

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique – Transport et distribution des Hydrocarbures

Présenté par : Haouari Houssein Belkacem

Bouafia Mohamed Amine

THEME

Etude des pipelines sous pression réhabilités par
matériaux composites

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Examineur	YOUNSI Karim	MCB	UMBB
Examineur	MENAA Abdenour	MCB	UMBB
Examineur	BOUHAFS Smail	MAA	UMBB
Examineur	TIKOBAINI Mourad	MAA	UMBB
Encadreur	BETTAYEB Mourad	MCB	UMBB

REMERCIEMENTS

On tiens à exprimer notre profonde gratitude envers notre encadreur Monsieur BETTAYEB Mourad et les membres du jury.

Tout d'abord, on est extrêmement reconnaissant envers notre encadreur pour son soutien, son expertise et sa guidance tout au long de ce travail. Sa disponibilité, ses conseils avisés et sa patience ont été essentiels pour mener à bien ce projet. Grâce à ses encouragements constants et à ses précieuses suggestions, on a pu grandir académiquement et améliorer nos compétences de recherche.

De plus, on souhaite adresser nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont consacré leur temps et leurs connaissances pour évaluer notre travail. Leurs commentaires constructifs et leurs remarques pertinentes nous ont permis de prendre du recul, d'affiner nos idées et de perfectionner notre présentation. Leur expertise dans le domaine a été une source d'inspiration et d'apprentissage pour nous.

DEDICACE 1

Je dédie ce travail

À mes parents et mes sœurs, qui sont la source de tout ce que je suis aujourd'hui. Votre amour inconditionnel, votre soutien constant et votre dévouement sans faille ont été les fondements de ma réussite

À mes chers amis Ziad, Anis, Zaki, Amine, Achref, Islem, Ramzi, Abdou, Fathi qui ont été à mes côtés tout au long de cette aventure académique et ceux que j'ai rencontré à Boumerdes, qui sont devenus ma deuxième famille. Votre présence, votre soutien et nos moments de partage ont rendu cette expérience d'apprentissage encore plus enrichissante et mémorable.

À mes professeurs, qui ont été des guides précieux dans mon cheminement intellectuel. Votre passion pour l'enseignement, votre expertise et votre dévouement ont façonné ma compréhension et élargi mes horizons.

À Monsieur Makhoulfi Hamid, je tiens à vous exprimer ma profonde gratitude et ma reconnaissance pour votre précieuse contribution à mon parcours académique.

DEDICACE 2

Je tiens à dédier ce mémoire de fin d'études à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à ma réussite académique. Votre soutien inconditionnel, votre amour et vos encouragements ont été les piliers de mon cheminement et je suis profondément reconnaissant de vous avoir dans ma vie.

Père, tu as été mon roc, mon guide et ma source d'inspiration. Ta sagesse, ton dévouement et tes encouragements constants m'ont poussé à donner le meilleur de moi-même. Je suis honoré d'être ton fils, et je ne saurais jamais assez te remercier pour tout ce que tu as fait pour moi.

Mère, ta tendresse, ta patience et ton amour inconditionnel ont été une source inépuisable de réconfort. Tu as été mon pilier émotionnel, toujours présente pour me soutenir et me donner confiance en moi. Je te suis extrêmement reconnaissant pour tous les sacrifices que tu as consentis pour mon éducation.

Ma chère sœur Meriem, bien que tu ne sois plus parmi nous, ta présence reste vivace dans nos souvenirs et ton esprit continue de m'inspirer. Tu étais une personne exceptionnelle, remplie de courage et de détermination. Je te remercie pour tous les moments précieux que nous avons partagés et pour l'inspiration que tu continues de susciter en moi.

Chahra, Ryma et Fayza, mes sœurs adorées, vous avez toujours été là pour moi, me soutenant et m'encourageant à chaque étape de mon parcours éducatif. Vos encouragements constants, vos mots de réconfort et votre amour inconditionnel ont été d'une valeur inestimable. Je vous remercie du fond du cœur pour votre présence et votre soutien.

Rabah et Ahmed, mes frères bien-aimés, votre soutien et vos conseils ont été d'une importance capitale pour moi. Vos encouragements, votre camaraderie et votre confiance en mes capacités ont été une source de motivation constante. Je vous suis profondément reconnaissant de partager ce lien fraternel avec vous.

Et enfin, à mon binôme Haouari Houssein Belkacem, je tiens à te remercier tout spécialement. Notre collaboration a été un moteur essentiel dans la réussite de notre mémoire. Ta perspicacité, ton travail acharné et ton dévouement à notre projet ont été d'une valeur inestimable. Je suis fier et honoré d'avoir eu la chance de travailler à tes côtés, et je te suis reconnaissant pour ton amitié et ton soutien constants.

Je tiens également à exprimer ma gratitude envers tous ceux qui m'ont accompagné dans cette aventure éducative, qu'il s'agisse de membres de ma famille élargie, d'amis proches ou de mes enseignants. Votre soutien moral, vos conseils et vos encouragements ont été inestimables.

Avec une gratitude infinie, je vous envoie mes pensées affectueuses.

Le Sommaire

Introduction générale	1
CHAPITRE I : Le réseau de transport par canalisations en Algérie	2
I.1 Introduction	3
I.2 Description du réseau de transport des hydrocarbures par canalisations.....	3
I.2.1 Les composantes clés du système de transport par canalisation.....	3
I.2.1.1 Les oléoducs	3
I.2.1.2 Gazoducs	5
I.3 Conclusion.....	8
CHAPITRE II : Les défauts rencontrés dans le réseau de transport par canalisations et leurs inspections.....	9
II.1 Introduction	10
II.2 Les Différents types de défauts rencontrés dans le transport par canalisation	10
II.2.1 La corrosion des pipelines	10
II.2.1.1 Les causes de la corrosion	11
II.2.1.2 Classes de la corrosion	11
II.2.1.2 Aspect morphologique de la corrosion	12
II.2.1.3 Les facteurs influençant la corrosion	12
II.2.2 L'érosion	13
II.2.3 L'enfoncement	13
II.2.5 Défauts de construction	13
II.3 Opération inspection dans le réseau de transport par canalisation	14
II.3.1 But d'une opération d'inspection.....	14
II.3.2 Recherche des défauts de revêtements.....	15
II.3.3 Recherche de perte de métal	15
II.3.3.1 Méthode magnétique	16
II.3.3.2 Méthode Ultra Sonique.....	16
II.3.4 Recherche de défauts géométriques.....	17
II.3.5 Interprétation des résultats de l'inspection	17
II.3.5.1 Résultats numériques.....	17
II.3.5.2 Résultats en forme d'histogramme	18
II.3.6 Évaluation des défauts détectés durant l'inspection.....	19
II.3.6.1 L'évaluation par pression	19
II.3.6.2 L'évaluation par perte de métal limite.....	21
II.4 Conclusion	22
Chapitre III : Les methodes de réhabilitation des pipelines.....	23
III.1 Introduction.....	23
III.2 Le choix de la méthode de réhabilitation	24
II.2.1 Cahier des charges.....	24

III.2.2 Validation par l'expérimentation	25
III.2.3 Validation par le calcul	25
III.3 Les méthodes de réhabilitation.....	26
III.3.1 Réparation avec manchette	26
III.3.2 Réparation par manchon type A et type B.....	29
III.3.2.1 Recommandation	30
III.3.2.2 Méthode d'exécution.....	30
III.3.2.3 Mesures relatives aux travaux de soudure	30
III.3.2.4 Avantage et inconvénients	30
III.3.3 Réparation avec manchon en deux pièces boulonnées	32
III.3.4 Réparation par nettoyage et enrobage	33
III.3.5 Réparation par apport de métal (Rechargement)	33
III.3.6 Réparation par manchons composites	34
III.3.6.1 Description de la méthode.....	35
III.3.6.2 Les avantages et les inconvénients	36
III.3.6.3 Les matériaux utilisés.....	37
III.3.6.4 Cas de coût de réhabilitation par composite	37
III.3.8 Récapitulation sur les méthodes de réhabilitations.....	37
III.4 Conclusion	38
CHAPITRE IV :Analyse des contraintes des pipelines renforcés par matériaux composites.....	39
IV.1 Introduction	40
IV.2 Modèle théorique et analyse	40
IV.2.1 Contraintes dans les pipes souterrains non endommagés	41
IV.2.2 Contraintes dans les pipes souterrains endommagés	42
IV.2.3 Contraintes dans les pipes souterrains endommagés et renforcés par matériaux composites	43
IV.3 Application sur un pipe.....	44
IV.3.1 Calcul des contraintes pour un pipe non endommagé	45
IV.3.2 Calcul des contraintes pour un pipe endommagé	46
IV.3.3 Calcul des contraintes pour un pipe endommagé réparé par FRP	47
IV.3.4 Analyse des résultats.....	48
IV.3.5 Calcul des contraintes circonférentielles maximales	49
IV.4.1 Analyse des résultats.....	55
IV.5 Conclusion.....	55
Conclusion générale.....	56
Bibliographie	57
Annexes	58

