méthode de simulation de Monte Carlo. Ce modèle permet de prendre en compte la pression ultime du pipeline, un algorithme est construit pour prédire de la prochaine inspection ou réparation. [23]

6. Mokhtari et al ont proposé une étude d'utilisation de fibres pour renforcer les canalisations enterrées en acier de type API 5LX65 soumis à des déformations en utilisant la méthode des éléments finis à l'aide du code ABAQUS. Selon les résultats obtenus, le concept d'utilisation des polymères renforcés de fibres pour la réparation des pipelines d'acier enterré sous des déformations permanentes du sol peuvent être mis en œuvre. [24]

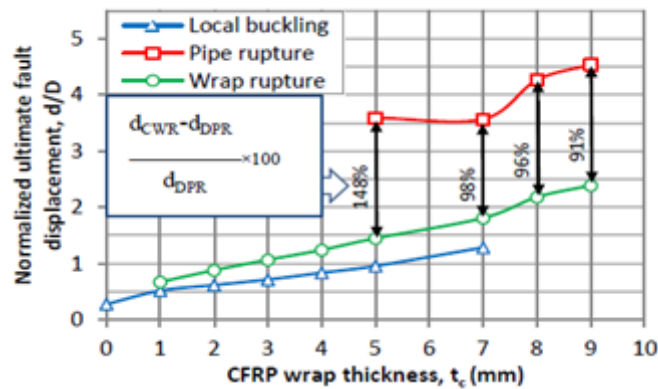


Figure III.5 : déplacement de défaut ultime normalisé pour divers critères de performance et valeurs des différences de épaisseur de réparation

7. M. Paim et al ont réparé des pipelines métalliques subissant des déformations élastiques ou inélastiques avec des dommages de corrosion localisés. La principale motivation de l'étude présentée est la réhabilitation de pipelines corrodés transportant de l'eau produite dans des plates-formes pétrolières offshore. [25]

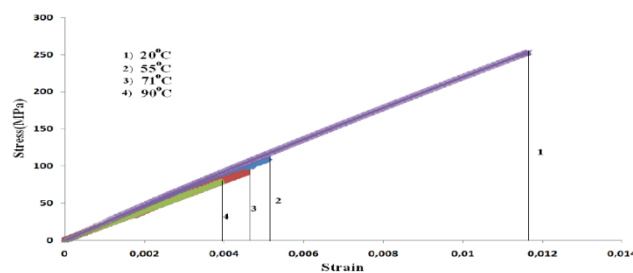


Figure 2: stress vs. strain at different temperatures.

Figure III.6 : Comportement de la contrainte en fonction du déplacement subit par un pipeline pour différentes températures

8. Mattos et al. ont fait une analyse sur des tuyaux corrodés renforcés par des patches en composites à base de polymère. Le but est de proposer une méthodologie simple pour prédire la pression ultime d'un pipeline. Des tests différents hydrostatiques réalisés en laboratoires ont été utilisés pour valider la méthodologie proposée. [26]

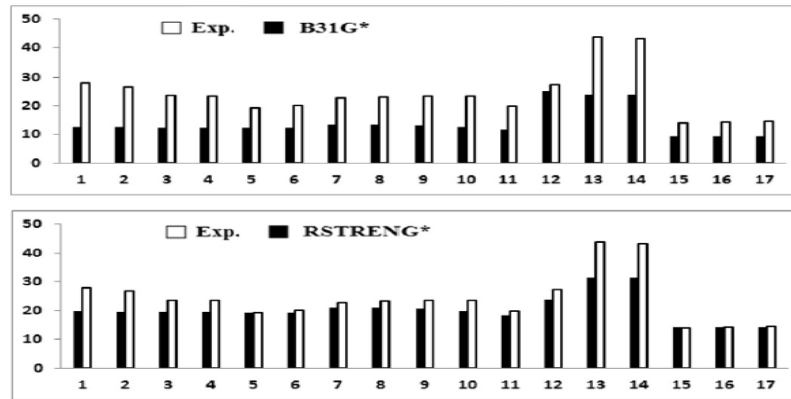


Figure III.7 : Comparaison entre les pressions prévues et expérimentales pour différents critères (en MPa).

9. R. Khelif et al ont présenté une étude d'un modèle élément fini qui simule le phénomène de la corrosion et son influence sur la rupture des pipelines en utilisant une méthode fiabiliste. Un modèle numérique a été développé sous le code Ansys, afin de simuler les différentes charges pour déterminer le facteur de concentration des contraintes. A la base de ce modèle, la contrainte de Von Mises est déterminée. [27]

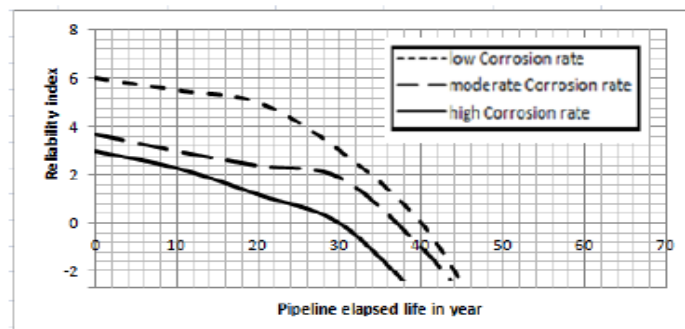


Figure III.8 : Effet de la corrosion sur l'indice de fiabilité du pipeline.

10. Le travail de Chan et al est une étude de la performance d'un pipe en acier réparée avec un composite polymère renforcé de fibres soumis à une charge de flexion. L'analyse par éléments finis a été utilisée pour simuler le comportement charge-déformation du système réparé. Le modèle a été validé par un travail expérimental de la flexion en quatre points. Les paramètres étudiés dans le cadre de la simulation FE et les tests expérimentaux sont basés sur trois conditions d'un pipe non corrodé, corrodé et corrodé réparée par patch en composite carbone/époxy. Leurs résultats montrent que l'orientation de fibre suivant un angle de 0° est la méthode la plus efficace pour la réparation avec un patch. [28]

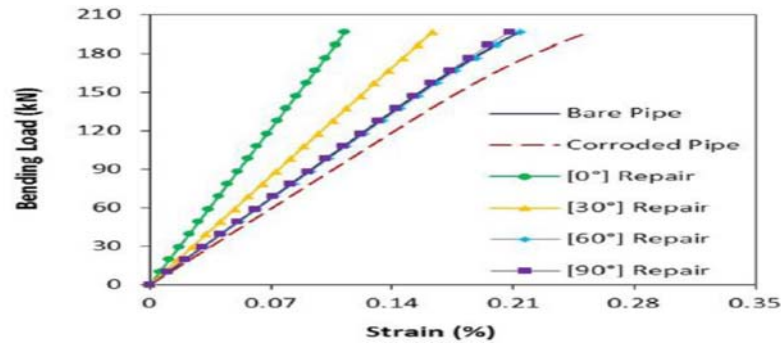


Figure III.9 : charge-déformation d'un pipe sain, corrodé et corrodé réparé avec différentes orientation des fibres

11. K. Yeoma et al. dans cette étude un essai d'éclatement est fait pour déterminer la pression ultime d'un pipeline, les résultats obtenus sont utilisés pour simuler les longueurs et la profondeur des défauts grâce à la méthode des éléments finis pour les formes et les propriétés physiques identiques à celles d'une conduite à échelle réelle. [29]

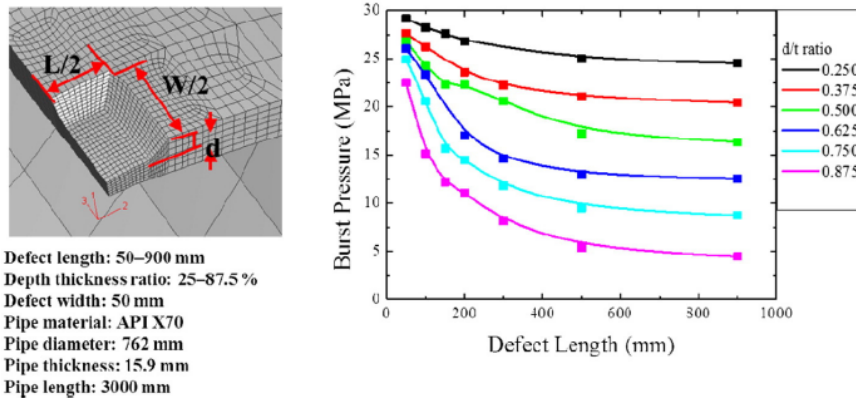


Figure III.10 : la pression d'éclatement du tube API X70 en fonction des différentes profondeurs et longueurs de défauts

12. M. Shamsuddoha et al ont présenté une méthode complète de l'utilisation des polymères efforcés de fibres pour la réparation de canalisations arienne, souterraines et sous-marines. Les aspects critiques des défis techniques, les avantages et les insuffisances dans la détermination de la faisabilité et de la pertinence pour les systèmes de réparation impliquant les composites sont également présentés. [30]

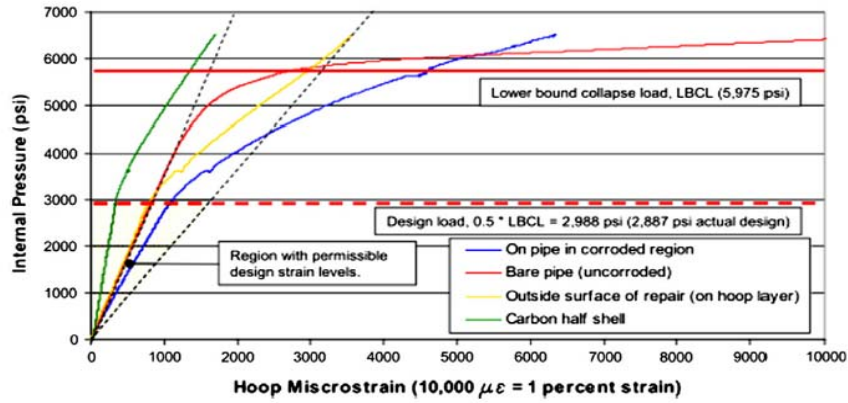


Figure III.11 : Déformation circonférentielle en fonction de la pression interne appliquée aux systèmes réparés

13. J.B. Choi et al ont réalisé une série de tests avec différents types des piqûres. Des simulations par éléments finis sont effectuées pour obtenir un critère de rupture approprié. Ensuite, des analyses par éléments finis sont effectuées pour obtenir une solution de charge limite pour les gazoducs X65 corrodés en fonction de la profondeur du défaut et de la longueur du pipeline. [31]

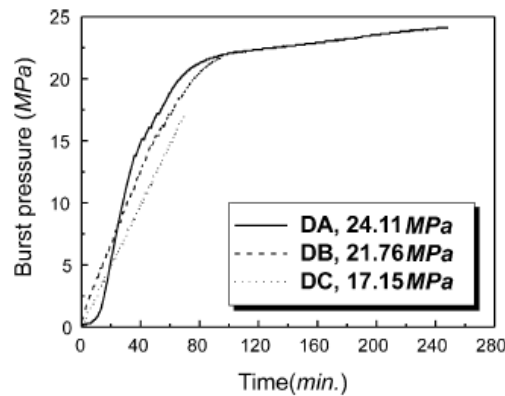


Figure III.12 : Variation de pression pendant l'essai d'éclatement pour diverses corrosions profondeurs.

III.3. Etude analytique de la variation des rapports contrainte, pression interne et celle des diamètres moyens et épaisseur pour les tubes spéciaux mince à l'état idéal

Les tubes de Pipeline sont des tubes minces, cela est dû au fait que l'épaisseur de la conduite est inférieure au diamètre extérieur $\frac{t}{D_{ext}} \leq 0.05$.