Liste Des Tableaux

Tableau I. 1: Description des oléoducs transportant le condensat en Algérie	4
Tableau I. 2: Description des oléoducs transportant le pétrole brut en Algérie	5
Tableau I. 3 : Description des oléoducs transportant le GPL brut en Algérie	5
Tableau I. 4: Description de tous les gazoducs dans le réseau de transport par Canalisations.....	6
Tableau I. 5 : Tableau récapitulatif du réseau algérien	8
Tableau II. 1: Les facteurs influençant la corrosion	12
Tableau II. 2: exemple de représentation de résultats numérique d'une inspection	18
Tableau II. 3: contrainte élastique de différent type d'acier utilisé dans les pipelines	19
Tableau II. 4: Les coefficient de sécurité pour les canalisations en Algérie	20
Tableau III. 1: Les différentes méthodes de réhabilitation.....	26
Tableau III. 2: Coût d'opération de réparation par manchons.....	31
Tableau III. 3: Tableau des méthodes de réhabilitation.....	37
Tableau IV. 1: Propriétés mécaniques et géométriques du pipe et sol	44
Tableau IV. 2: Propriétés mécaniques des feuilles FRP	44
Tableau IV. 3: Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge du trafic et à la pression interne dans un pipe sans défauts.	44
Tableau IV. 4: Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge du trafic et à la pression interne dans un pipe avec défauts.....	45
Tableau IV. 5: Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge de circulation et à la pression interne dans un pipe endommagée réparé par FRP.	46
Tableau IV. 6: Contraintes circonférentielles maximales ($\sigma_f + \sigma_s + \sigma_t$)	48
Tableau IV. 7: Contraintes circonférentielles due à la pression interne	49
Tableau IV. 8: Contraintes circonférentielles maximales d'un pipe réparé en fonction de nombre de couches du matériau composite.....	51

Liste Des Figures

Figure I. 1: Le Réseau de Transport par canalisations en Algérie.	7
Figure II. 1: Représentation d'un exemple de corrosion.....	10
Figure II. 2: Représentation d'un exemple d'enfoncement.....	13
Figure II. 3: Représentation de résultats d'une inspection en forme histogramme.....	18
Figure III. 1: Opération stopple d'un pipe 40 pouces	27
Figure III. 2: Excavation d'un tronçon	28
Figure III. 3: Opération de coupure du tronçon	28
Figure III. 4: Soudage d'un manchon de raccordement.....	29
Figure III. 5: Manchon type A	31
Figure III. 6: Manchon type B	32
Figure III. 7: Manchon deux pièces Split + Sleeve (demi coquilles)	33
Figure III. 8: Kit de clock spring	34
Figure III. 9: Composition d'enveloppement composite	35
Figure III. 10: Opération de réparation par manchons.....	35
Figure III. 11: Bandes de Clock spring installées sur pipe	36
Figure IV. 1: Contraintes dans un pipe sans défauts.	45
Figure IV. 2: Contraintes dans un pipe endommagé.	46
Figure IV. 3: Contraintes dans un pipe endommagé réparé par FRP	47
Figure IV. 4: Contraintes circonférentielles maximales ($\sigma_r + \sigma_s + \sigma_t$).....	49
Figure IV. 5: Contraintes circonférentielles due à la pression interne	50
Figure IV. 6: Contraintes circonférentielles maximales dans pipe réparé par CFRP	52
Figure IV. 7: Contraintes circonférentielles maximales dans un pipe réparé par GFRP	53
Figure IV. 8: Contraintes circonférentielles maximales dans un pipe réparé par AFRP	53

Introduction générale

Les pipelines jouent un rôle essentiel dans le transport des hydrocarbures en Algérie, assurant ainsi un maillon vital de l'industrie pétrolière et gazière du pays. Cependant, au fil du temps, ces infrastructures peuvent présenter des défauts et des dégradations, nécessitant des mesures de réparation et de réhabilitation. Parmi ces techniques, on a la réparation des canalisations par manchons en matériaux composites qui permettent de réparer des canalisations de transport d'hydrocarbures en charge sans arrêt d'exploitation et sans soudage, réduisant ainsi considérablement l'impact, les risques, la durée et le coût de l'opération. Ce mémoire vise à fournir une compréhension approfondie de la réhabilitation des pipelines par l'utilisation de matériaux composites, en mettant en évidence leur pertinence et leur applicabilité dans le contexte spécifique du réseau de transports des hydrocarbures par canalisation en Algérie. Pour ce faire on a établi le plan de travail suivant :

Le premier chapitre de ce mémoire offre un aperçu détaillé du réseau de transports des hydrocarbures par canalisation en Algérie. Il examine l'importance de ce réseau dans le contexte national, mettant en évidence son rôle dans l'acheminement sécurisé et efficace des hydrocarbures vers les centres de production, de stockage et de distribution. Une analyse des différentes composantes de ce réseau sera réalisée, ainsi qu'une évaluation des défis auxquels il est confronté.

Le deuxième chapitre se concentre sur les défauts rencontrés dans les pipelines et les méthodes d'inspection utilisées pour détecter ces problèmes. Des défauts tels que les fissures, les corrosions ou les fuites qui peuvent compromettre l'intégrité structurelle des pipelines, entraînant des risques environnementaux et de sécurité. Nous examinerons les différentes techniques d'inspection et d'évaluation des pipelines, en mettant l'accent sur leur fiabilité, leur précision et leur applicabilité dans le contexte algérien.

Dans le troisième chapitre, nous explorerons les méthodes de réhabilitation des pipelines. Nous examinerons les approches traditionnelles telles que la réparation par soudage ou le remplacement complet de la section endommagée. Cependant, une attention particulière sera accordée aux méthodes de réhabilitation utilisant des matériaux composites, qui offrent des avantages significatifs tels que la légèreté, la résistance à la corrosion et la durabilité. Nous étudierons les différentes techniques de réhabilitation basées sur les matériaux composites et évaluerons leur pertinence et leur efficacité dans le contexte spécifique des pipelines en Algérie.

Enfin, le quatrième chapitre se concentrera sur une étude de cas spécifique, portant sur un pipeline ayant subi une réhabilitation à l'aide de matériaux composites. Nous analyserons les aspects techniques et les résultats obtenus à la suite de cette réhabilitation, en mettant en évidence les améliorations de performance, la durabilité et les économies potentielles réalisées grâce à cette méthode.

CHAPITRE I

Le réseau de transport par canalisations en Algérie

I.1 Introduction

Le transport des hydrocarbures est une activité essentielle en Algérie, un pays riche en ressources pétrolières et gazières. L'industrie pétrolière et gazière est un pilier majeur de l'économie algérienne, contribuant à une part importante du produit intérieur brut (PIB) du pays. La production de pétrole et de gaz en Algérie a commencé au début des années 1950 et depuis, elle n'a cessé de se développer. Le transport des hydrocarbures en Algérie se fait principalement par des réseaux de transport par canalisations qui traversent tout le pays, reliant les sites de production aux sites de traitement et aux terminaux d'exportation. Ces pipelines sont des infrastructures critiques pour l'industrie pétrolière et gazière en Algérie, permettant le transport sûr et efficace des hydrocarbures sur de longues distances.

L'importance de l'activité de transport des hydrocarbures en Algérie ne se limite pas seulement à l'impact économique qu'elle a sur le pays. Elle est également cruciale pour l'approvisionnement énergétique des pays voisins, notamment ceux de la région méditerranéenne. L'Algérie est un fournisseur clé de gaz naturel pour l'Europe et fournit également du pétrole brut à d'autres régions du monde.

I.2 Description du réseau de transport des hydrocarbures par canalisations

SONATRACH exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures (Pétrole Brut, Condensat, Gaz Naturel et Gaz Pétrole Liquéfié) composé de 22 Systèmes de Transport par Canalisation (STC) d'une longueur totale de 20 927 km. Un STC est constitué d'une ou plusieurs canalisation(s) transportant des Hydrocarbures, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, notamment les stations de compression, les stations de pompage, les postes de coupure, les postes de sectionnement, les lignes d'expédition, les postes de chargement à quai et en mer ainsi que les systèmes de protection cathodique, de comptage, de régulation, de télécommunications et de télé-contrôle. La gestion des dits STC s'opère à travers six (06) Directions Régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) Directions opérationnelles (GEM et GPDF) [1].

Les capacités de transport réelles, réservées et disponibles des différents Systèmes de Transport par canalisations déclarées pour l'année 2021 se présentent comme suit :

- Capacité totale réelle : 404,342 MTEP dont 264,182 MTEP concernant le Réseau Nord et 140,160 MTEP pour le Réseau Sud ;
- Capacité totale réservée : 229,467 MTEP soit 57 % de la capacité réelle ;
- Capacité totale disponible : 174,875 MTE.

I.2.1 Les composantes clés du système de transport par canalisation

Le système de transport par canalisations de l'Algérie est un ensemble d'organes interconnectés qui travaillent ensemble pour transporter des fluides à travers des pipelines. Les organes du système de transport par canalisations peuvent varier en fonction de la nature des fluides transportés, de la pression de transport et de la distance à parcourir, à savoir :

I.2.1.1 Les oléoducs

Un oléoduc est un système de transport de liquide, principalement du pétrole brut ou

du gaz naturel liquéfié (GNL) ou condensat, à travers des tuyaux qui s'étendent sur de longues distances qui comprend :

- Les stations de pompage de départ et intermédiaire qui comprend
 1. Des réservoirs de stockage
 2. Des filtres
 3. Un dispositif de comptage
 4. Des pompes de poussée (boosting), au nombre de deux à trois, assemblées en parallèle.
 5. Des pompes principales, en général, ce sont des pompes centrifuges au nombre de quatre à cinq, assemblées en série où en parallèle en fonction de la différence des hauteurs géodésiques de la conduite.
 6. Appareils de contrôle, système de commande et d'automatisation
 7. Système auxiliaire telle que le graissage, le refroidissement, l'alimentation en eau, en air et en carburant.
 8. Groupe d'alternateurs pour les besoins d'électricité.
 9. Les installations de sécurité pour intervention et prévenir en cas d'incendie.
 10. Atelier de réparation, salle de contrôle, base de vie.
- La ligne (conduite).
- Les terminaux de départ et d'arrivée (T.D et T.A).
- Des points de livraison et de réception du produit.
- Des postes de sectionnement et des postes de coupures.
- Des installations de poste cathodique.
- Des installations de télécommande et de télécommunication. [2]

Tableau I. 1: Description des oléoducs transportant le condensat en Algérie

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Millions de TM/an (MTA)		

- **Liquide de gaz naturel (condensat)**

Réseau Sud					565	7,900	4,798	3,102
STC NH2	NH2	24"/30"	PK66-Ohanet	Haoud El Hamra	565	7,900	4,798	3,102
Réseau Nord					1 153	25,020	8,375	16,645
STC NZ1	NZ1	28"	Hassi R'Mel	Arzew / Bethioua	507	13,610	2,815	10,795
STC NK1	NK1	30"	Haoud El Hamra	Skikda	646	11,410	5,560	5,850
Total Condensat					1 718	32,920	13,173	19,747

Tableau I. 2: Description des oléoducs transportant le pétrole brut en Algérie

- **Pétrole brut**

Réseau Sud					1 620	58,700	21,000	37,700
STC OH1	OH1	30"	In Amenas	Haoud El Hamra	630	8,900	4,702	4,198
STC OT1	OT1	24"	In Amenas	Frontière Algéro-Tunisienne	265	7,800	0,148	7,652
STC OH3/OH4	OH3	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292	30,000	11,602	18,398
	OH4	30"	Hassi Berkine	Haoud El Hamra	292			
STC OD3/OH2	OH2	26"	Mesdar	Haoud El Hamra	108	12,000	4,547	7,453
	OD3	20"	Rhourde El Baguel	Mesdar	33	5,000	0,894	4,106
Réseau Nord					3 081	86,400	40,442	45,958
STC OZ1/OZ2	OZ1	28"	Haoud El Hamra	Arzew / Bethioua	801	11,000	16,474	28,526
	OZ2	34"	Haoud El Hamra	Arzew / Bethioua	821	34,000		
STC OK1	OK1	34"	Haoud El Hamra	Skikda	646	30,000	16,998	13,002
STC OB1/OG1	OB1	24"/22"	Haoud El Hamra	Béjaia	668	11,400	6,970	4,430
	OG1	20"	Beni Mansour	Alger	145	4,000	3,882	0,118
Total Pétrole Brut					4 701	145,100	61,441	83,659

Tableau I. 3 : Description des oléoducs transportant le GPL brut en Algérie

- **Gaz pétrole liquéfié (GPL)**

Réseau Sud					1 762	10,200	6,429	3,771
STC LR1/DLR1 / LN21-12" et son Expansion ELR1	LR1	10"- 24"	Alrar	Hassi R'Mel	1 022	10,200	6,429	3,771
	DLR1	16"	Ohanet	Gassi Touil	404			
	ELR1	24"	Hassi Messaoud	Hassi R'Mel	336			
Réseau Nord					998	15,000	7,653	7,347
STC LZ1/LZ2 /LN21-16"	LZ1	24"	Hassi R'Mel	Arzew	503	9,000	7,653	7,347
	LZ2	24"	Hassi R'Mel	Arzew	495	6,000		
Total GPL					2 760	25,200	14,082	11,118

I.2.1.2 Gazoducs

Un gazoduc est une canalisation qui transporte des gaz naturels ou d'autres gaz à travers de longues distances, souvent de plusieurs centaines de kilomètres. Les gazoducs sont

utilisés pour transporter du gaz naturel à partir de sites de production qui se comprend de :

- Station de traitement de gaz destinée à préparer le gaz pour le transport.
- Conduite.
- Des installations d'automatisation de télécommunication et de protection cathodique.
- Des postes de coupure et de sectionnement.
- Des stations de compression destinées à comprimer le gaz pour être évacué de station à autre station qui comprend de :
 1. Des groupes de compresseurs entraînés par des moteurs (électrique, diesel ou turbine à gaz). Ce sont des compresseurs assemblés, dans la plupart des cas en parallèle
 2. Des batteries des filtres généralement à cyclone, destiné à filtrer le gaz.
 3. Un système de comptage.
 4. Un Skid-gaz destiné à détendre le gaz pour les équipements demandant une pression plus bas (démarrage des turbines, besoin interne de la station ...)
 5. Une installation de refroidissement du gaz à la sortie des compresseurs : le refroidissement se fait soit par air ou par l'eau ; la température maximale du gaz à la sortie de la station ne doit pas dépasser 60°C afin de ne pas endommager le revêtement de la canalisation.
 6. Groupes d'alternateurs.
 7. Ateliers de réparation, salle de contrôle, base de vie. [2]

Tableau I. 4: Description de tous les gazoducs dans le réseau de transport par Canalisations

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponib le
						Milliards de Sm³/an		
Réseau Sud					4 113	63,600	48,874	14,726
STC GR1/GR2 et ses Expansions GR4 et GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966	49,500	41,005	8,495
	GR2	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966			
	GR4	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	535			
	GR6	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	531			
STC GR5 et son Expansion GR7	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'Mel	770	14,100	7,869	6,231
	GR7	48"	PC04-GR5	Hassi R'Mel	345			
Réseau Nord					7 413	138,498	94,323	44,175
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'Mel	Arzew	509	0,980	0,000	0,980
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'Mel	Arzew	507	40,648	25,207	15,441
	GZ2	40"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
	GZ3/RGZ3	42"	Hassi R'Mel	Arzew	517			

STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'Mel	ARZEW	513	11,250	8,681	2,569
		48"	Moctaa Douz	BENI SAF	120			
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'Mel	Skikda	575	20,470	15,000	5,470
	GK2	42"	Hassi R'Mel	Skikda	576			
STC GG1	GG1/RGG1	42"	Hassi R'Mel	Bordj Ménail	437	11,300	8,600	2,700
STC GPDF et son Extension EGPDF	GPDF	48"	Hassi R'Mel	El Aricha	521	11,470	8,993	2,477
	EGPDF	48''	El Aricha	BENI SAF	197			
STC GO1/GO2/GO3	GO1	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548	32,720	23,065	9,655
	GO2	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
	GO3	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'Mel	Mechtatine	432	9,660	4,777	4,883
		48"	Mechtatine	El Kala	267			
		48"	Tamlouka	Skikda	87			
Total Gaz Naturel					11 526	202,098	143,197	58,901

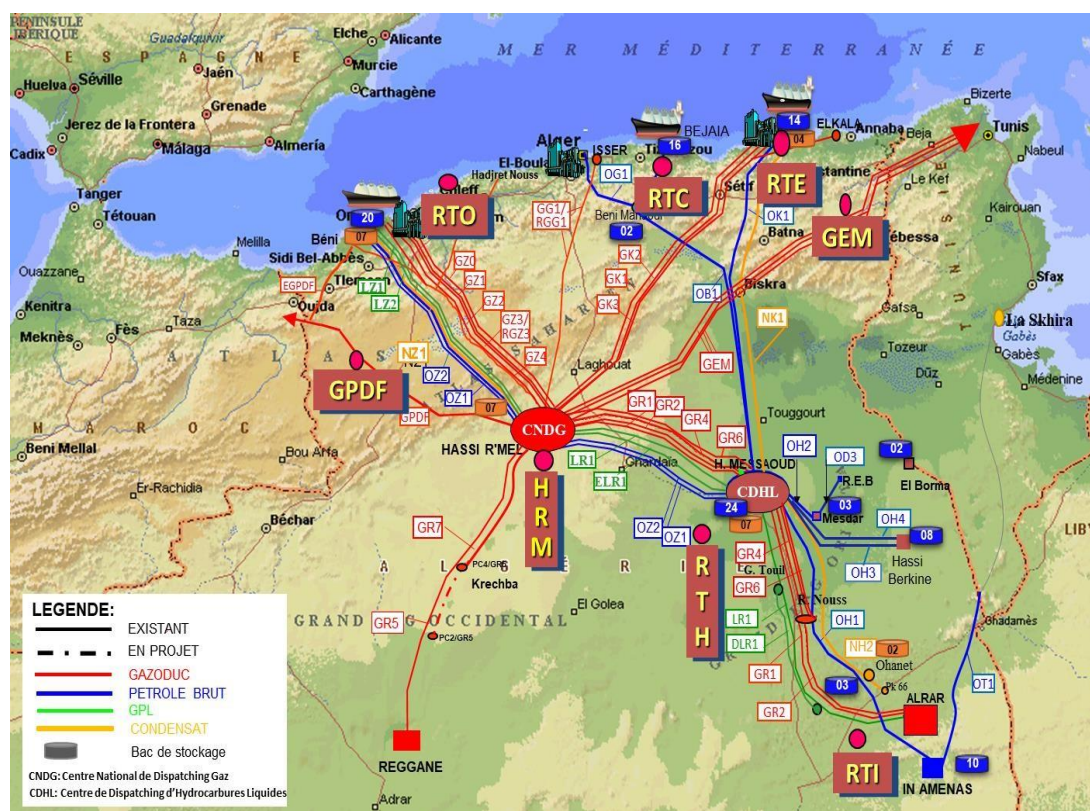


Figure I. 1:Le Réseau de Transport par canalisations en Algérie.