Les contraintes dans le tube sont : La contrainte radiale σ_r , la contrainte circonférentielle σ_θ et la contrainte de traction σ_z . Celles-ci s'expriment par les relations suivantes en fonction de la variable, (voir la figure III.13)

$$\sigma_{rr} = \frac{ri^2 pi}{re^2 - ri^2} \left(1 - \frac{re^2}{r}\right) \quad (III-1)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{ri^2 pi}{re^2 - ri^2} \left(1 + \frac{re^2}{r}\right) \quad (III-2)$$

$$\sigma_{zz} = 2 \frac{r_i^2 p_i}{r_e^2 - r_i^2} \quad (III-3)$$

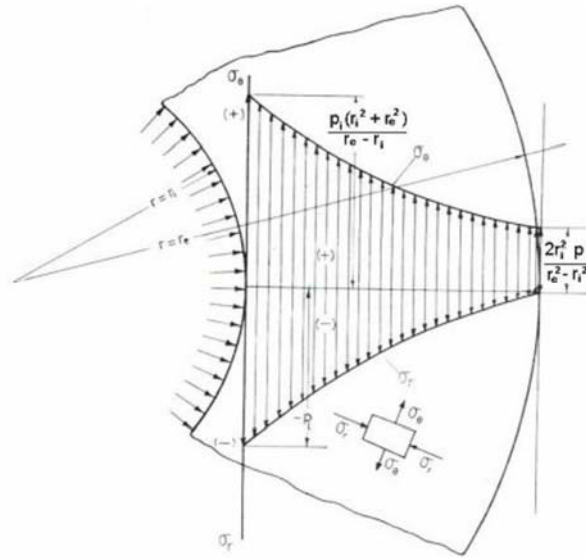


Figure III.13 : Variation des contraintes en fonction du rayon

Le critère de Von-mises en coordonnées cylindriques peut être exprimé de la manière suivante :

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \times \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz})^2 + (\sigma_{zz} - \sigma_{rr})^2 + (\sigma_{rr} - \sigma_{\theta\theta})^2} \quad (III-4)$$

Nous avons pris, pour compenser les équations précédentes l'équation de Von Mises, on peut trouver analytiquement :

$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} \times \sqrt{\left(\frac{P_i \times (r^2 e + r^2 i)}{r_e^2 - r_e^2}\right)^2 + \left(\frac{P_i \times (r^2 e + r^2 i)}{r^2 e - r^2 i} - \frac{P_i}{\left(\frac{r_e}{r_i}\right)^2 - 1}\right)^2} \quad (III-5)$$

III.4. Analyse des défauts par l'analyse limite

L'analyse limite a été utilisée dans un premier temps pour les tubes corrodés, par la suite elle a été appliquée aux tubes fissurés, et récemment on a étendu son utilisation aux tubes enfoncés où on rencontre des non linéarités géométriques et matérielles [10], quelques travaux ont été réalisés à ce jour dans ce domaine [32] [33]. D'autres travaux faisant appel à l'analyse limite ont été publiés à ce jour, traitant les défauts de corrosion et de fissures dans les structures mécaniques. Ces travaux ont été à la base d'établissement de codes de calcul utilisés actuellement dans le contrôle et l'évaluation de la nocivité de ces défauts dans les canalisations de transport des hydrocarbures [34].

a. Normes utilisées pour les tubes corrodés

Plusieurs codes et méthodes sont utilisés pour l'évaluation de la résistance résiduelle des canalisations corrodées. La majorité de ces méthodes sont basées sur l'équation NG-18 "logsecant", développée à l'origine par Battelle ; elle décrit la relation entre la taille d'un défaut orienté de manière longitudinale et le niveau de contrainte de défaillance dans un cylindre sous pression [35][36]. L'équation a été élaborée en plusieurs étapes par

différents chercheurs commençant par le modèle de Dugdale [37], pour une fissure traversante dans des plaques planes en traction. Les étapes qui ont mené à l'équation NG-18 ont inclus la modification par Folias [38], relative à l'introduction d'un facteur représentant le gonflement ou le flambement qui se produit autour d'une fissure dans un cylindre sous pression. Hahn [39] de son côté a considéré en termes de ténacité de rupture en état plan de contraintes, la corrélation du taux de restitution d'énergie de déformation à la rupture, à l'énergie d'impact de Charpy. Aussi la transformation pour les défauts de surface qui a été prise en considération par Maxey et al [40]. Sans oublier l'expression en termes de contrainte d'écoulement et les tests de validation par Kiefner et al [40] [41]. Parmi ces méthodes et codes les plus utilisés, on a l'ASME B31G et ASME B31G Modifié, RSTRENG ainsi que DNV RP-F101. Elles sont basées toutes sur l'équation NG-18, mais différentes en termes du facteur de Folias, la contrainte d'écoulement et la représentation du profil du défaut de corrosion (voir fig. II.13). L'équation de base NG-18 est donnée pour un tube sous pression avec défaut de corrosion axial par [51]:

$$\sigma_{\theta} = \sigma_f \left[\frac{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)}{1 - \left(\frac{A}{A_0}\right)^{\frac{1}{M}}} \right] = \sigma_f \left[\frac{1 - \left(\frac{d}{t}\right)}{1 - \left(\frac{d}{t}\right)^{\frac{1}{M}}} \right] \quad (III-6)$$

Et la contrainte d'écoulement σ_f est généralement donnée sous la forme :

$$\sigma_f = \frac{\sigma_e + \sigma_u}{2} \quad (III-7)$$

σ_u , σ_e et σ_u sont respectivement la limite d'élasticité et la contrainte de résistance à la traction du matériau.

b. Norme ANSI/ASME B31G et sa modification ASME B31G Modifiée

Le document le plus utilisé pour l'évaluation de la résistance résiduelle des pipelines corrodés a été ANSI/ASME B31 G [42]. Ce supplément de B31 a été développé il y a plus de 40 ans, basé sur certains travaux au début des années 1970 [43], mais il a depuis été mis à jour [44] [45]. Il est basé sur un ajustement empirique d'une série complète de tests sur des tubes réels avec des rainures étroites usinées. La base de l'équation utilisée dans B31G est relativement simple et consiste à :

- Supposer que la contrainte circonférentielle maximale, est égale à la limite d'élasticité du matériau,
- Caractériser la géométrie du défaut de corrosion par une forme projetée parabolique pour un défaut court, et une forme rectangulaire pour un défaut long.

L'équation sera exprimée comme suit :

$$\sigma_{\theta} = \sigma_f \left[\frac{1 - \left(\frac{2d}{3t}\right)}{1 - \left(\frac{2d}{3t}\right)^{\frac{1}{M}}} \right] \quad (III-8)$$

Où la contrainte d'écoulement et le facteur de Folias sont donnés par:

$$\sigma_f = 1.1\sigma_e \quad (III-9)$$

$$M = \sqrt{1 + 0.8\left(\frac{L}{Dt}\right)^2} \quad (III-10)$$

On peut calculer la pression de défaillance ou la pression ultime par l'équation suivante,

$$P_u = \frac{2t}{D} \sigma_f \left[\frac{1 - \left(\frac{2d}{3t}\right)}{1 - \left(\frac{2d}{3t}\right)^M} \right] \quad (III-11)$$

Ces dernières équations ne sont valables que pour un défaut de corrosion court, donc de forme considérée comme parabolique, par conséquent :

$$\sqrt{0.8\left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2} \leq 4 \quad (III-12)$$

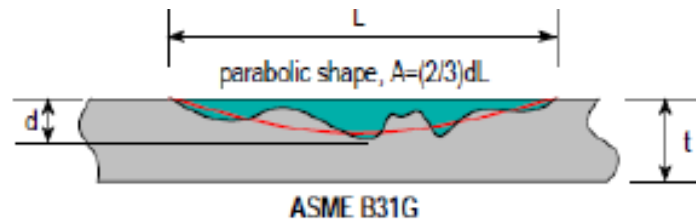


Figure III.14 : Défaut parabolique

Pour le cas d'un défaut long de forme rectangulaire, on a

$$\sqrt{0.8\left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2} > 4 \quad (III-13)$$

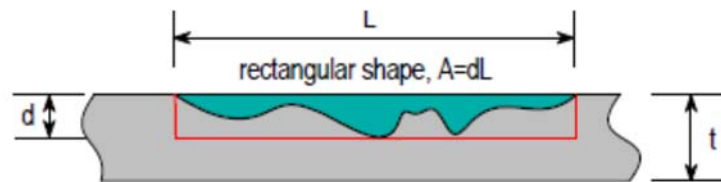


Figure III.15 : Défaut rectangulaire

Et la pression ultime est donnée par :

$$P_u = \frac{2t}{D} \sigma_f \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad (III-14)$$

Kiefner et Vieth [44] [45] ont reconnu plus tard que la méthode d'analyse de la corrosion dans le code B31G pourrait être trop conservatrice pour certains types de défauts constatés dans la pratique. Ils ont modifié le code pour développer ce qui est connu comme la méthode 0.85dL [46].

La contrainte circonférentielle à la rupture dans l'ASME B 31 G Modifiée sera donnée alors par :

$$\sigma_{\theta} = \sigma_f \left[\frac{1 - (0.85 \frac{d}{t})}{1 - (0.85 \frac{d}{t})^{\frac{1}{M}}} \right] \quad (III-15)$$

De même que la contrainte d'écoulement et le facteur de Folias, ont été modifiés comme suit :

$$\sigma_f = \sigma_e + 10 \text{ (ksi)} = \sigma_e + 69.8 \text{ (MPa)} \quad (III-16)$$

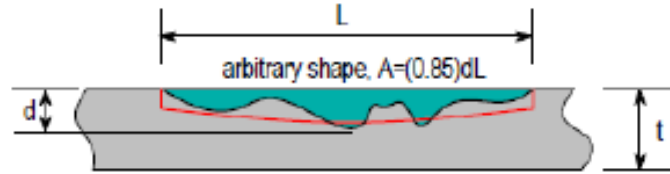


Figure III.16 : Défaut de corrosion long projeté selon une forme arbitraire selon le code ASME B 31 G Modifiée

Pour le facteur de Folias, il y'a deux cas à considérer ;

1 cas : $\left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 \leq 50 \quad (III-17)$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{L}{Dt}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^4} \quad (III-18)$$

2eme cas : $\left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 > 50 \quad (III-19)$

$$M = 0.032 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}}\right)^2 + 3.3 \quad (III-20)$$

Et la pression ultime est sous la forme :

$$P_u = \frac{2t}{D} \sigma_f \left[\frac{1 - (0.85 \frac{d}{t})}{1 - (0.85 \frac{d}{t})^{\frac{1}{M}}} \right] \quad (III-21)$$

En outre, la méthode de l'aire effective, en utilisant le profil mesuré de la zone corrodée(A), a également été développée pour donner des prévisions plus précises. La méthode de l'air effective est connue sous le l'intitulé **RSTRENG** (Remaining Strenght), qui est le nom du logiciel qui fait l'évaluation des défauts de corrosions de formes irrégulières, en utilisant les équations modifiées. Cette méthode est préférée pour l'évaluation de la résistance résiduelle des tubes contenant des défauts de corrosions externes. Elle est moins conservatrice que l'ASME B31 G Modifiée [48].

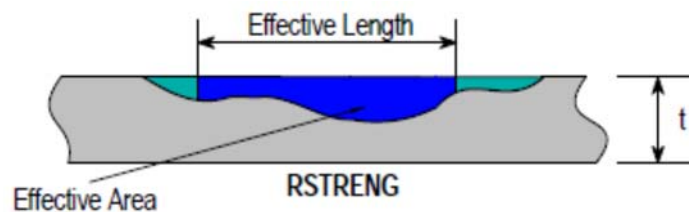


Figure III.17 : Défaut de corrosion long projeté selon une forme arbitraire selon le code RSTRENG

c .ASME PCC-2 :

C'est un code qui fournit des méthodes de réparation d'équipements mécanique statique et des tuyauteries tel que les pipes. Ces méthodes de réparation incluent des pratiques de conception, de fabrication, d'examen et de tests pertinents et peuvent être temporaires ou permanentes, selon les circonstances. Les méthodes fournies dans cette norme traitent la réparation des composants lorsque la réparation est jugée nécessaire en fonction de l'inspection appropriée et de l'évaluation des défauts.

On peut définir une relation entre contrainte et la déformation en utilisant le model de matériel de Ramberg–Osgood [48] représenté par la relation (III.22).

$$E_\varepsilon = \sigma_u + \alpha \left(\frac{|\sigma|}{\sigma_y} \right)^{n-1} \quad (III.22)$$

On peut aussi définir l'épaisseur minimale nécessaire pour la réparation t_{min} par le code ASME PCC-2 à partir de l'équation suivante : [50].

$$t_{min} = \frac{D}{2SMYS} \left(\frac{E_s}{E_c} \right) \left(\frac{2F}{\pi D^2} - P_s \right) \quad (III.23)$$

On peut aussi calculer la longueur de réparation [50] à partir de l'équation suivante :

$$L = 5\sqrt{Dt/2} + L_d + 2L_t \quad (III.24)$$

III.5. Conclusion

Cette recherche bibliographique nous a permis d'entreprendre certaines initiatives pour pouvoir étudier et évaluer d'une façon adéquate les principaux défauts des pipelines ainsi les différents codes de calcul et d'évaluation de défaut de corrosion ont été présentées dans ce chapitre.

Chapitre IV :

**Simulation numérique et discussion
des résultats**

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter en première partie le code de calcul d'élément finis choisis ANSYS Mechanical APDL avec lequel nous ferons notre étude. La deuxième partie sera la validation de nos résultats en la comparant au le travail de Nekkaa. [50]

La troisième partie comporte une simulation numérique afin de suivre l'évolution des contraintes radiales et circonférentielles. Elle comporte trois parties, nous avons considéré dans un premier temps la structure d'un pipe d'acier grade API 5L X65 sans défaut, dans un deuxième temps la structure comportant un défaut de corrosion présenté sous forme rectangulaire. Nous terminerons cette simulation en considérant un pipeline réparée par patch en composite avec différentes épaisseurs et différents types de matériaux composite. L'objectif est de montrer l'efficacité de la réparation par collage de patch en matériaux composites.

IV.2. Modélisation et simulation numérique

IV.2.1. Présentation de code calcul Ansys Mechanical APDL

ANSYS est le premier éditeur mondial dans le domaine du calcul par éléments finis. Les outils intégrés au logiciel permettent de résoudre les problèmes de validations produits de manière efficace. Ils permettent d'optimiser le processus de conception (gain de temps énorme) et donc de proposer des produits plus innovants (intégration d'une pré-analyse dans le cycle de conception), de qualité plus élevée tout en minimisant les coûts.