Tableau I. 5 : Tableau récapitulatif du réseau algérien

Tableau récapitulatif					
	Pétrole Brut	Cond-ensat	GPL	Gaz Naturel	TOTAL
Nombre des STC	7	3	2	10	22
Nombre des Canalisations	12	3	6	18	39
Longueur (Km)	4 973	1 718	3 255	10 981	20 927
Nombre de Stations	34	5	11	33	83
Nombre de Bacs	100	27	-	-	127
Capacité Design Stockage (10⁶ TM)	3,3	0,87	-	-	4,17
Capacité Design Transport (MTEP)	172,9	44,905	29,747	186,833	434,385

I.3 Conclusion

En conclusion, le réseau de transport des hydrocarbures en Algérie revêt une importance cruciale pour l'économie du pays et de la région. Il est essentiel de maintenir et de développer ce réseau afin d'assurer la sécurité et la fiabilité d'approvisionnement en hydrocarbures, et de favoriser la croissance économique et le commerce régional. Cela nécessite une gestion efficace, une planification stratégique une modernisation et expansion des infrastructures ainsi que des investissements continus dans la maintenance, dont une partie importante de cette dernière est consacrée à la réhabilitation des canalisations de transport des hydrocarbures, qui va faire l'objet d'étude des chapitres suivants.

CHAPITRE II

**Les défauts rencontrés dans le réseau
de transport par canalisations et leurs
inspections**

II.1 Introduction

Le transport des hydrocarbures par canalisation est un moyen essentiel pour répondre aux besoins en énergie du monde entier. Cependant, l'intégrité des pipelines peut être compromise en raison de divers facteurs tels que la corrosion, l'usure, les fuites et les dommages mécaniques. Ces défauts peuvent entraîner des pertes de production, des risques pour l'environnement et la sécurité publique, ainsi que des coûts élevés pour les réparations et la maintenance.

Pour assurer la sécurité et la fiabilité des pipelines, les opérations d'inspection par canalisation sont cruciales. Ces opérations utilisent des outils intelligents pour détecter les défauts et évaluer l'état des pipelines. Les avancées technologiques ont permis l'utilisation de techniques d'inspection hautement précises telles que les flux magnétiques et les ultrasons pour détecter tous les types de défauts le long de la ligne. Les résultats de ces inspections permettent aux opérateurs de décider de la nécessité de procéder à des réparations, d'optimiser la maintenance et de prolonger la durée de vie des pipelines.

Dans ce chapitre nous explorerons plus en détail les différents types de défauts rencontrés dans le transport des hydrocarbures par canalisation, ainsi que les méthodes d'inspections utilisées pour garantir leur intégrité.

II.2 Les Différents types de défauts rencontrés dans le transport par canalisation

II.2.1 La corrosion des pipelines

La corrosion est l'un des défauts les plus courants rencontrés dans les pipelines de transport des hydrocarbures. La corrosion est un processus naturel qui se produit lorsque les matériaux du pipeline entrent en contact avec des agents corrosifs tels que l'eau, l'oxygène et les sels dissous. La corrosion peut entraîner une réduction de l'épaisseur de la paroi du pipeline, des fissures et des fuites, ce qui peut causer des dommages importants et même des accidents. [3]



Figure II. 1:représentation d'un exemple de corrosion

II.2.1.1 Les causes de la corrosion

La corrosion est un phénomène complexe qui peut être causé par différentes raisons dans les pipelines transportant les hydrocarbures. Les principales causes de la corrosion sont :

- Les défauts dans le revêtement (l'enrobage) de la conduite,
- Les insuffisances du système de protection cathodique,
- L'agressivité du sol (sol de faible résistivité électrique).
- La présence de contaminants dans le fluide transporté : certains contaminants présents dans les hydrocarbures, tels que l'eau, les sels et les gaz corrosifs, peuvent accélérer le processus de corrosion.
- L'activité bactérienne : les bactéries présentes dans les hydrocarbures peuvent produire des acides qui peuvent corroder la surface interne des pipelines.

II.2.1.2 Classes de la corrosion

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en trois grandes classes : chimique, bactérienne et électrochimique [3] :

- **La corrosion chimique**

C'est la réaction entre le métal et une phase gazeuse ou liquide. Si cette corrosion se produit à haute température elle est alors appelée « corrosion sèche » ou corrosion à haute température. Au cours de la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action, c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques.

- **La corrosion électrochimique**

La corrosion électrochimique, appelée encore corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus fréquent. Elle réside essentiellement dans l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes. La corrosion électrochimique fait appelle à la fois à une réaction chimique et un transfert de charges électriques (circulation d'un courant). Cette corrosion nécessite la présence d'un agent oxydant (H_2O , O_2 , H_2 , etc....), sans celui-ci la corrosion du métal ne peut se produire. La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydoréduction, dont :

- La réaction d'oxydation d'un métal est appelée réaction anodique.
- La réaction de réduction d'un agent oxydant est appelée réaction cathodique.

- **La corrosion bactérienne**

Ce type de corrosion, appelé aussi bio-corrosion, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leurs métabolismes en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en créant les conditions favorables à son établissement (ex : production de H_2SO_4 par certains types de bactéries)

II.2.1.2 Aspect morphologique de la corrosion

La première approche de la corrosion étant généralement visuelle, la corrosion peut être divisée, d'un point de vue aspect morphologique, en deux grandes classes : [3]

- **Corrosion généralisée**

La corrosion généralisée ou uniforme est une corrosion progressant approximativement à la même vitesse sur la totalité de la surface d'un métal donné en contact avec un milieu environnant corrosif. C'est la forme de corrosion la plus simple.

- **Corrosion localisée(zonale)**

Ce mode de corrosion est le mode le plus fréquent et le plus ennuyeux car il vise uniquement certaines zones bien distinguées du matériau.

On distingue plusieurs types de corrosion localisée, à savoir :

- Corrosion galvanique
- Corrosion par piqûres
- Corrosion-érosion
- Corrosion sélective
- Corrosion sous contrainte

II.2.1.3 Les facteurs influençant la corrosion

Les facteurs influençant la corrosion sont divers et peuvent être classés en quatre groupes : **(Tableau II.1)**

Tableau II. 1:Les facteurs influençant la corrosion

Nature du métal	Nature de l'environnement corrodant	Facteurs dépendant du temps	Facteurs définissant les conditions d'emploi
Position dans la série galvanique	Effet de la température	Vieillessement	Etat de surface
Rapport de surfaces de l'anode et de la cathode	Effet du pH	Tension mécaniques	Forme des pièces
Pureté du métal	Débit	Modification des revêtements protecteurs	Emploi des inhibiteurs
Etat physique du métal	Humidité		Procédés d'assemblage
	Présence de bactéries		

Pour minimiser l'impact de ces facteurs et réduire la corrosion. On comprend les méthodes suivantes :

- La protection par revêtement.
- Protection cathodique (protection par courant imposé, protection par des anodes sacrificielles).
- La protection par les inhibiteurs de corrosion.

II.2.2 L'érosion

C'est un défaut longiligne qu'on rencontre principalement dans les conduites de gaz. Les particules solides, sable et produits de corrosion, se déplaçant à la vitesse du gaz « rabotent » la surface interne de la conduite provoquant une réduction de l'épaisseur. Ce phénomène est particulièrement intense au niveau des coudes à faible rayon de courbure. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outils dit outil intelligent (smartpig). [4]

II.2.3 L'enfoncement

C'est une déformation géométrique au niveau de la canalisation provoqués le plus souvent par des incidents mécaniques ou par l'instabilité du sol. Elles se traduisent par un changement de la géométrie initiale de la conduite, le plus souvent sans réduction d'épaisseur. La détection de ce type de défauts se fait par l'intermédiaire d'outils dit de configuration. [4]



Figure II. 2:représentation d'un exemple d'enfoncement

II.2.5 Défauts de construction

Les défauts de construction dans les pipelines de transport d'hydrocarbures peuvent entraîner des risques pour l'environnement et pour la sécurité publique. Voici quelques exemples de défauts de construction courants dans les pipelines de transport d'hydrocarbures :

- **Soudures mal exécutées**

Des soudures mal exécutées peuvent entraîner des fuites ou des ruptures de pipeline. Les erreurs de soudage peuvent inclure des soudures incomplètes, des soudures froides, des soudures avec des fissures ou des porosités, ou des soudures mal alignées.

- **Défauts dans le matériau**

Les défauts de matériau peuvent inclure des fissures, des porosités ou des inclusions dans le métal qui peuvent affaiblir la structure du pipeline.

- **Mauvaise finition de surface**

Une finition de surface incorrecte peut affaiblir le matériau du pipeline et le rendre plus susceptible de se fissurer ou de se rompre. [4]

II.3 Opération inspection dans le réseau de transport par canalisation

L'opération d'inspection dans le réseau de transport des hydrocarbures par canalisation revêt une importance capitale pour assurer la sécurité et la fiabilité de cette infrastructure critique. Les pipelines jouent un rôle essentiel dans le transport sécurisé des hydrocarbures sur de longues distances, mais ils sont sujets à des défauts qui peuvent entraîner des accidents graves. Pour prévenir de tels accidents, des méthodes d'inspection sont utilisées pour détecter les défauts potentiels, tels que la corrosion, les fissures et les défauts de soudure, avant qu'ils ne causent des problèmes majeurs.

Ces méthodes comprennent l'inspection visuelle, les techniques d'essais non destructifs et les inspections par pigging. En détectant précocement les défauts, il est possible de prendre les mesures correctives appropriées pour réparer ou renforcer les pipelines avant qu'ils ne provoquent des accidents. Cela garantit la sécurité, la fiabilité et la durabilité à long terme du réseau de transport des hydrocarbures par canalisations.

II.3.1 But d'une opération d'inspection

Le but d'une opération d'inspection est de vérifier et d'évaluer l'état de l'équipement, de la structure ou du système afin de détecter d'éventuels défauts, défaillances ou problèmes potentiels. Les opérations d'inspection sont réalisées dans divers domaines tels que l'industrie, l'ingénierie, la construction, la maintenance et la sécurité. Voici quelques objectifs clés d'une opération d'inspection :

- **Détection des défauts** : L'inspection vise à identifier les défauts, les dommages, les fissures, les usures ou tout autre problème pouvant compromettre la sécurité, la performance ou la durabilité de l'équipement ou de la structure.
- **Prévention des défaillances** : L'inspection permet de repérer les signes précurseurs de défaillance, ce qui permet de prendre des mesures préventives pour éviter les accidents, les pannes ou les ruptures potentiellement dangereuses. [5]

II.3.2 Recherche des défauts de revêtements

De nombreuses techniques sont utilisées pour contrôler la qualité du revêtement des canalisations enterrées. La simple détection de défauts de revêtement tels que des poinçonnements, du fluage, du décollement du revêtement ou des défauts d'application ne suffit pas pour évaluer l'état du métal. Il est nécessaire de déterminer si ces défauts représentent un réel risque pour les canalisations. Les différentes techniques de contrôle utilisent les mesures de gradient de potentiel générées par les courants électriques traversant les défauts du revêtement. Seuls les défauts qui permettent un échange de courant entre l'électrolyte du sol et l'acier peuvent être détectés. Le personnel chargé de mettre en œuvre ces techniques recherche les défauts de revêtement.

L'une de ces techniques est la méthode d'atténuation, qui permet principalement de localiser les zones présentant une faible résistance d'isolement par rapport à la valeur moyenne de la canalisation. Elle permet également de localiser les conduites enterrées (y compris la détermination de la profondeur) et de positionner approximativement les défauts de revêtement, notamment en présence de défauts importants ou de contact avec une structure métallique.

Le principe de cette méthode consiste à tracer la courbe d'atténuation d'un signal alternatif le long de la canalisation afin de mettre en évidence les zones présentant une faible résistance d'isolement. Lorsque la pente de la courbe d'atténuation est accentuée, cela indique une diminution de la résistance entre la conduite et le sol, ce qui peut correspondre à un défaut important ou à un grand nombre de petits défauts. Dans le cas d'un revêtement uniformément poreux, la pente de la courbe caractérise sa porosité, et un changement brusque de pente indique un défaut. Le taux de décroissance du courant (atténuation), exprimé en décibels par kilomètre (db/km), est considéré comme une indication absolue de l'état moyen du revêtement entre deux points donnés lors du contrôle.

La mise en œuvre de cette technique implique de connecter électriquement la canalisation à un générateur de signal qui injecte un signal alternatif constant. Un récepteur mesure le champ électromagnétique émis par la conduite, ce qui permet de la localiser, de déterminer sa profondeur et de mesurer l'amplitude du signal alternatif au point d'observation. Cependant, cette technique présente certaines limites. Les mesures peuvent être perturbées par la présence de structures métalliques à proximité si elles sont parallèles à la canalisation, comme des canalisations ou des bordures d'autoroute parallèles ou un passage sous une gaine métallique. De plus, elle ne permet généralement pas de détecter les défauts de revêtement de petite taille, et elle n'est pas applicable en présence de fortes perturbations dues aux courants alternatifs induits, tels que ceux générés par des lignes haute tension. [4]

II.3.3 Recherche de perte de métal

Les pertes de métal, qu'elles soient provoquées par de la corrosion, du frottement, une griffure, un arrachement ou tout autre cause, sont le type de défaut le plus fréquemment rencontré. Par conséquent, c'est dans ce domaine qu'ont été faits les plus gros efforts de recherche et développement. Aujourd'hui, la recherche se poursuit au plus haut niveau dans le

but de disposer des meilleurs outils possibles. Deux principes physiques sont principalement utilisés : la fuite de flux magnétique et les ultrasons. Les techniques de base sont très simples, et leur mise en œuvre se base à introduire des outils intelligent dit aussi racleur intelligent équipé par des modules où dite composants qui sert à appliqué ces deux méthodes au niveau des parois de la canalisation.

II.3.3.1 Méthode magnétique

Les outils à fuite de flux magnétique utilisent un principe physique basé sur l'induction d'un flux magnétique dans l'épaisseur de la paroi des tubes entre les pôles d'un aimant. Lorsqu'il y a une perte de métal dans la paroi des tubes, les lignes de champ magnétique se distordent à l'extérieur de la paroi, provoquant une fuite du flux magnétique. Un capteur détecte cette fuite et génère un signal électrique indiquant la perte de métal.

Ces signaux sont ensuite traités par des systèmes électroniques sophistiqués, et les données résultantes sont stockées en vue d'une analyse informatique ultérieure détaillée pour l'établissement d'un rapport d'inspection. Au fil du temps, l'évolution des aimants, des capteurs et des méthodes d'analyse a donné naissance aux outils à basse et haute résolution.

Ces outils qui se base sur la méthode de flux magnétique(MFL) ont des limites d'utilisation suivantes :

- Diamètres de tubes : 3" à 60" Jusqu'à des vitesses de 5 m/sec mais de préférence entre 0,5 et 3 m/sec,
 - Rapport diamètre extérieur (D) / épaisseur (t) > 15, mais en cas de $D/t < 30$ des précautions doivent être prises pour assurer un niveau de magnétisation suffisant et une bonne fiabilité des mesures,
 - Outil mal adapté aux parois de canalisation épaisses (> 16 mm)
 - Types de défauts non détectés : corrosions à pentes douces, défauts plans perpendiculaires à l'axe du tube (fissures), petites piqûres, défauts dans les soudures.
- [4]

II.3.3.2 Méthode Ultra Sonique

Les racleurs à ultrasons utilisent des transducteurs piézo-électriques émettant des ultrasons (fréquence usuelle : 5 MHz) pulsés. Ces transducteurs sont situés à une distance « libre » de la paroi du tube appelée "stand-off". L'onde ultrasonore pulsée est reflétée à la fois par les parois interne et externe du tube. Le temps écoulé entre la détection de 2 échos successifs donne une mesure directe de la distance parcourue par les ondes ultrasonores ce qui permet de mesurer l'épaisseur résiduelle du tube. Toute augmentation du stand-off, en combinaison avec une diminution de l'épaisseur résiduelle, indique une perte de métal interne. Une diminution de l'épaisseur résiduelle tandis que le stand-off reste constant indique soit une perte de métal externe, soit un délaminage, soit des inclusions non métalliques.

Ces outils qui se base sur la méthode Ultra Sonique (UT) ont des limites d'utilisation suivantes :

- Diamètre de tubes couramment de 3 à 60",
- Vitesse optimale d'environ 1 m/s bien que possibilité de 3 m/s maxi sur demande

spécifique (d'une façon générale l'augmentation de la vitesse réduit la résolution de l'inspection),

- Épaisseur de tube > 3 mm,
- Contrôle de pipelines en produits liquides, bien que possibilité de contrôle de pipelines gaz (mise en œuvre complexe) ou multiphasiques en plaçant le racleur dans un bouchon de liquide [4]

II.3.4 Recherche de défauts géométriques

Les premiers contrôleurs de géométrie ont été développés pour résoudre les problèmes liés au passage des racleurs à plaque gabarit, qui ne fournissaient qu'une information grossière sur les déformations et ne permettaient pas de localiser précisément les défauts. L'utilisation d'une roue odomètre pour mesurer la distance parcourue et d'un dispositif mécanique ou électronique pour détecter l'étendue du défaut a rendu possible la détermination précise de l'amplitude des défauts de géométrie et leur localisation.

Au fil du temps, les outils de contrôle de géométrie ont connu des améliorations constantes. La plupart des outils modernes intègrent des systèmes électroniques sophistiqués qui sont couplés à une analyse effectuée par ordinateur. Cela permet d'améliorer considérablement à la fois la précision et la quantité d'informations pouvant être fournies par ces outils.

Grâce à ces avancées, les contrôleurs de géométrie actuels sont en mesure de fournir des informations plus précises et détaillées sur les défauts de géométrie des conduites. Les systèmes électroniques et informatiques permettent une analyse approfondie des données collectées, ce qui aide les professionnels à prendre des décisions éclairées en matière de maintenance, de réparation ou de remplacement des conduites. [5]

II.3.5 Interprétation des résultats de l'inspection

Une inspection est une étape intégrée à un programme global de maintenance de la ligne. Par conséquent, les résultats doivent être présentés de manière à être directement interprétables par les services de maintenance. De nos jours, les résultats peuvent prendre l'une des quatre formes de présentation suivantes : [4]

II.3.5.1 Résultats numériques

Le tableau suivant nous donne un exemple de résultats présentés sous forme numérique qui nous donne des informations caractéristiques des défauts dans la ligne après l'inspection comme : La profondeur du défaut (**d**), la longueur axiale du défaut (**L**), position horaire, position de la corrosion (interne ou externe), position géographique de corrosion

Tableau II. 2:exemple de représentation de résultats numérique d'une inspection

Distance Parcourue (m)	Altitude [m]	Position horaire	Evénement	Profond. [%]	Prof. Moy. [%]	Long. [mm]	Larg. [mm]	Posit.
205,834	492,97	09:17	Corrosion	11	3	12	18	INT
206,496	492,97	02:49	Corrosion	13	3	16	17	INT
221,357	493,06	03:53	Corrosion	16	5	14	17	INT
235,752	493,18	06:00	Corrosion	10	2	14	18	EXT