Ces problèmes comprennent l'analyse statique / dynamique, l'analyse structurale, le transfert de chaleur et les problèmes de fluide, ainsi que les problèmes acoustiques et électromagnétiques. Il existe deux méthodes pour utiliser ANSYS. Une méthode consiste à utiliser l'interface utilisateur graphique (GUI). Cette méthode suit les conventions des programmes populaires Windows et X-Windows. Une autre méthode consiste à utiliser les fichiers de commandes. L'approche du fichier de commande présente une courbe d'apprentissage plus abrupte pour beaucoup, mais elle présente l'avantage que toute l'analyse peut être décrite dans un petit fichier texte, généralement dans moins de 50 lignes de commandes. Cette approche permet des modifications simples du modèle et des exigences minimales en matière d'espace de fichiers. L'environnement ANSYS contient deux fenêtres : la fenêtre principale et la fenêtre de sortie. Un grand nombre de fichiers sont créés lorsqu'ANSYS est exécuté. Si ANSYS démarre sans spécifier un nom de travail, le nom de tous les fichiers créés sera "file. *", Où "*" représente différentes extensions. Une fois que le programme ANSYS a démarré et que le nom du travail a été spécifié, seule la commande reprise doit être activée pour partir de l'origine du dernier modèle. Si les fichiers de commande ANSYS sont prévus pour être utilisés, seul le fichier de commande (and / or) le fichier journal doivent être stockés.

IV.3. Représentation de la géométrie et caractéristiques mécanique

Le pipe à étudier est de diamètre extérieur $D_{ext} = 762$ mm, diamètre intérieur $D_{int} = 727$ mm, longueur $L = 2300$ mm et d'épaisseur $t = 17.5$ mm. Le pipe est de type API 5L X65, les caractéristiques mécaniques et la composition chimique du matériau sélectionnés sont présentées dans le tableau IV.1 et le tableau IV.2 représente la composition chimique en (%) du pipe API X65.

Module de young GPA	Coefficient de poisson ν	Limite élastique (MPa)	Limite d'élasticité
210	0.3	464.5	563.8

Tableau IV.1 : Propriété mécanique de l'acier API 5L X65

C	P	MN	S	SI	Ti	Nb
0.16	0.019	1.6	0.03	0.45	0.45	0.06

Tableau IV.2 : Composition chimique du pipe API X65

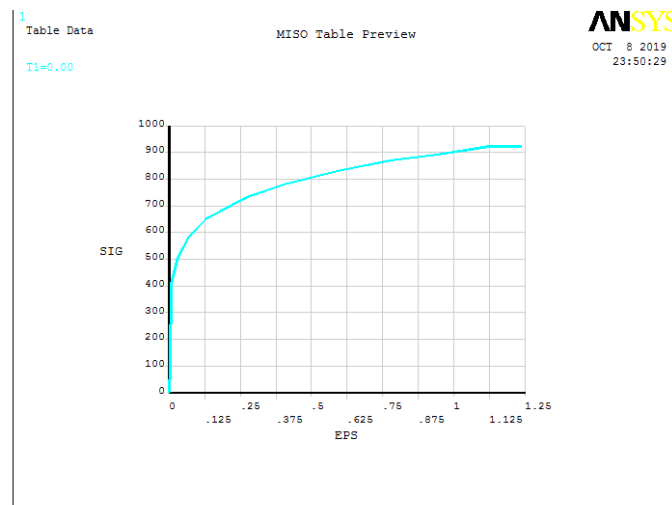


Figure IV.1 : courbe de traction de l'acier X65

L'évolution des contraintes σ_{yz} en fonction des déformations ϵ_{yz} s'effectue en deux phases (Figure IV.1), une augmentation linéaire très rapide pour de faible déformation jusqu'à une contrainte de 460 MPa correspondant à une déformation de 0,17 %, alors que cette évolution est lente et non linéaire dans la deuxième phase jusqu'à une contrainte de 920 MPa correspondant à une déformation de 1.25 %.

IV.4. Modélisation numérique d'un tube sans défaut

La figure IV.2 présente le modèle géométrique du pipe. Pour des raisons de symétrie, seulement un quart du pipe est considéré avec les conditions aux limites et le maillage indiqués dans la figure IV.2.

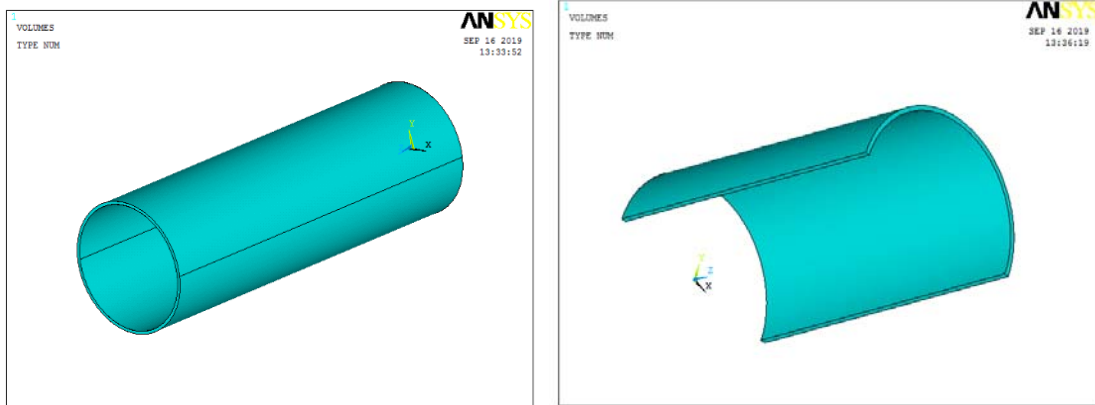


Figure IV.2 : le modèle géométrique du pipe

IV.4.1. Discrétisation du domaine d'étude en éléments finis avec l'élément solide45

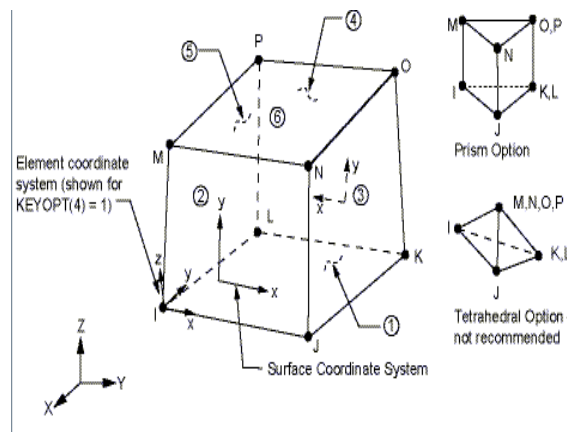


Figure IV.3 : élément solide 45

Le type d'élément utilisé dans notre simulation est le SOLID 45. Il est utilisé pour la modélisation 3D des structures solides. L'élément est défini par huit nœuds ayant trois degrés de liberté à chaque nœud : déplacements dans les directions nodales x , y et z . L'élément présente des propriétés de plasticité, de fluage, de gonflement, de rigidité sous contrainte, de grande déviation et de grandes déformations. Une option d'intégration réduite avec le contrôle de sablier est disponible.

Le maillage effectué sur la structure et le type d'élément employé pour la modélisation est tétraédrique. Les figures IV.4 et IV.5 représentent respectivement le maillage de la structure et les conditions aux limites d'un tube sans défaut.

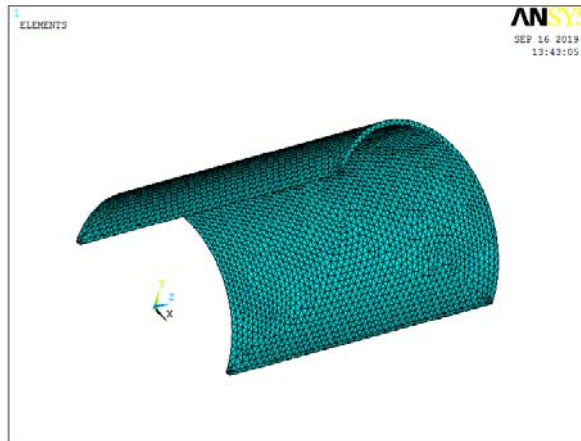


Figure IV.4 : Maillage tetra hydrique d'une pipe sans défaut.

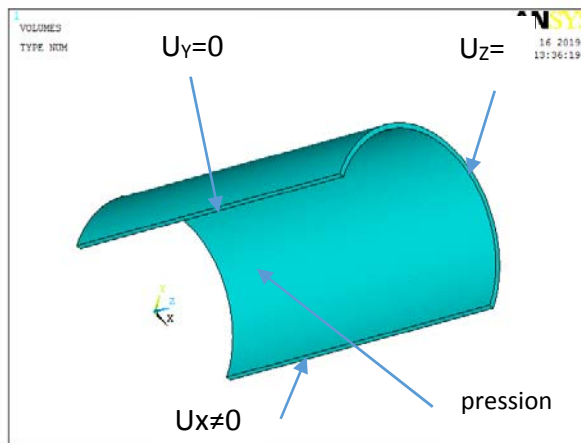


Figure IV.5 : Conditions aux limites considérées dans notre calcul.

IV.5. Modélisation numérique d'un tube avec défaut

IV.5.1. Représentation géométrique

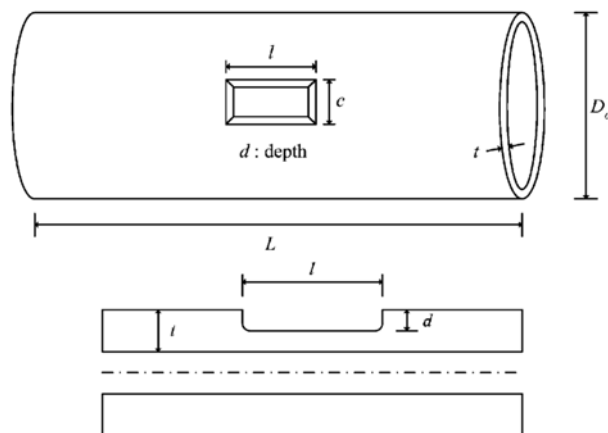


Figure IV.6 : Géométrie d'un défaut de corrosion rectangulaire dans un pipe

IV.5.2. Modélisation numérique d'un tube comportant un défaut rectangulaire réparée par collage en composite.

On réalise la réparation par remplissage de volume de la corrosion avec la résine, et collage de l'enveloppe en composite, les dimensions de ce dernier sont estimé (longueur $L' = 200$ mm, 180 degré sur le pipe nous allons varier son épaisseur. Le tableau IV.5 représente les caractéristiques mécaniques du composite utilisé.

Le pipe est enveloppé par un matériau composite jusqu'à une épaisseur de 9mm. La zone défectueuse par une corrosion de même caractéristique dimensionnel de l'essai précédent (défaut de 200 mm de longueur) et le pipe est chargé par une pression de 15 MPa.

Type	E_x (Mpa)	E_y (Mpa)	E_z (Mpa)	ν_{xy}	ν_{xz}	ν_{yz}	G_{xy} (Mpa)	G_{yz} (Mpa)	G_{xz} (Mpa)
Epoxy carbone UD230Gpa	123340	7780	7780	0.27	0.27	0.42	5000	30820	5000
Epoxy E Glass UD	45000	10000	10000	0.3	0.4	0.3	5000	3846.2	5000

Tableau IV.5 : Caractéristiques mécaniques des fibres de carbone Epoxy Carbon UD 230 GPaWet et fibres de verre Epoxy E Glass UD

type	E (Mpa)	ν
Resin Epoxy	3780	0.35

Tableau IV.6 : Caractéristiques mécaniques de Résine Epoxy

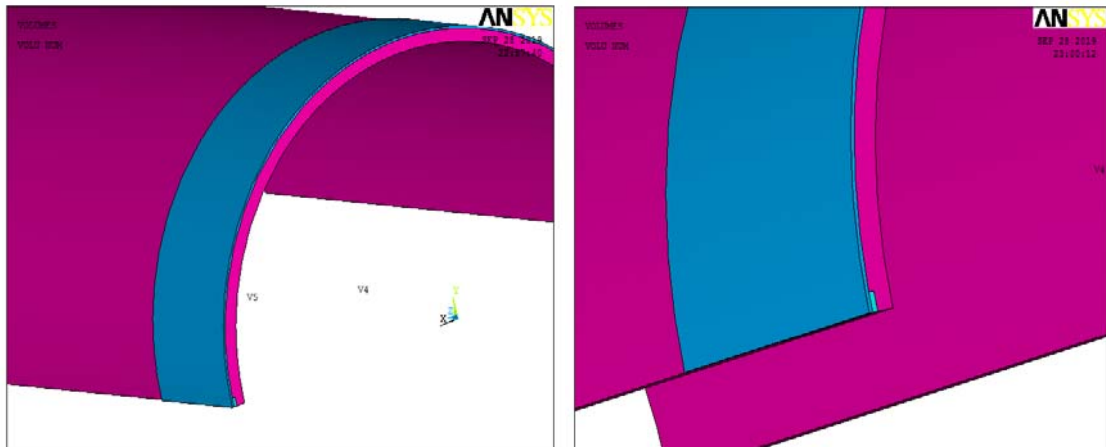


Figure IV.7 : Géométrie d'un pipe réparé par matériaux composites

IV.6. Discussion des résultats :

IV.6.1. Validation des résultats :

Dans le but d'étudier les pressions d'éclatement de deux pipes, un pipe sain et un autre corrodé. Nous faisons varier la pression et nous lançons les calculs jusqu'à ce que la contrainte de Von Mises soit presque égale à la résistance à la rupture qui est à 563,8

Chapitre IV : Simulation numérique et discussion des résultats

MPa. Pour les autres défauts nous faisons varier les valeurs de la profondeur et de la longueur du défaut suivant le Tableau IV.7

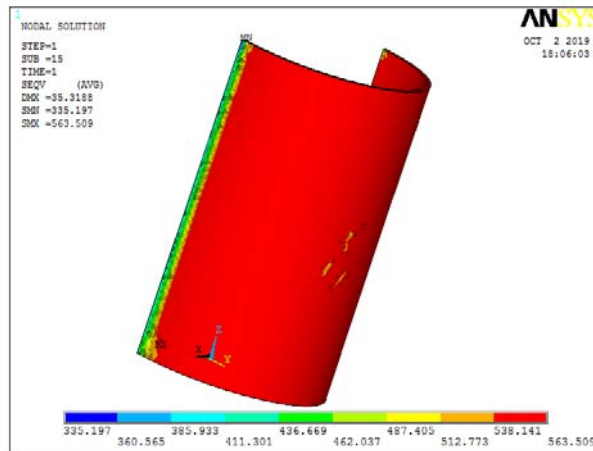


Figure IV.8 : contrainte Von Mises d'un pipe sain

La Figure IV.8 montre que la valeur maximale de la contrainte équivalente Von Mises est de 563.5 MPa correspondante à la pression 29.18 MPa.