II.3.5.2 Résultats en forme d'histogramme

Les résultats sont présentés sous forme de statiques montrant la distribution du nombre de points de corrosion le long de la conduite en fonction de la profondeur

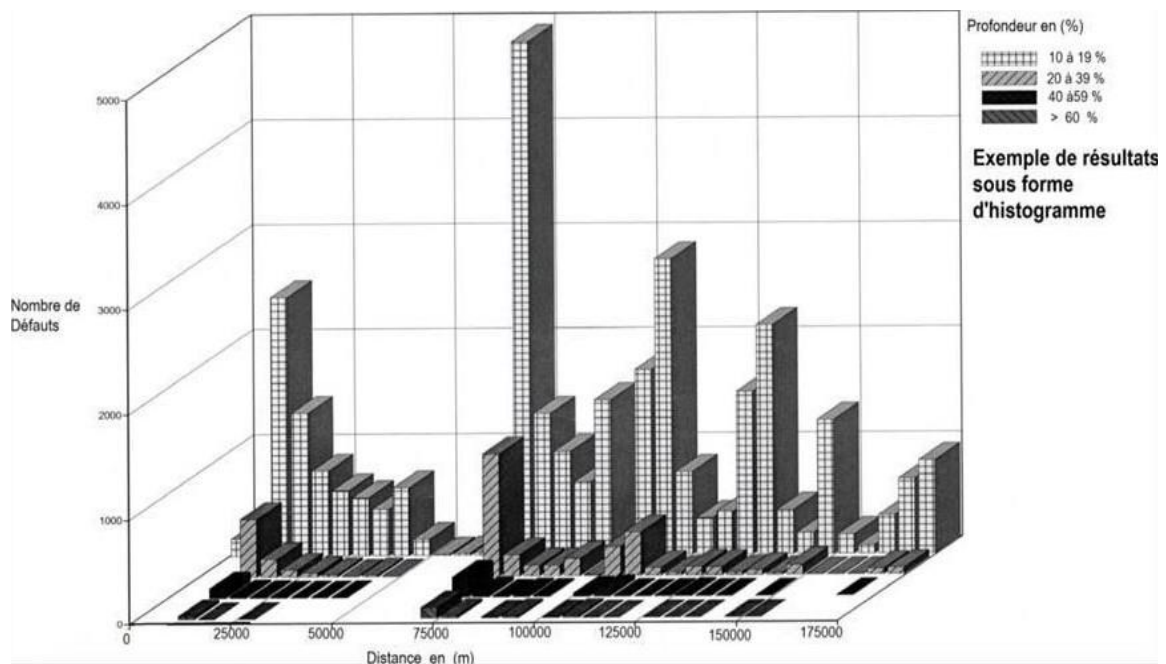


Figure II. 3:Représentation de résultats d'une inspection en forme histogramme

II.3.6 Évaluation des défauts détectés durant l'inspection

L'évaluation des défauts détectés lors des inspections de pipelines peut être réalisée en utilisant deux approches principales. Tout d'abord, les techniques d'inspection en ligne actuelles, telles que le flux magnétique ou les ultrasons, offrent une résolution élevée et permettent de localiser précisément tous les types de défauts le long de la ligne. Cela donne aux opérateurs la possibilité de décider s'il est nécessaire de procéder à des réparations et de choisir la méthode de réparation la plus appropriée.

Lors de l'évaluation des défauts, il est courant pour la plupart des opérateurs de se référer à des normes établies telles que la norme ANSI/ASME B31 G et la norme ANSI/ASME B31 modifiée. Cependant, il existe d'autres normes utilisées, telles que les critères Shell 92 et le DNV-RP-F101. Ces normes sont développées par des sociétés internationales comme l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) et fournissent des directives pour l'évaluation de la résistance restante des pipelines corrodés.

En utilisant ces normes, l'évaluation des défauts peut être réalisée de manière approfondie et structurée. Cela permet de prendre des décisions appropriées concernant la maintenance et les réparations nécessaires pour assurer l'intégrité et la sécurité du pipeline.

II.3.6.1 L'évaluation par pression

L'évaluation par pression consiste à déterminer la capacité du pipeline à résister à la pression interne malgré la présence de défauts de corrosion. Pour cela, les paramètres de conception du pipeline tels que son diamètre, son épaisseur de paroi et les propriétés du matériau sont pris en compte. Ces informations permettent de calculer la pression maximale que le pipeline peut supporter en toute sécurité (PMS) ainsi que la pression réduite (P_r) en fonction des paramètres du défaut tels que la longueur et la profondeur de la corrosion.

Le coefficient de réduction de pression ERF est ensuite calculé. Il est utilisé pour évaluer le défaut et sélectionner la méthode de réparation la plus adaptée. Il convient de noter que chaque norme possède sa propre méthode de calcul de la pression réduite. Voici les lois de calcul de la PMS et de l'ERF, ainsi que quelques exemples de valeurs de pression réduite provenant de normes renommées. [5]

Loi de la PMS :

$$PMS = \frac{2tK_s\sigma_e}{D} \quad (2.1)$$

K_s : Coefficient de sécurité dépendant de la zone t : épaisseur de la conduite

D : diamètre extérieur de la canalisation σ_e : limite d'élasticité d'acier

Tableau II. 3:contrainte élastique de différent type d'acier utilisé dans les pipelines

Type d'acier	X42	X46	X52	X56	X60
σ_e kgf/mm2	29	32	37	39	41

Tableau II. 4: Les coefficient de sécurité pour les canalisations en Algérie

K_s	Liquide	Gaz
Zone I	0,675	0,50
Zone II	0,75	0,73
Zone III	0,82	0.8

Loi de la Pression réduite : selon les normes suivant :

La norme ANSI/ASME B31 G : Pour définir la valeur de la pression réduite on commence par calculer la grandeur :

$$G = 0.893 \frac{L}{\sqrt{Dt}} \quad (2.2)$$

L : longueur axial du point de corrosion D : diamètre extérieure du pipe

t : épaisseur du pipe

Si la longueur du point de corrosion n'est pas grande ($G \leq 4$) alors :

$$Pr = 1.1 PMS * \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{M * A_0}} \right) \quad (2.3)$$

Si la longueur du point de corrosion est grande ($G > 4$) alors :

$$Pr = 1.1 PMS * \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad (2.4)$$

Où : A : aire du défaut

M : facteur de Folias

A_0 : aire totale

Et :
$$\frac{A}{A_0} = \frac{2d}{3t} \quad (2.5)$$

La norme ANSI/ASME B31 modifiée : Pour définir la valeur de la pression réduite on commence par calculer la grandeur $\frac{L * L}{Dt}$

Si $\frac{L * L}{Dt} < 50$

$$Pr = \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{M_1 A_0}} \right) \text{ dans } M_1 = \sqrt{1 + 0.6275 \frac{L*L}{Dt} - 0.003375 \frac{L*L}{Dt} * \frac{L*L}{Dt}} \quad (2.6)$$

Si $\frac{L*L}{Dt} > 50$

$$Pr = \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{M_2 A_0}} \right) \text{ dans } M_2 = 0.032 \left(\frac{L*L}{Dt} \right) + 3.3 \quad (2.7)$$

Loi d'ERF : le facteur de réduction de pression est calculé par la relation suivante :

$$ERF = \frac{PMS}{Pr}$$

II.3.6.2 L'évaluation par perte de métal limite

L'évaluation de l'ampleur de la corrosion et de son impact sur la résistance structurelle du pipeline vise à déterminer la quantité de matériau résiduel dans la zone corrodée. Cela peut être réalisé en mesurant l'épaisseur de la paroi résiduelle dans la zone affectée par la corrosion et en la comparant aux exigences de résistance spécifiées par les normes pertinentes. Un paramètre clé dans cette évaluation est le pourcentage de profondeur de corrosion, qui permet de comparer la profondeur de corrosion avec une valeur critique définie par les normes internationales telles que l'ANSI/ASME B31 et l'ANSI/ASME B31 modifiée. Ce pourcentage de profondeur de corrosion est également utilisé pour guider la sélection de la méthode de réhabilitation la plus appropriée pour le défaut.

Voici les lois de calcul du pourcentage de profondeur critique selon les normes réputées (ANSI/ASME B31 et ANSI/ASME B31) ainsi que la formule pour calculer la profondeur d'un défaut spécifique. [5]

Loi de pourcentage de profondeur d'un défaut :

$$\% \text{ profondeur} = \frac{d}{t} \quad (2.8)$$

d : profondeur du défaut t : épaisseur du pipe

ANSI/ASME B31 :

$$\text{Si } G \leq 4 \quad (d/t)_{cr} = \frac{1.1PMS - P_o}{\frac{2}{3}(1.1PMS - \frac{P_o}{M})} \quad (2.9)$$

$$\text{Si } G > 4 \quad (d/t)_{cr} = \frac{1.1PMS - P_o}{1.1PMS} \quad (2.10)$$

PMS : pression maximale de service

P_o : Pression d'opération au niveau du défaut

ANSI/ASME B31 modifié :

$$\text{Si } \frac{L^*L}{Dt} < 50 \quad (d/t)_{cr} = \frac{\frac{2Ks(\sigma e + 10000)t}{D} - P_o}{0.85\left(\frac{2Ks(\sigma e + 10000)t}{D} - \frac{P_o}{M_1}\right)} \quad (2.11)$$

$$\text{Si } \frac{L^*L}{Dt} \geq 50 \quad (d/t)_{cr} = \frac{\frac{2Ks(\sigma e + 10000)t}{D} - P_o}{0.85\left(\frac{2Ks(\sigma e + 10000)t}{D} - \frac{P_o}{M_2}\right)} \quad (2.12)$$

II.4 Conclusion

En conclusion, l'inspection joue un rôle fondamental dans la réhabilitation des pipelines en permettant une évaluation précise de leur état, en identifiant les défauts et les dommages potentiels, et en prenant les mesures appropriées pour restaurer leur intégrité et leur fonctionnalité. Grâce à l'inspection, les problèmes tels que la corrosion, les fissures et les fuites peuvent être détectés à un stade précoce, permettant ainsi la mise en place de mesures correctives avant qu'ils ne deviennent des problèmes majeurs. Cela garantit la sécurité des personnes, de l'environnement et des installations, tout en assurant la continuité de l'approvisionnement en produits transportés par les pipelines. L'inspection fournit également les données nécessaires pour planifier efficacement la réhabilitation des pipelines, en établissant des priorités et en élaborant des stratégies de réparation adaptées. En somme, l'inspection est un élément essentiel du processus de réhabilitation des pipelines, permettant de maintenir leur performance, leur durabilité et leur fiabilité à long terme.