Pipe N°	L (mm)	D _{ext} (mm)	t (mm)	l (mm)	d (mm)	c (mm)	d/t
A	2300	762	17.5	200	4.375	50	0.25
B				200	8.75		0.5
C				200	13.125		0.75
D				100	8.75		0.5
E				300			0.5

Tableau IV.7 : Dimension du pipe et les défauts de corrosion

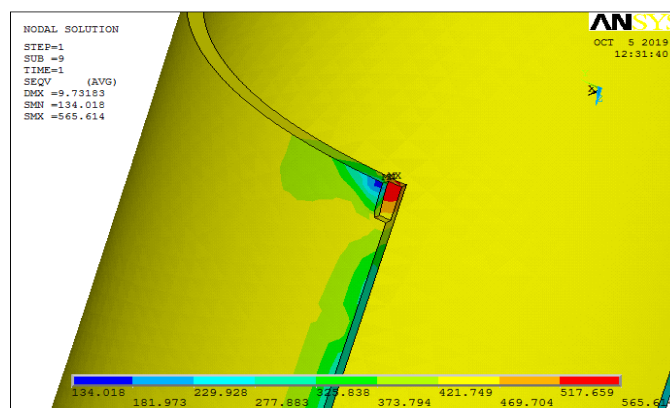


Figure IV.9 : Contrainte Von Mises d'un pipe corrodé

La figure IV.9 illustre la contrainte Von Mises d'un pipe corrodé avec un défaut d'une longueur de 100 mm et 8.75 mm de profondeur. la pression de rupture de ce cas égale à 23.04 MPa .

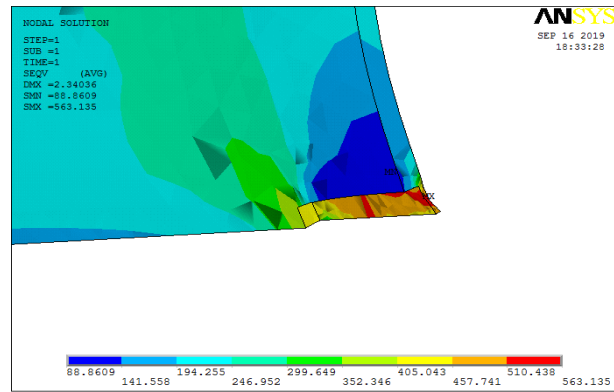


Figure IV.10 : Contrainte Von Mises d'un pipe corrodé

La figure IV.10 représente la contrainte Von Mises d'un pipe corrodé avec un défaut d'une longueur de 200 mm et 13.125 mm de profondeur. la pression de rupture de ce cas égale à 13.45 MPa .

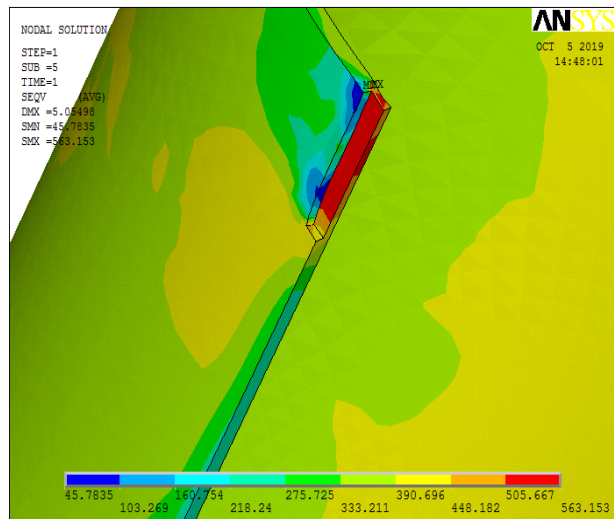


Figure IV.11 : Contrainte Von Mises d'un pipe

La figure IV.11 représente la contrainte Von Mises d'un pipe corrodé avec un défaut d'une longueur de 300 mm et 8.75 mm de profondeur. la pression de rupture de ce cas égale à 20.73 MPa .

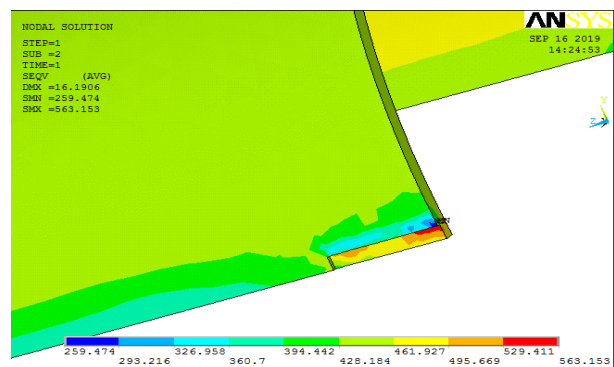


Figure IV.12 : Contrainte Von Mises d'un pipe avec défaut longueur 200 mm profondeur 4.375 mm

Chapitre IV : Simulation numérique et discussion des résultats

La figure IV.12 illustre la contrainte Von Mises d'un pipe corrodé avec un défaut d'une longueur de 200 mm et 4.375 mm de profondeur. la pression de rupture de ce cas égale à 24.3 MPa

IV.6.2. Résultats :

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau IV.4

N° du pipe	D (mm)	t (mm)	L (mm)	d/t	l (mm)	c (mm)	P _{expnekkaa} MPa	P _{num}	Rapport P _{exp} /P _{num}
A	762	17.5	2300	0.25	200	50	24.11	24.3	0.992
B				0.5			21.76	21.9	0.993
C				0.75			17.15	13.45	1.275
D				0.5	100		24.3	23.04	1.051
E				0.5	300		19.8	20.73	0.955

Tableau IV.8 : Résultats numériques acier grade API X65 avec défauts rectangulaires

Ce résultat, nous a permis de faire une comparaison avec le travail de Nekkaa qui va nous permettre de réaliser une validation. Ce qui est illustré dans la Figure IV.14

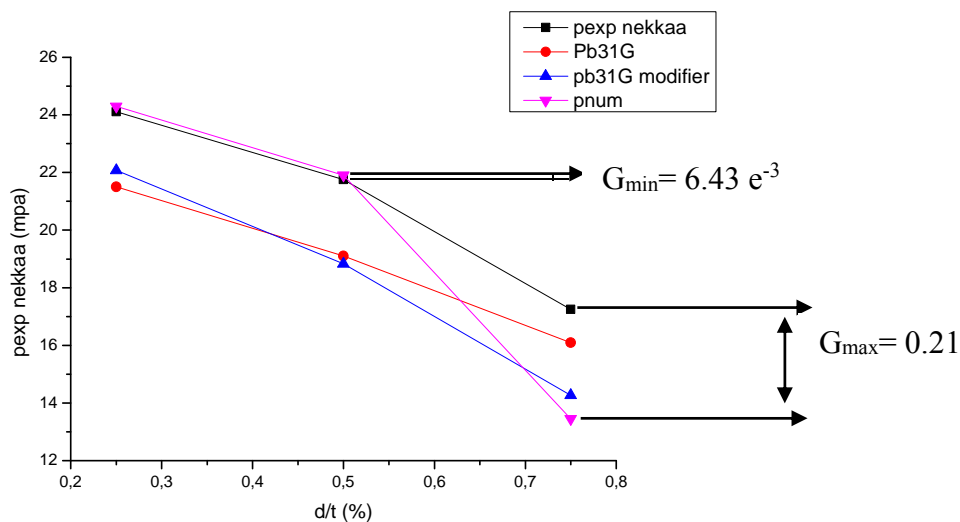


Figure IV.13 : Validation des résultats

La figure montre les résultats obtenus, comparés avec ceux des travaux de Nekkaa, et les deux méthodes ASME/B31G, ASME/B31G modifiée, calculées analytiquement.

Nous remarquons une similitude de nos résultats avec ceux de Nekkaa et des deux codes. Pour le défaut de 4.375 mm et de 8.75 mm, la courbe de nos résultats est presque la même avec la courbe des résultats de Nekkaa. Par contre cette courbe se rapproche de celles des codes. Nous constatons une certaine variation ou un certain écart par rapport aux deux résultats.

Chapitre IV : Simulation numérique et discussion des résultats

Pour cela, nous avons voulu valoriser cet écart. Ainsi, nous calculons l'erreur relative G , minimale et maximale, qui est donné par la relation $G = \frac{\Delta P}{P}$.

L'erreur relative G sont montrés :

- Pour un pipe sain

$$G = 2.74 \cdot 10^{-3}$$

- Pour un pipe corrodé

$$G_{\min} = 6.43 \cdot 10^{-3}$$

$$G_{\max} = 0.21$$

Les calculs montrent que l'erreur des résultats pour un pipe sain ne dépasse pas 0.274% tandis que pour un pipe corrodé elle ne dépasse pas 21%. Cette erreur est causée par plusieurs paramètres :

- Différence de méthode de travail (expérimental -numérique).
- Choix d'éléments de discrétisation (-SOLID45 pour notre simulation)
- L'erreur de troncature.
- La Taille de maillage.

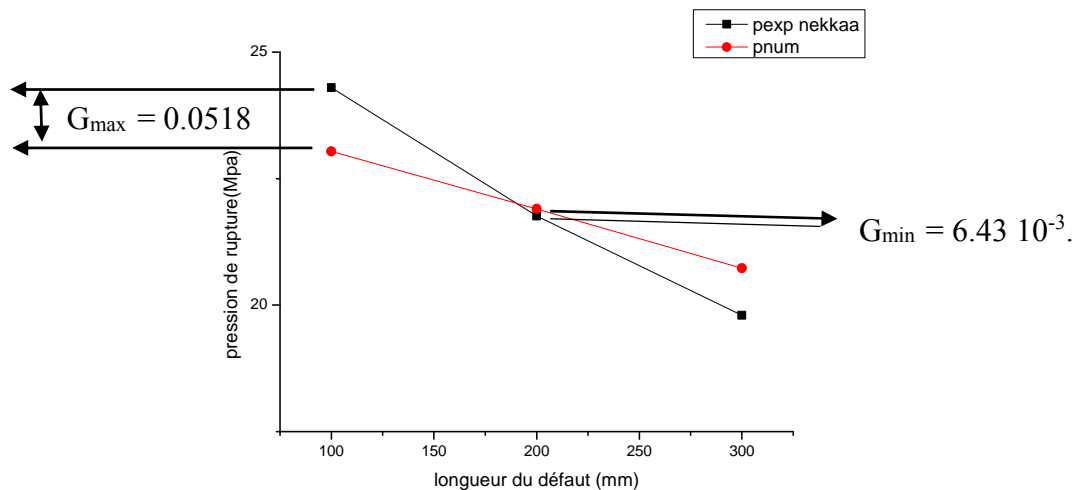


Figure IV.14 : Pression de rupture en fonction de la longueur du défaut

La figure IV.14 représente la courbe de nos résultats et celle de Nekkaa de la pression de rupture en fonction de 3 différentes longueurs du défaut. Dans le cas du défaut de 100 mm, il y a un écart entre les deux nœuds. Elle est maximale $G_{\max} = 0.0518$. Dans le cas du défaut 200 mm, les deux courbes se rapprochent. Dans le cas du défaut de 300 mm, l'erreur relative minimale $G_{\min} = 6.43 \cdot 10^{-3}$. La pression du rupture diminue en fonction de la longueur.

On remarque que la contrainte de rupture augmente en fonction de trois paramètres : La pression interne, et les caractéristiques géométriques du défaut (la profondeur et la longueur du défaut).

Le comportement du matériau est obtenu par lecture sur le graphe ‘contrainte-déformation’ obtenu expérimentalement, il existe alors des erreurs sur les valeurs utilisés numériquement.

Pour les conditions aux limites, on a considéré un blocage des surfaces, il existe des petits déplacements qui causent des déformations, ainsi la structure du matériau est modifiée.

Dans le modèle sans défaut, les contraintes sont concentrées sur la paroi interne du pipe ou est concentrée la pression interne, et leurs valeurs diminuent progressivement le long de l'épaisseur du pipe. Même remarque pour les déplacements.

Une concentration de contrainte au niveau du défaut avec une nette supériorité sur le fond de la cavité est observée sur le modèle avec défaut. Cette concentration de contrainte est due à la perte de métal dans cette zone, d'où l'on peut déduire qu'il y a une fragilisation du matériau dans cette zone. La valeur maximale de la contrainte est très proche de la valeur de la limite de rupture du pipe (dernière valeur avant rupture).

Nous montrerons à travers ces quelques points comment le pipe se comporte en présence d'un matériau composite.

Pour la réparation, nous avons utilisé la fibre de carbone Epoxy Carbon UD 230 GPa wet qui possède de bonnes caractéristiques mécaniques.

IV.7. Répartition des contraintes radiale, circonférentielle :

Dans cette partie nous allons suivre l'évolution des contraintes radiales et circonférentielles en fonction de la pression interne pour les différents cas de pipe (sain, corrodé, et réparé).

IV.7. 1. Distribution des contraintes circonférentielles

- **Pipe sain**

La figure IV.15 représente la variation de la contrainte circonférentielle dans le premier cas que nous avons choisi à savoir un pipe sain pour une pression interne égale à 15 MPa.

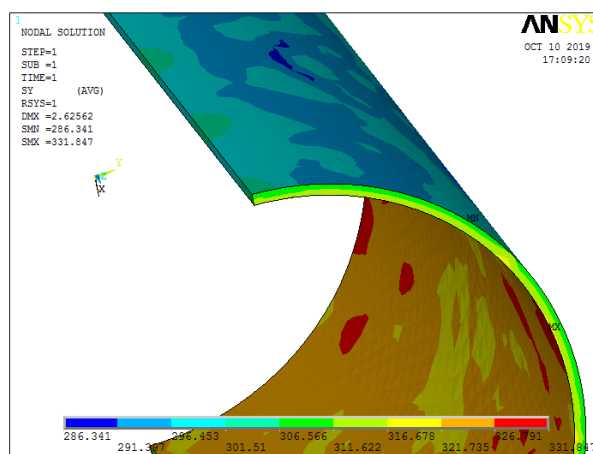


Figure IV.15 : Contrainte circonférentielle d'un pipe sain

La figure IV.21 montre que la contrainte circonférentielle du pipe $\sigma_{\theta\max} = 331.847$ situé sur la surface interne tandis que la valeur minimale de la contrainte égale à $\sigma_{\theta\min} = 286.341$ situé sur la surface externe.

- **Pipe corrodé**

Les figures IV.16, IV.17 et IV.18 représentent la contrainte circonférentielle pour des pipes corrodés pour la même valeur de pression interne 15 MPa et différents de profondeur.

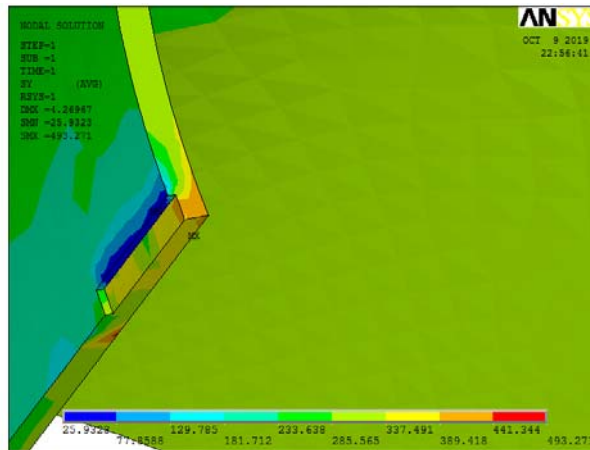


Figure IV.16 : Contrainte circonférentielle d'un pipe corrodé

La figure IV.16 illustre Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur. Elle montre que la contrainte maximale est située sous la zone corrodée présentée en rouge, sa valeur est $\sigma_{\theta\max} = 493.271$ MPa. La valeur minimale $\sigma_{\theta\min} = 25.9329$ MPa. La figure IV.24 montre que la contrainte maximale égale $\sigma_{\theta\max} = 604.08$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta\min} = 18.7445$ MPa.

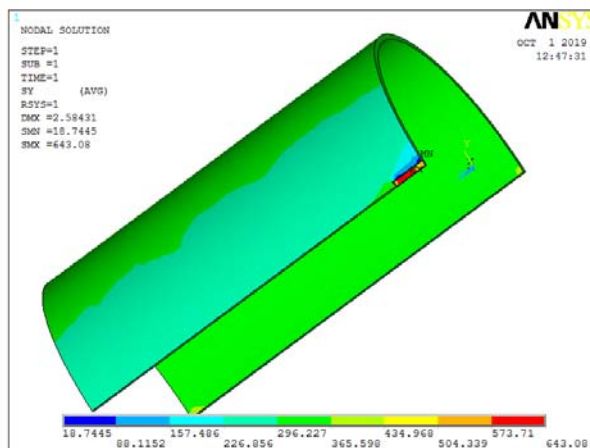


Figure IV.17 : Contrainte circonférentielle d'un pipe corrodé

La figure IV.17 montre la contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur du pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur. La contrainte maximale $\sigma_{\theta_{max}} = 643.08$ MPa. La valeur minimale $\sigma_{\theta_{min}} = 18.7445$.

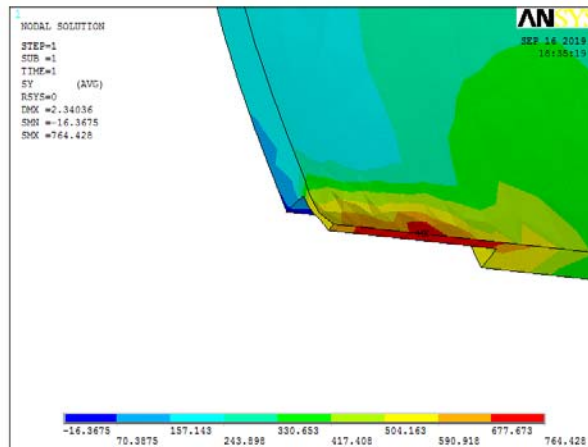


Figure IV.18 : contrainte circonférentielle d'un pipe corrodé

La figure IV.18 illustre la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur. Elle montre que la contrainte maximale égale $\sigma_{\theta_{max}} = 764.428$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta_{min}} = -16.3675$ MPa.

Les contraintes circonférentielles sont réparties non-uniformément sur le tube corrodé, et la contrainte maximale est situé au défaut, on dit alors que la contrainte est concentré sur la zone corrodé (façade supérieure) ce qui va provoquer une défaillance (déformation puis éclatement) avec l'augmentation de pression.

Les résultats de la contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur obtenus par notre simulation pour 3 profondeurs de défaut sont montrés dans la figure IV.22.

- **Pipe réparé**

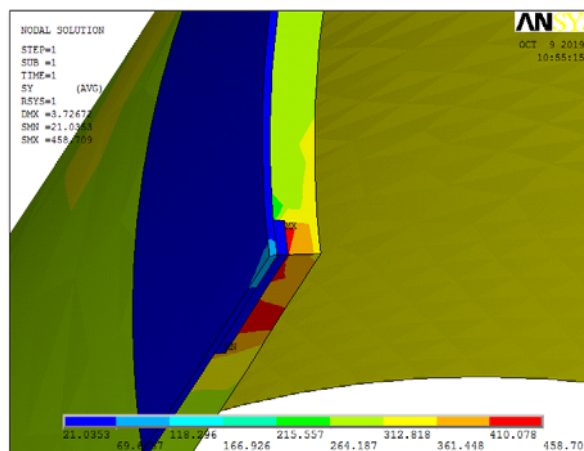


Figure IV.19 : contrainte circonférentielle d'un pipe réparé

La Figure IV.19 illustre la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm. Elle

montre que la contrainte maximale $\sigma_{\theta_{\max}} = 458.709$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta_{\min}} = 21.0353$ MPa.

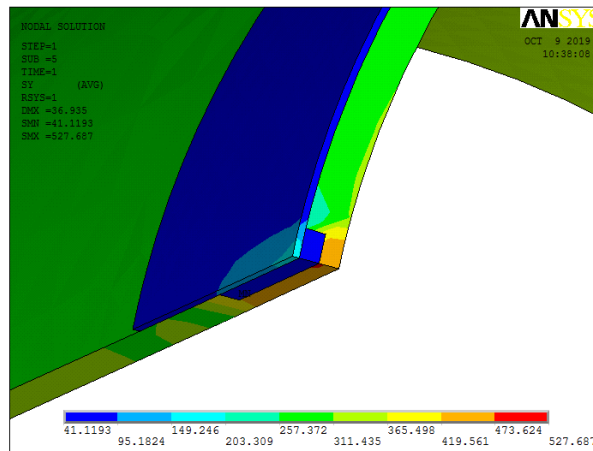


Figure IV.20 : Contrainte circonférentielle d'un pipe réparé

La Figure IV.20 illustre la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm. Elle montre que la contrainte maximale $\sigma_{\theta_{\max}} = 527.687$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta_{\min}} = 41.1193$ MPa.

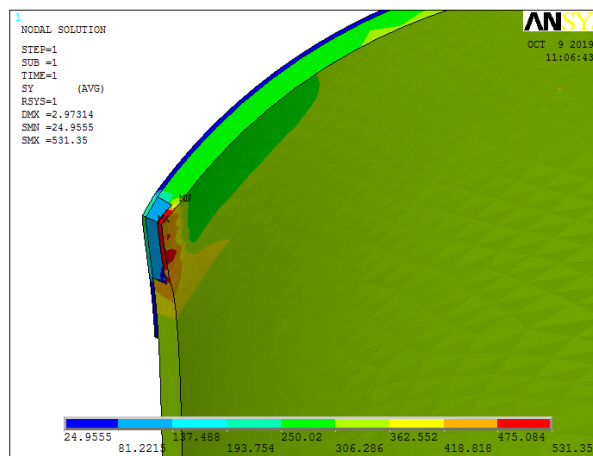


Figure IV.21 : Contrainte circonférentielle d'un pipe réparé

La Figure IV.21 illustre la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm. Elle montre que la contrainte maximale $\sigma_{\theta_{\max}} = 531.35$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta_{\min}} = 24.9555$ MPa.

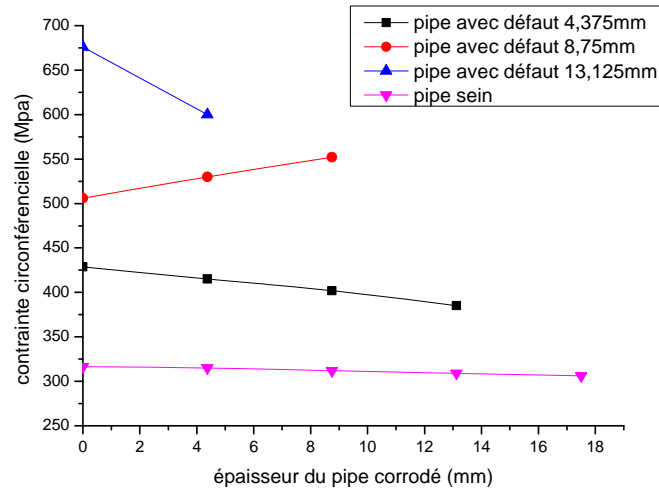


Figure IV.22 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut et un pipe sain.

La figure IV.22 représente une courbe des contraintes circonférentielles par rapport de l'épaisseur d'un pipe sain et pipe corrodé avec différents profondeurs. On remarque que les contraintes circonférentielle d'un pipe corrodé sont élevées par rapport à un pipe sain. Plus la profondeur du défaut est grande, plus la contrainte augmente. Atteint une valeur maximale 675 MPa pour un défaut de 13,125 mm.

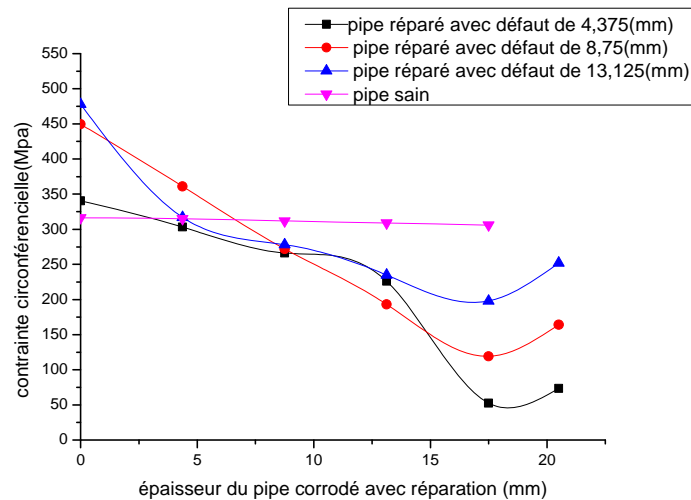


Figure IV.23 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite de 3 mm d'épaisseur et un pipe sain.