Chapitre III

Les méthodes de réhabilitation des pipelines

III.1 Introduction

La réhabilitation des pipelines transportant des hydrocarbures revêt une importance cruciale dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière. Ces pipelines jouent un rôle essentiel dans le transport sûr et efficace des hydrocarbures sur de longues distances, reliant les zones de production aux raffineries, aux terminaux et aux consommateurs finaux. Au fil du temps, les pipelines peuvent subir diverses formes de détérioration en raison de facteurs tels que la corrosion, l'usure, les dommages mécaniques ou les effets environnementaux. Ces problèmes peuvent entraîner des fuites, des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement et représenter des risques environnementaux importants. La réhabilitation des pipes transportant des hydrocarbures vise à restaurer ou à améliorer les pipelines existants, en minimisant les pertes de produits, en augmentant leur durée de vie et en garantissant leur conformité aux normes de sécurité et environnementales. Cela peut impliquer l'utilisation de différentes techniques et technologies, telles que le revêtement interne, le remplacement de sections endommagées, la réparation des joints soudés ou le renforcement de la structure.

L'objectif principal de la réhabilitation des pipes transportant des hydrocarbures est de maintenir l'intégrité et la fiabilité des pipelines, tout en assurant la sécurité des travailleurs, de l'environnement et des communautés avoisinantes. En investissant dans la réhabilitation des pipelines, l'industrie pétrolière et gazière s'engage à préserver ses infrastructures existantes, à réduire les coûts liés à la construction de nouveaux pipelines et à minimiser les impacts environnementaux associés au transport des hydrocarbures.

III.2 Le choix de la méthode de réhabilitation

Le choix de la méthode de réhabilitation est influencé par plusieurs facteurs clés : le cahier des charges, la validation par l'expérimentation et la validation par le calcul. Le cahier des charges définit les exigences du projet, tandis que la validation par l'expérimentation permet d'évaluer l'efficacité de la méthode à travers des tests et des essais. La validation par le calcul utilise des modèles et des analyses numériques pour estimer les performances attendues. En prenant en compte ces facteurs, il est possible de sélectionner la méthode de réhabilitation la plus adaptée aux besoins spécifiques du projet. [6]

II.2.1 Cahier des charges

La qualification d'une technique de réhabilitation est réalisée en vérifiant son adéquation aux exigences d'un cahier des charges spécifique. Ce cahier des charges détaille les fonctions devant être assurées par la réhabilitation. Une étude de faisabilité, qu'elle soit expérimentale ou théorique, permet d'évaluer les performances préliminaires de la technique considérée. Cette étude peut également servir de base pour établir le cahier des charges selon lequel la technique sera qualifiée. Le cahier des charges comprend des fonctions génériques communes à toutes les techniques de réhabilitation, par exemple :

- Être compatible avec la protection cathodique.
- Pouvoir être réalisée sans arrêt de l'exploitation.
- Facilité de mise en œuvre.
- Il définit le domaine d'application spécifique, incluant :

- Les caractéristiques des canalisations à réhabiliter : diamètres, nuances d'acier, pression maximale de service, etc.
- Les types de défauts à réparer : nature, dimensions, etc.
- Les charges auxquelles le tuyau réhabilité doit résister : pression du fluide, contraintes liées à des agressions externes, mouvements de terrain, etc.
- La faisabilité de la réhabilitation dans l'eau ou en surface pour les canalisations subaquatiques.

La vérification de l'adéquation au cahier des charges se fait par deux approches complémentaires : la validation théorique et la validation expérimentale (en laboratoire et/ou sur le terrain dans des cas spécifiques). La validation expérimentale est systématiquement nécessaire, tandis que la validation théorique est réalisée autant que possible. Les résultats d'études expérimentales documentées disponibles dans la littérature peuvent être utilisés pour valider une technique de réhabilitation.

Dans le cas particulier des flexibles subaquatiques, les réhabilitations sont exceptionnelles et leurs modes sont spécifiés par le fournisseur. [6]

III.2.2 Validation par l'expérimentation

La validation par l'expérimentation consiste à vérifier, à travers des essais, que la résistance d'un tube réhabilité avec la technique considérée est conforme aux exigences spécifiées dans le cahier des charges. Ces essais sont réalisés en reproduisant autant que possible les conditions réelles. Ils peuvent être effectués par les fournisseurs des différentes techniques, le transporteur ou un groupe d'experts. La responsabilité de l'utilisation de la technique revient au transporteur.

Les essais peuvent être réalisés en laboratoire. Lorsqu'une validation par la théorie a été réalisée, ces essais servent à confirmer la pertinence des analyses théoriques. Dans des circonstances spécifiques, les essais en laboratoire peuvent être complétés par des essais in situ. Ces derniers permettent de confirmer non seulement la validité des analyses théoriques, le cas échéant, mais également la représentativité des résultats des essais de laboratoire dans des situations particulières.

Parmi les types d'essais possibles, on peut citer :

- Essais de fatigue.
- Essais d'éclatement.
- Essais de vieillissement des matériaux non métalliques.
- Résistance aux agressions externes. [6]

III.2.3 Validation par le calcul

À partir des principes physiques établis, une modélisation est développée afin de prédire le comportement mécanique d'un tube réhabilité avec la technique considérée. Cette modélisation peut prendre la forme de relations mathématiques ou faire appel à des logiciels informatiques. Elle est utilisée, par exemple, pour calculer la pression d'éclatement du tube réhabilité ou sa durée de vie en cas de fatigue. La validation par le calcul consiste à vérifier, à l'aide de cette modélisation, que la résistance mécanique du tube réhabilité est conforme aux exigences spécifiées dans le cahier des charges. La validité de la modélisation est évaluée en

comparant les résultats avec ceux issus d'essais réels. Le calcul permet généralement de mieux comprendre les phénomènes physiques impliqués, ce qui est utile pour l'analyse du fonctionnement de la technique de réhabilitation.

La validation d'une méthode de réparation en utilisant des codes tels que l'ASME B31G et l'ASME B31 G modifié, ainsi que d'autres codes utilisés pour l'évaluation de l'intégrité des pipelines existants, est un processus visant à démontrer que la méthode de réparation répond aux critères de sécurité et d'intégrité définis. Cette validation est basée sur des paramètres tels que le coefficient de réduction de pression et la profondeur du défaut de corrosion, le tableau ci-dessus donne une idée sur le choix de méthode de réhabilitation en basant sur ERF et pourcentage de profondeur. [6]

Tableau III. 1: Les différentes méthodes de réhabilitation

Mode de réhabilitation	Profondeur du défaut	ERF
Réparation par manchette	Supérieur à 80%	$ERF > 1.67$
Réparation par nettoyage et enrobage	Moins de 30%	$ERF < 1$
Réparation par apport de métal	Moins de 60%	
Réparation par manchon composite	Entre 70% et 80%	$1.25 > ERF > 1$

III.3 Les méthodes de réhabilitation

La réhabilitation des pipelines est un processus complexe qui vise à restaurer l'intégrité des sections endommagées ou affaiblies des pipelines existants. Différentes techniques sont utilisées en fonction de la nature des défauts et des spécificités du pipeline concerné. Voici quelques techniques de réhabilitation couramment utilisées :[4]

III.3.1 Réparation avec manchette

Cette méthode implique de couper la section endommagée du pipeline et de la remplacer par une nouvelle manchette ou une section de tuyau. Cela permet de retirer la partie corrodée du pipeline et de garantir une connexion solide et étanche avec la nouvelle manchette en utilisant un manchon de raccordement soudé entre les deux.

En fonction des paramètres technico-économiques et de la disponibilité de l'ouvrage deux types de réparation seront appliqués :

- **Réparation avec arrêt de l'écoulement**

Plusieurs techniques ont été établies pour isoler un tronçon pour le réparer en arrêtant l'écoulement comme : [7]

- **Bouchage par introduction d'un stopple sans by-pass**

Cette opération nécessite des équipements spéciaux des travaux de soudage et de perçage en charge pour l'introduction et le maintien d'un obturateur stopple pendant les travaux de coupe et de soudure de la nouvelle manchette ou autre. Le tronçon endommagé à changer sera isolé entre deux obturateurs stopple.

- **Obturation entre vannes**

Dans certains cas le tronçon endommagé peut être isolé entre deux vannes de sectionnements ou une vanne de sectionnement et une station, où encore entre une vanne et un obturateur Stopple.