Le résultat montre que la contrainte circonférentielle d'un pipe réparé diminue par rapport à un pipe avec défaut. Elle varie en fonction de l'épaisseur du pipe corrodé avec réparation. La partie résine on remarque que la contrainte diminue jusqu'à une valeur de 50 MPa pour un défaut de 4.375 mm et pour la partie composite la contrainte augmente.

IV.7. 2. Distribution des contraintes radiale

Dans cette partie de notre travail, on va illustrer la variation de la contrainte radiale qui rentre dans notre simulation.

- Pipe sain

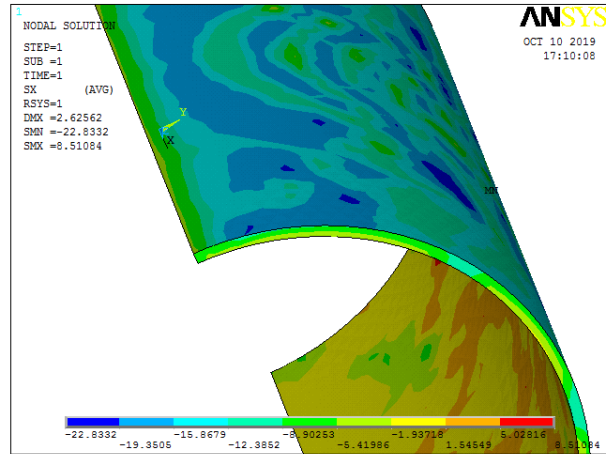


Figure IV.24 : Contrainte radiale d'un pipe sain pression interne 15 MPa

La figure IV.24 montre la répartition des contraintes pour un pipe sain, on remarque que la contrainte radiale est répartie uniformément sur la circonférence du pipe, la contrainte maximale a atteint une valeur de $\sigma_{\text{max}} = 8.54108$ MPa situé sur la surface interne, tandis que la valeur minimale $\sigma_{\text{min}} = -22.8332$ MPa est situé sur la surface externe

- Pipe corrodé

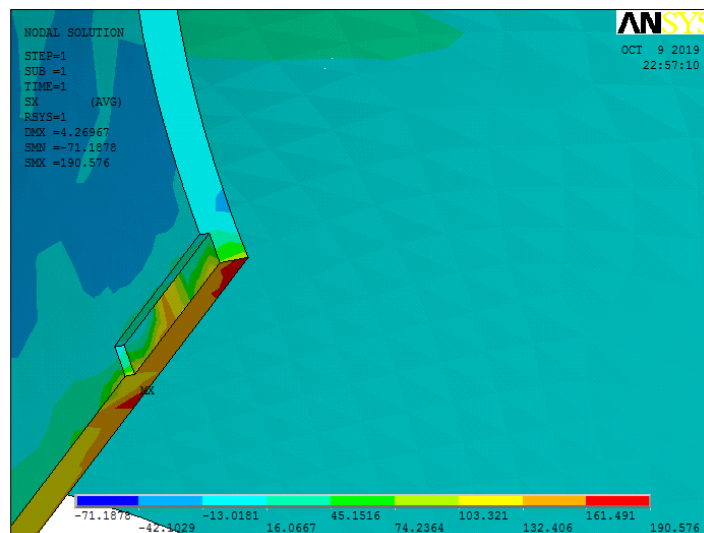


Figure IV.25 : contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur

La figure IV.25 que la contrainte radiale est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 190.576$ MPa concentrée sous la zone réparé comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -71.1678$ MPa.

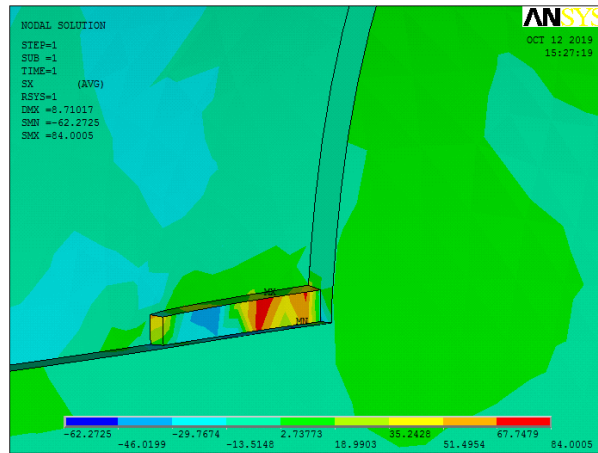


Figure IV.26 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur

La figure IV.26, montre que la contrainte radiale est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 84.0005$ MPa concentrée au-dessous de la zone corrodée comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -62.2725$ MPa.

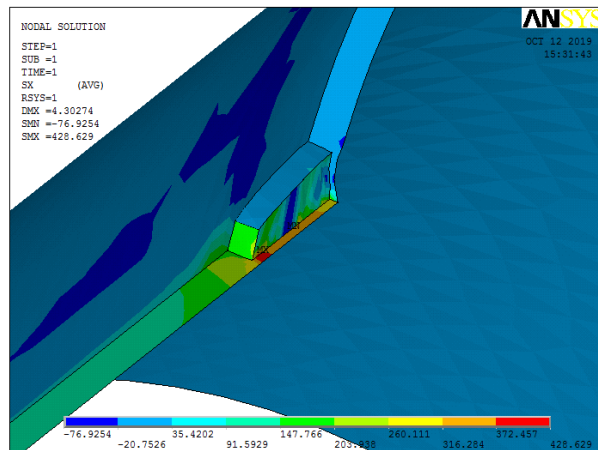


Figure IV.27 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

La figure IV.27 montre que la contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm, est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 428.629$ MPa comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -76.9254$ MPa.

- Pipe réparé

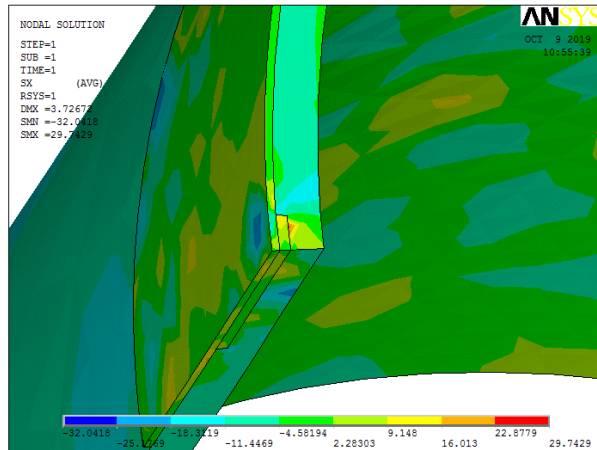


Figure IV.28 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 4.375 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

La figure IV.28, que la contrainte radiale est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 258.558$ MPa et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -54.3834$ MPa.

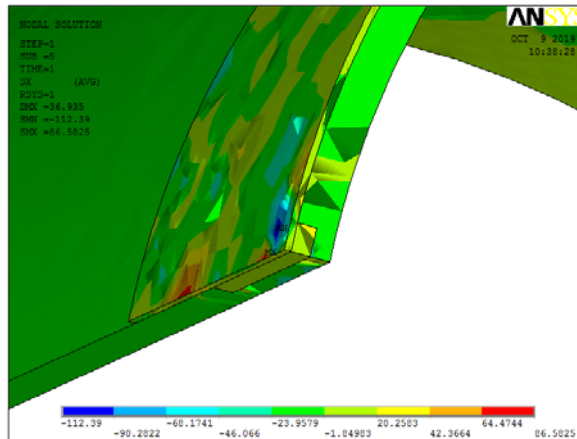


Figure IV.29 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 8.75 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

La figure IV.29, montre que la contrainte radiale est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 86.5825$ MPa. Elle est concentrée au-dessus de la zone réparée comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -112.39$ MPa.

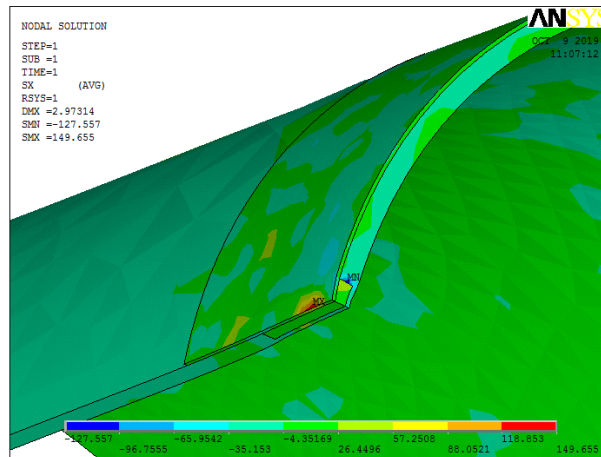


Figure IV.30 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur réparé par une enveloppe de composite d'épaisseur 3 mm

La figure IV.30, que la contrainte radiale d'un pipe avec défaut rectangulaire de 13.125 mm de profondeur, réparé par une enveloppe de composite de 3 mm d'épaisseur, est maximale avec une valeur de $\sigma_{\text{max}} = 149.655$ MPa. Elle est accumulée au-dessus de la zone réparée comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{\text{min}} = -127.557$ MPa.

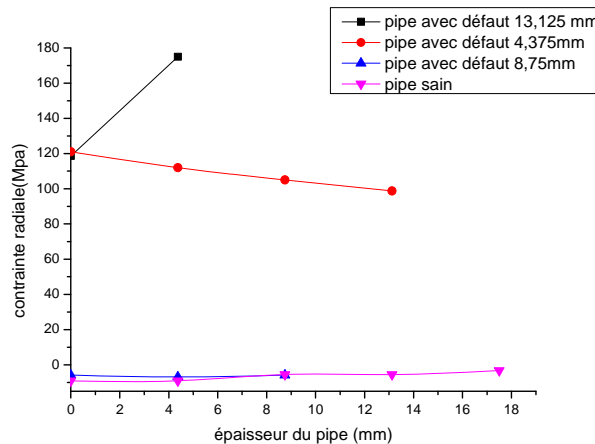


Figure IV.31 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe sain et avec défaut.

On remarque sur la figure IV.31 que les contraintes radiales augmentent dans les deux cas de figure 4.375 et 13.125 mm. Les valeurs de contraintes radiale pour un pipe avec défaut 8.75 mm sont pratiquement les mêmes que ceux d'un pipe sain.

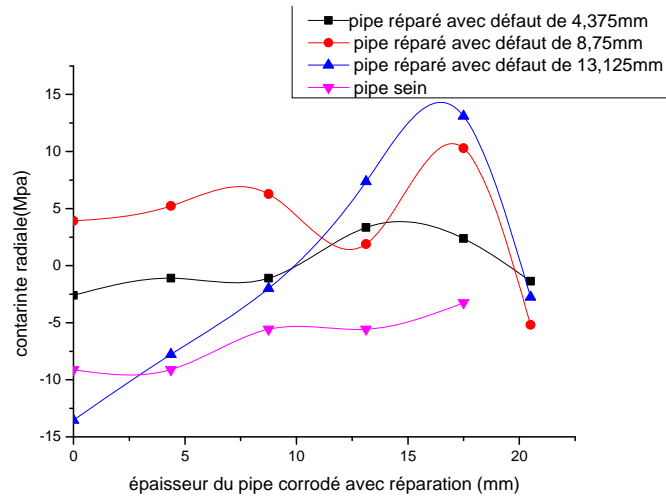


Figure IV.32 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite de 3 mm d'épaisseur

Dans la figure IV.32 ; La contrainte radiale d'un pipe réparé avec défaut de 4.375 mm et 8.75 mm est supérieur par rapport à un pipe sain. Tandis que la contrainte d'un pipe réparé avec défaut de 13.125 mm est inférieure par rapport à la contrainte d'un pipe sain.

IV.8. Effet de l'épaisseur de patch sur la réparation

Dans le but d'une meilleure réparation, nous avons varié l'épaisseur de l'enveloppe de réparation de 3 à 9 mm. Les figures IV32, 33, 35, 36 montrent le comportement de la contrainte circonférentielle et radiale en fonction de l'épaisseur pour un pipe réparé par enveloppe avec trois épaisseurs différentes.

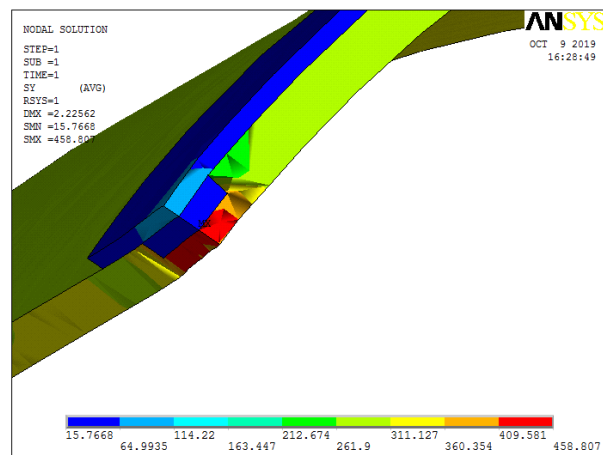


Figure IV.33 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une enveloppe en composite 6 mm d'épaisseur

La figure IV.33 montre que la contrainte maximale est située sous la zone corrodée présentée en rouge, sa valeur est $\sigma_{\theta_{max}} = 458.807$ MPa. La valeur minimale $\sigma_{\theta_{min}} = 15.7668$ MPa .en bleu. La figure IV.34 montre que la contrainte maximale égale $\sigma_{\theta_{max}} = 457$ MPa et la valeur minimale $\sigma_{\theta_{min}} = 20.0355$ MPa.

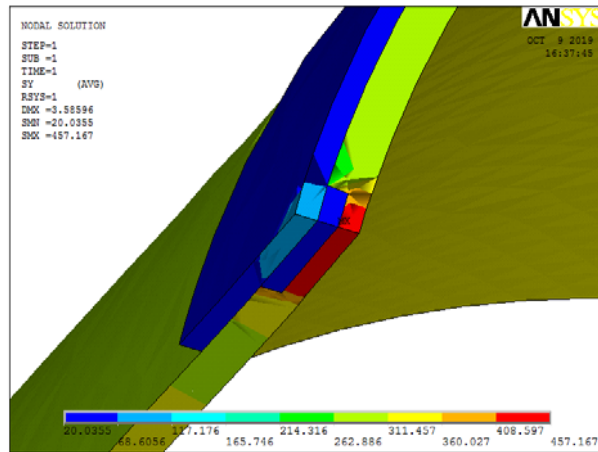


Figure IV.34 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une enveloppe en composite 9 mm d'épaisseur

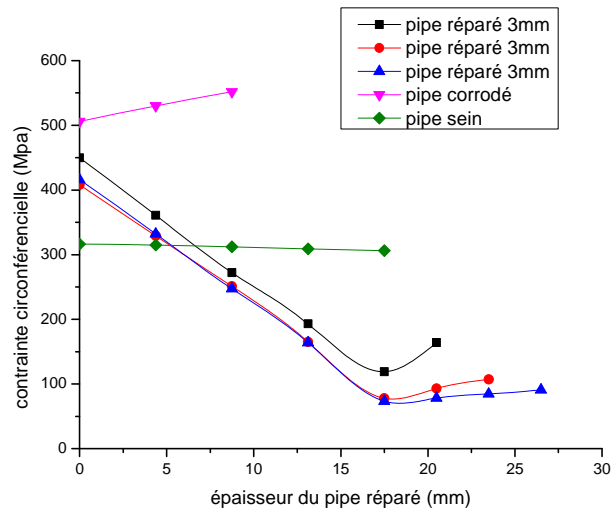


Figure IV.35 : Contrainte circonférentielle en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite en variant l'épaisseur

Dans la figure IV.35, On remarque que La contrainte circonférentielle d'un pipe réparée diminue par rapport à la contrainte circonférentielle d'un pipe corrodé. Dans la partie résine on remarque que la contrainte a diminué jusqu'à une valeur de 100 MPa pour une épaisseur de 03 mm. Pour une épaisseur de 06 et 09 mm, on constate de meilleures résultat par rapport a un épaisseur de 03 mm.

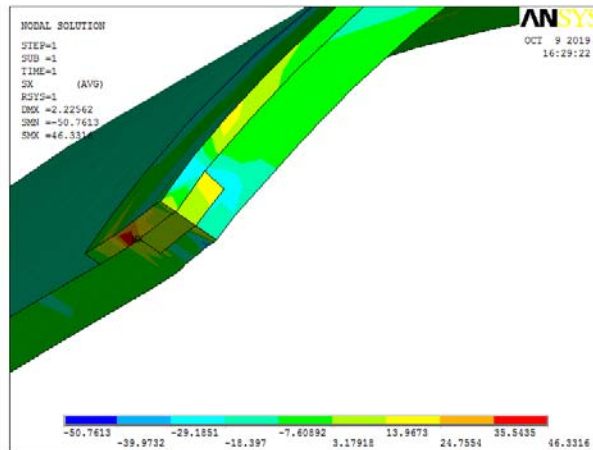


Figure IV.36 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite de 6 mm d'épaisseur

La figure IV.36 représente la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une enveloppe de composite 6 mm d'épaisseur. On constate sur la figure IV.36, que la contrainte radiale est maximale avec une valeur de $\sigma_{rmax} = 46.3316$ MPa concentrée au-dessous de la zone réparé comme c'est montré en rouge, et la contrainte minimale est égale à $\sigma_{rmin} = -50.7613$ MPa.

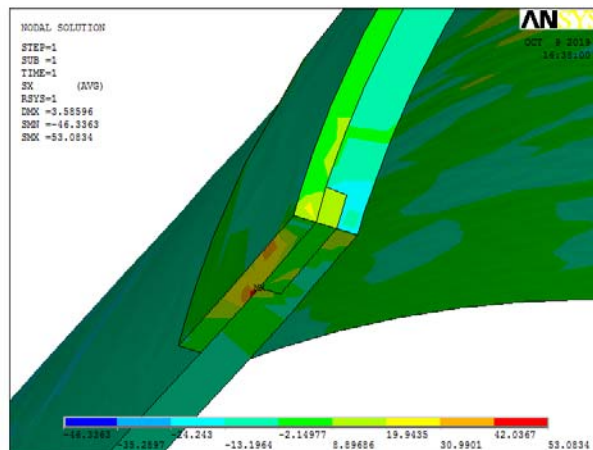


Figure IV.37 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite de 9 mm d'épaisseur

La figure IV.37 illustre la Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe en composite de 9 mm d'épaisseur. La contrainte maximale est égale à $\sigma_{rmax} = 53.0834$ Mpa. La contrainte minimale $\sigma_{rmin} = -46.3363$ Mpa

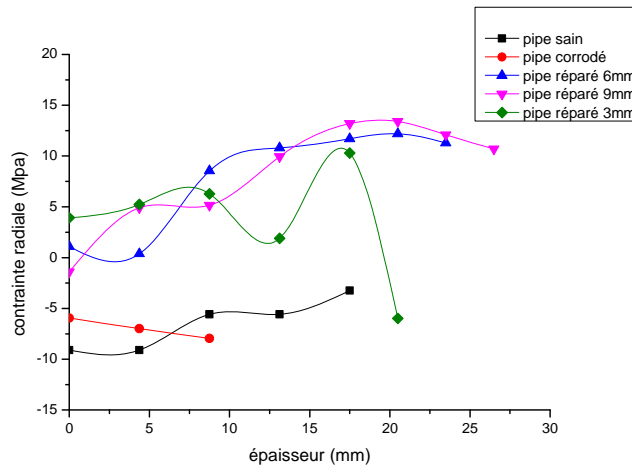


Figure IV.38 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparer avec une enveloppe en composite en variant l'épaisseur.

Dans la figure IV 38, on remarque que la contrainte radiale d'un pipe réparé est plus grande par rapport à celle d'un pipe sain et a celle d'un pipe corrodé. Les valeurs de contraintes radiales d'un pipe réparé à 06 et 09 mm sont inférieures à celle à 03 mm.

IV.9 . Effet de choix de matériaux de réparation

Dans cette partie, on a voulu montrer l'importance du choix du type de matériaux. Ainsi, les résultats obtenu dans la figure IV.41 montre que la contrainte circonférentielle le verre sont supérieur de celle de carbone avec une valeur maximale de 644 MPa pour et 601.8 MPa pour le verre pour une pression interne de $P_i = 15\text{MPa}$. Pour cela, on déduit que le carbone est plus efficace par rapport aux autres matériaux.

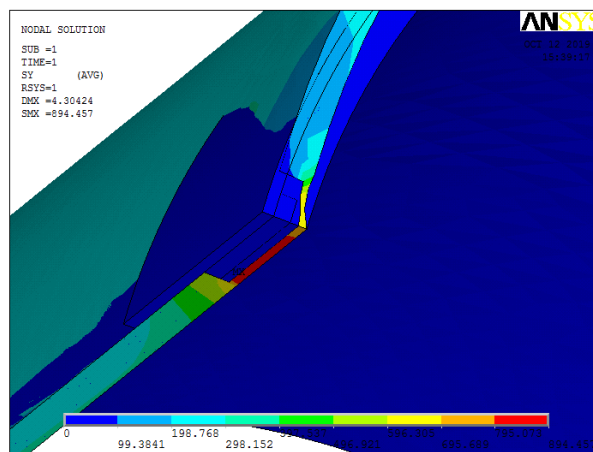


Figure IV.39 : Contrainte circonférentielle d'un pipe réparé

La figure IV.39 montre la contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre » 6 mm d'épaisseur. La contrainte maximale $\sigma_{rmax} = 894.457\text{ Mpa}$. Elle est concentrée au niveau de l'épaisseur du pipe. La contrainte minimale égale $\sigma_{rmin} = 0\text{ Mpa}$.

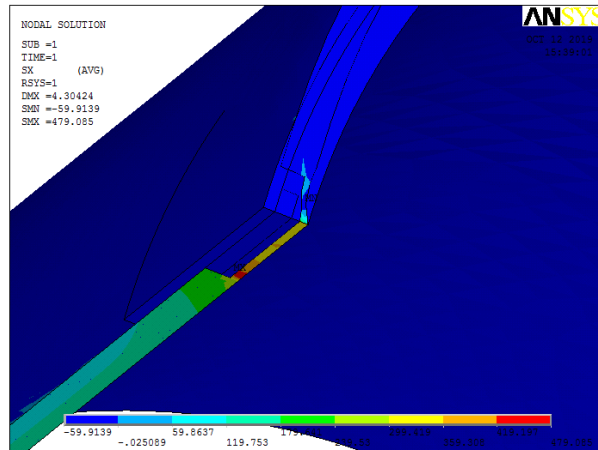


Figure IV.40 : Contrainte radiale d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre » 6 mm d'épaisseur

On remarque sur la figure IV.40 indique que la contrainte circonférentielle a diminué de 516 MPa jusqu'à 503 MPa au fur et à mesure que l'épaisseur augmente de 4 mm à 8 mm. Tandis que les résultats constaté sur la figure IV.41 montrent que l'épaisseur du patch joue un rôle très important, on remarque que la contrainte radiale a diminué de 76 MPa jusqu'à 38 MPa par rapport à l'augmentation de l'épaisseur qui croit de 4 mm à 8 mm. En variant cette fois-ci le matériau composite, on a choisi les patches verre/époxy et aramide/époxy pour voir l'effet de matériau utilisé. Les caractéristiques mécaniques de verre et d'aramide sont présentées dans le tableau IV.2.

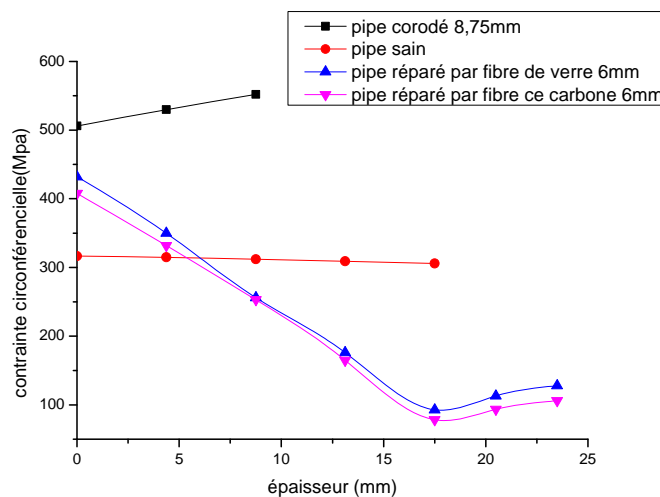


Figure IV.41 : Contrainte circonférentielle d'un pipe avec défaut 8.75 mm réparé avec une couche de composite « fibre de verre » 6 mm d'épaisseur

La figure IV.41 démontre les valeurs de la contrainte circonférentielles des pipes réparés que ce soit par des fibres de verre 06 mm ou par fibres de carbone 06 mm diminuent par rapport à celle d'un pipe corrodé 8.75 mm et même celle d'un pipe sain jusqu'à atteindre une valeur inférieure a 100 MPa. On note de meilleurs résultats pour la réparation par fibres de carbone comparé à la réparation par fibres de verres

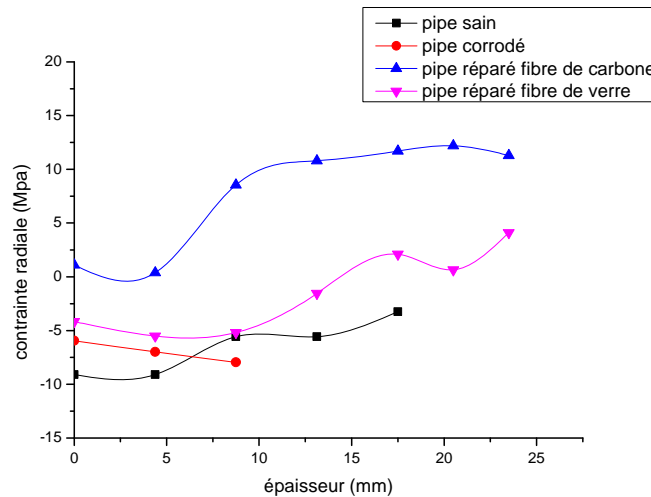


Figure IV.42 : Contrainte radiale en fonction de l'épaisseur pour pipe avec défaut réparé avec une enveloppe

La figure IV.42 montre que les contraintes radiales des pipes réparés par des fibres de carbone et de verre sont supérieures à celles d'un pipe sain et même à celle d'un pipe corrodé. On remarque que les contraintes radiales des pipes réparés par fibre de verre sont moindres que celles des pipes réparés par fibre de carbone.

IV.10. Conclusion :

Ce travail a eu pour but d'étudier le comportement mécanique des structures de pipelines en présence de défauts de corrosion ainsi que le renforcement de ces derniers par un système de matériau composite. Nous avons réalisé une étude numérique pour prédire la pression de rupture des pipelines. Les résultats obtenus ont été comparés à ceux obtenus expérimentalement de Nekkaa.

Nous avons fait une simulation numérique avec le logiciel ANSYS APDL multiphysics 14.0 afin d'étudier le comportement d'un pipe sans défaut, avec défaut rectangulaire et celui d'un autre avec défaut réparé par enveloppe en composite types carbon-epoxy et verre-epoxy.

Nous avons considéré dans un premier temps un pipeline sans défaut en faisant varier la pression intérieure jusqu'à ce que la contrainte de Von Mises soit presque égale à la Résistance à la rupture qui est 563,8 MPa, pour les autres défauts nous avons varié les valeurs de la profondeur et de la longueur du défaut, dans un deuxième temps le pipeline comportant un défaut de corrosion sous forme de rectangulaire et nous avons terminé cette simulation par la réparation de cet dernier par enveloppe en composite en faisant varier la profondeur du défaut, l'épaisseur de l'enveloppe de composite et le type de matériau composite.

Les résultats obtenus ont montrés

- La concentration de contrainte est maximale au niveau de la zone du défaut alors qu'elle est répartie uniformément sur la paroi interne du pipe sain.

Chapitre IV : Simulation numérique et discussion des résultats

- La contrainte équivalente de Von Mises augmente avec l'augmentation de la longueur et la profondeur du défaut.
- La contrainte pour un pipe réparé par enveloppe à base de matériau composite atteint presque la même valeur qu'un pipe sain.

Conclusion

Conclusion générale

Ce mémoire avait pour but d'étudier par le biais d'une simulation numérique, de déduire les contraintes circonférentielles et radiales subies par un pipe sain, un pipe corrodé et un pipe réparé par collage de matériaux composites.

L'étude de la déformation d'un pipe sain et un autre corrodé avec une pression interne de 15 Mpa, a montré des résultats dont nous avons comparé avec le travail de Nekkaa. Puis, nous avons effectué une validation.

Les résultats ont montré que les contraintes radiales et circonférentielles pour un pipe avec défaut est très élevée par rapport à celui d'un pipe sain. Ce qui montre la nécessité d'une réparation.

Il existe un bon nombre de méthode de réparation. L'une des méthodes utilisées consiste à les renforcer par collage de matériaux composites. Cette technique a fait ses preuves dans le cas des pipes avec défauts de corrosion. Les analyses numériques ont montré que cette technique de renforcement accorde au pipe sa résistance initiale.

Nous avons remarqué une réduction très accentuée des contraintes radiale et circonférentielle pour une variation d'épaisseur du matériaux, ce qui montre l'influence d'épaisseur de matériaux sur la réparation.

L'application des différents types de matériaux composites constituant le matériaux de réparation (carbone- fibre de verre) révèle que les niveaux de contraintes radiales et circonférentielles sont réduites, et selon les résultats la réparation en carbone est plus efficace par rapport aux autres matériaux.

Pour conclure, ce travail de mémoire se voulait principalement, de montrer que l'application de cette méthode de réparation permet d'augmenter la résistance et la durée de vie des pipelines.

Référence bibliographiques

- [1] A. Bouziane, « Contribution à la détermination des critères des qualités des tubes soudés soumis à une pression intérieure », Thèse de Magistère en génie mécanique, Université M'hamed Bougara, Boumerdes, 2008.
- [2] G. Palumbo, L. Tricarico, « Effect of forming and calibration operations on the shape of large diameter welded tubes », Journal of Materials Processing Technology, Vol. 164-65, pages 1089-1098 (2005).
- [3] Certificate 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.
- [4] P. L. Veronique Nobel, « Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton », Thèse Université Pierre & Marie Curie, Paris 6, Février 2004, pp 21-23, pp 47-51.
- [5] I. Djedid, « Etude sur les défaillances des aciers API-5LX60 pour pipeline cas de la ligne GZI », Mémoire de Master en Génie Mécanique, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Juin 2013.
- [6] A. Jenkins, « Introduction to corrosion in oil and gas production », MI production chemicals, Algiers, 2006.
- [7] M. P Foulc, J. Alcorta, « Durabilité des assemblages par colles : Etat de L'art. » (Module Ma5), Les entretiens de Toulouse, 2008
- [8] Chunming Wang, Xingfang. Jie lie, « Transmission electronmicroscopy of martensite, austenite, is lands in pipeline steel X70 », Materials science and engineering, 2006.
- [9] F. Aggoune, « Evaluation de l'endommagement des tubes dans leurs conditions d'exploitation », Magister en Génie Mécanique, Dept Génie Mécanique, Université des frères Mentouri, Constantine, 2010.
- [10] M. Allouti, « Étude de la nocivité de défauts dans les canalisations de transport de gaz tels les éraflures, les enfoncements ou leurs combinaisons », Université Paul Verlaine de Metz, 01/07/2010
- [11] S. Belarbi, « Détermination de la résistance résiduel d'un pipe corrodé en utilisant le concept de la mécanique de l'endommagement », Magistère en Génie Mécanique, Université des Sciences et de la technologie Mohamed Boudiaf, Oran.
- [12] M. Hafiti, « Inspection en ligne et diagnostic », Direction de traitement de canalisation (DRC) SONATRACH, ARZEW.
- [13] T. Nateche, " Réhabilitation et Renforcement des canalisations sous pression en présence des défauts de surfaces", Thèse pour l'obtention du grade de docteur en science. Département Génie Maritime, Université des sciences et de la technologie Mohamed Boudiaf, Oran.
- [14] T. Prasse, F. Michel, G. Mook, K. Schulte, W. Bauhofer, « A comparative investigation of electrical resistance acoustic emission during cyclic loading of CFRP laminates ». Composites Science and Technology, may 2001, volume 61, issue 6, pages 831-835.

- [15] C. Soutis, F. C Smith, K. L Mattheueus. « Predicting the compressive engineering performance of carbon fiber-reinforced plastics », *Composites Part A: Applied Science and manufacturing*, June 2000, Volume 31, Issue 6, pp 531-536.
- [16] V.M Seica, A J. Packer, « FRP materials for the rehabilitation of tubular steel structures, for underwater applications », *Composite Structures*, October 2007, Volume 80, Issue 3, Pages 440-450.
- [17] G M Hille, AE. Romer, « Fiberglass Pipe Design for Water Mains », In: *Proceedings of Pipeline Engineering and Construction, What's on the Horizon?*, August 1-4, San Diego, California. United States: ASCE;2004. p. 1–11.
- [18] S. Blassieu, « Modélisation des phénomènes microstructuraux au sein d'un composite unidirectionnel carbone/epoxy et prédiction de durée de vie : contrôle et qualification de réservoirs bobinés », HAL archives-ouvertes.fr, 2007.
- [19] RL. Hausrath, AV. Longobardo, « High-strength glass fibers and markets » In: Wallenberger FT, Bingham PA, editors. *Fiberglass and glass technology: energy friendly compositions and applications*, New York: Springer, 2007
- [20] T.V Bruno, “The causes and prevention of pipeline failures”, Metallurgical Consultants, Inc, 1997.
- [21] D.H Nguyen, “Complément de mécanique des solides”, AEES-Université de Liège, 1998.
- [22] A.A. Griffith, “The phenomena of rupture and flow in solids”, *Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A*, 221: pp. 163, 1920.
- [23] H. M Westergaard, “Bearing Pressures and Cracks”, *Journal of Applied Mechanics*, 6, A 49-53, 1939.
- [24] G.R Irwin., “Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate”, *Journal of Applied Mechanics, Transactions of the ASME* ; 24, 361-364, 1957.
- [25] J.D. Eshelby, “The continuum theory of lattice defects”. In: F. Seitz and D. Turnbull (eds) *Progress in Solid State Physics*, Vol. 3. Academic Press, New York, 1956.
- [26] G. P Cherepanov, “The propagation of cracks in a continuous medium”, *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 31(3), 503-512, 1967.
- [27] J.R. Rice, “A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notches and cracks”, *ASME-Journal of Applied Mechanics*, 35, 379-386, 1968.
- [28] M. Dubois, “Application des méthodes de calcul à l’admissibilité des défauts dans les appareils à pression”, Journée d’information SNCT-CETIM, France, 1995.
- [29] A. Sandvik, E. Ostby, CH.Thaulow, “Probabilistic fracture assessment of surface cracked pipes using strain-based approach”, *Engineering Fracture Mechanics*, 73 , 1491-1509, 2006.
- [30] T. L. Anderson, “Fracture mechanics: fundamentals and applications”, CRC Press, 1991.
- [31] D.H. Nguyen, “Eléments de mécanique de la rupture”, AEES-Université de Liège, 1998.
- [32] J.H Liu, A., Francis, “Theoretical analysis of local indentation on pressured pipes”, *International Journal of Pressure Vessel and Piping*, 81, 931- 939, 2004.

- [33] I.V Orynyak, L. S. Shlapak, “Estimation of the limiting pressure in a pipe with an indentation”, *Strength of material*; 33(5), 2001.
- [34] G. Pluvinage, “General approaches of pipeline defect assessment”, In : *Damage and Fracture Mechanics- Failure Analysis of Engineering Materials and Structures*, Springer 2009.
- [35] A. Cosham, P. Hopkins, “The pipeline defect assessment manual”, IPC02-27067, In: *Proceedings of IPC 2002, international pipeline conference*, American Society of Mechanical Engineers, Calgary, Alta., Canada, 2002.
- [36] D. Katz, M. Gao, S. Limon, R. Krishnamurthy, “Advances In Crack Assessment For Pipeline Integrity”, 11th International Conference of Fracture, (ICF11), Paper 5068, Turin, Italy, 2005.
- [37] D. S Dugdale, “Yielding of steel sheets containing Slits”, *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 8, 100-104, 1960.
- [38] E. S. Folias, “The stresses in a cylindrical shell containing an axial crack”, ARL 64-174, Aerospace Research Laboratories, October 1964.
- [39] G. T. Hahn, M. Sarrate, A. R Rosenfield, “Criteria for crack extension in cylindrical pressure vessels”, *International Journal of Fracture Mechanics*, 5, 178-210, 1969.
- [40] W. A Maxey, J. F Kiefner, R. J Eiber, and A. R Duffy, “Ductile Fracture Initiation”, Propagation, and Arrest in Cylindrical Vessels, ASTM STP 514, 1972.
- [41] J. F Kiefner, W. A Maxey, R. J Eiber, and A. R Duffy, “Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders”, ASTM STP 536, 1973.
- [42] P. Hopkins, “The structural integrity of oil and gas transmission pipelines”, Penspen Ltd.UK, Elsevier Publishers, 2002.
- [43] J. F. Kiefner, A.R Duffy, “Criteria for determining the strength of corroded areas of gas transmission lines”, American Gas Association (AGA) Operating Section on Transmission Conference, AGA, 1973.
- [44] J.F. Kiefner, P.H Vieth, “Evaluating pipe 1: new method corrects criterion for evaluating corroded pipe”, *Oil & Gas Journal*, 88(32), 56-59, 1990.
- [45] J.F Kiefner, P.H Vieth, “Evaluating pipe conclusion: PC program speeds new criterion for evaluating corroded pipe”, *Oil & Gas Journal*, 88(34), 91-93, 1990.
- [46] T.A Netto, U.S Ferraz, S.F Estefen, “The effect of corrosion defects on the burst pressure of pipelines”, *Journal of Constructional Steel Research*, 61, 1185-1204, 2008.
- [47] A. Cosham, P. Hopkins, “Best practice for the assessment of defects in pipelines-corrosion”, *Engineering Failure Analysis*, 1245-1265, 2007.
- [48] A.Cosham, P. Hopkins, « The pipeline defect assessment manual», International pipeline conference, Calgary, Alberta, Canada, 2002.
- [49] ASME Pcc-2:2008. « Repair of pressure equipment and piping».
- [50] B. Nekkaa, “Réparation d’un gazoduc corrodé par un système composite stratifié”, these , USTO, Oran, 2018.