- **Obturation par bouchon racleur**

Le tronçon à réparer peut être isolé entre deux racleurs préalablement envoyés dans la conduite, stoppés et fixés de l'extérieur afin de permettre de vidanger, et de réparer le tronçon endommagé.

- **Obturation par méthode cryogénique**

Ce procédé consiste à utiliser les frigories d'un fluide cryogénique (le fluide le plus couramment utilisé c'est l'azote pour les transmettre au liquide contenu dans la canalisation, l'échange thermique s'effectuant par la conductibilité de l'acier de la paroi du tube qui forme l'enveloppe de refroidissement qui isole le traçant et fait arrêter l'écoulement.

- **Réparation en maintenant l'écoulement**

La technique la plus utilisée dans ce type c'est stopple avec by-pass qui sert à d'isoler une section de canalisations sans interrompre le débit, grâce à un by-pass provisoire contournant la section isolée cette opération se fait par les étapes suivantes :

- Montage des équipements de perçage.
- Perçage des circuits by-pass.
- Préfabrication du circuit by-pass.
- Perçage de pressurisation et de purge.
- Perçage stopple.
- Obturation de la ligne principale.

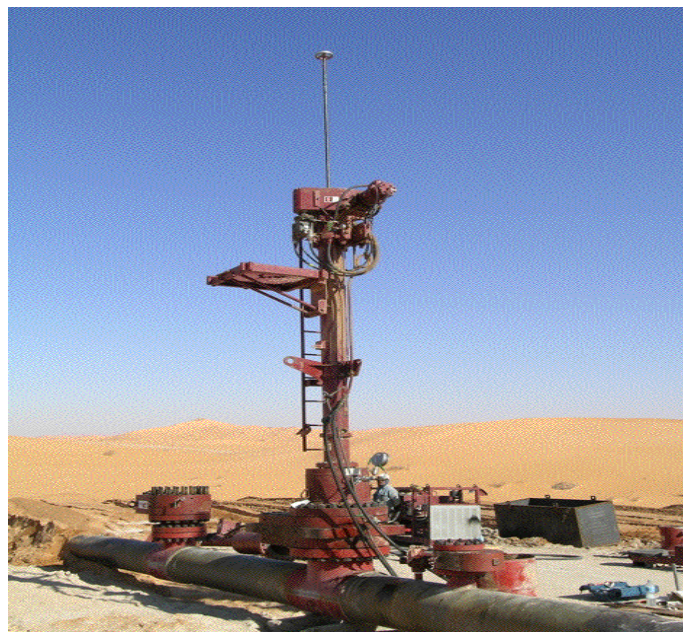


Figure III. 1 : Opération stopple d'un pipe 40 pouces

Après avoir isolé le tronçon à réparer une série d'étapes doit être faites :

- Excavation du tronçon à réparer de la terre
- Début de coupe : réglage de la vitesse de la machine
- Extraction d'une manchette coupée hors de la tranchée
- Sablage d'une manchette de pipeline avant sa mise en fouille.
- Réalisation d'un chanfrein à la meule électrique.
- Introduction d'une nouvelle manchette.
- Phase de montage d'un manchon de raccordement.
- Soudage en charge des manchons de raccordement.



Figure III. 2:Excavation d'un tronçon



Figure III. 3:Opération de coupure du tronçon



Figure III. 4:Soudage d'un manchon de raccordement.

Pour les travaux de soudure en charge, certaines mesures doivent être prises en compte. Il est recommandé de réduire les paramètres d'exploitation de la ligne, tels que le débit et la pression, afin d'assurer des conditions de travail sûres et efficaces. La vitesse d'écoulement du produit à l'intérieur du pipeline doit rester entre 0,4 et 1,1 m/s pour un refroidissement adéquat de la soudure et pour éviter tout risque de fissuration. De plus, il est conseillé de préchauffer les tubes à proximité de la zone de soudure avant de commencer les travaux, ce qui favorise des conditions de soudage optimales et une meilleure qualité de la soudure.

Il est important de souligner que chaque situation de réparation est unique et doit être évaluée individuellement pour déterminer si la méthode de réparation avec manchette est appropriée pour les hydrocarbures. Une analyse approfondie des risques, une planification rigoureuse et le respect des réglementations applicables sont essentiels pour garantir la sécurité et l'efficacité des travaux de réparation. [4]

III.3.2 Réparation par manchon type A et type B

Cette méthode présente l'avantage de permettre toutes les réparations en charge, avec seulement une réduction de la pression de service, ce qui contribue à réduire les coûts de réparation. Deux types de réparations sont couramment utilisés : le type A, qui implique un remplacement de l'élément sous pression, et le type B, qui consiste en un renforcement de l'élément. Les deux types de réparations se sont toutefois avérés efficaces. [4]

- **Réparation par manchon de type A**

Le manchon de type A est conçu pour offrir une couverture complète et, une fois installé, il devient un élément soumis à la pression. Il est primordial d'avoir des soudures pénétrantes et de haute qualité, ainsi qu'une supervision rigoureuse. Ce type de manchon est recommandé lorsque de vastes zones sont touchées par la corrosion ou lorsque la longueur réelle de la corrosion dépasse la limite maximale autorisée.

- **Réparation par manchon de type B**

Le manchon de type B agit comme un renfort plutôt que comme un élément sous pression. Son mode de fixation est similaire à celui du manchon de type A, à l'exception des soudures d'angle qui doivent simplement assurer l'étanchéité. En d'autres termes, deux passes de soudure à chaque extrémité suffisent pour éviter toute infiltration d'eau sous les manchons. Les manchons de réparation de type B sont recommandés pour couvrir les zones corrodées où la longueur réelle de la corrosion ne dépasse pas la limite maximale autorisée, ou lorsque le facteur de réduction de la résistance résiduelle de la canalisation est égal à 1.

III.3.2.1 Recommandation

- L'épaisseur des demi-coquilles doit être supérieure à l'épaisseur de la canalisation de 10% à 20%.
- Le manchon doit avoir une longueur de 20 cm de part et d'autre de la zone corrodée à couvrir.
- La longueur minimum d'un manchon doit être égale au diamètre de la canalisation mais toujours supérieure à 30 cm.

III.3.2.2 Méthode d'exécution

- Préparer le métal d'exécution.
- Interrompre la protection cathodique.
- Enlever le revêtement.
- Déterminer le type, la longueur et le nombre de demi-coquilles à placer.
- Nettoyer minutieusement les tronçons à renforcer.
- Meuler toutes les soudures (transversales. Longitudinales ou hélicoïdales) des parties du tronçon à renforcer.
- Mettre en place les demi-coquilles et les ajuster.

III.3.2.3 Mesures relatives aux travaux de soudure

- Réduction des paramètres d'exploitation de la ligne. Le débit et la pression dans la ligne doivent être réduits à une valeur telle qu'au droit de la zone de soudage la pression intérieure donne une contrainte inférieure à 30% de la limite élastique de l'acier en prenant en considération l'épaisseur réelle du pipeline à cet endroit (pipeline corrodé). La vitesse d'écoulement du produit à l'intérieur du pipeline doit être comprise entre 0,4 et 1,1 m/s pour permettre un refroidissement suffisant de la soudure sans risquer sa fissuration.
- Préchauffage des tubes. Le tube doit être préchauffé au voisinage de la zone à souder juste avant de commencer la soudure.

III.3.2.4 Avantage et inconvénients

Cette méthode qui, au premier abord, semble attrayante de par les avantages qu'elle présente (Pas d'arrêt d'exploitation, pas de perte de produits) possède cependant des

inconvenients :

- Difficulté de préfabrication des demi-coquilles.
- Risque de perçage de la conduite lors de la réalisation des travaux de soudure circonférentielles surtout sur la partie inférieure de la conduite.
- Mise en œuvre de moyens humains et matériels importants.
- Délais de réalisation importants.

• **Coût de réparation par manchon A et B**

Les coûts des travaux de réparation sont liés aux résultats de l'inspection et dépendent des réparations requises en fonction du type. Ils comprennent :

- **Fournisseurs**

Coquilles GDC, brai de houille, laine de verre, disque de meule, baguettes de soudures,

- **Moyens humains**

Cadres, maîtrises, exécution, frais de mission.

- **Moyens matériels**

Pelle mécanique, porte-char, camion PL, VLTT, poste à souder, fondoir.

Pour le tronçon Relizane-Sig, 26 points critiques ont été détectés et localisés lors de l'inspection du gazoduc. Cependant, en fonction des réparations nécessaires le long du gazoduc, seuls 12 manchons de type A ou B sont nécessaires. [7]

Tableau III. 2:Coût d'opération de réparation par manchons

Description	Coût (DA)
Fournisseurs	483.600
Moyens humains	1.014.720
Moyen matériel	1.903.968
TOTAL	3.402.288



Figure III. 5:Manchon type A



Figure III. 6 :Manchon type B

III.3.3 Réparation avec manchon en deux pièces boulonnées

La réparation avec manchon en deux pièces boulonnées est une technique utilisée pour traiter les corrosions étendues. Elle implique l'utilisation d'équipements appelés SPLIT + SLEEVE, qui se composent de deux demi-coquilles munies de joints d'étanchéité et fixées ensemble par des boulons pour former un manchon.

Avec la technique du Split + Sleeve, la réparation de la fuite peut être effectuée lorsque le pipeline est en service ou lorsqu'il est arrêté. Le choix dépend de l'importance de la fuite et surtout de la pression à l'intérieur de la canalisation.

Lorsque la réparation est réalisée avec le pipeline en service, il est important de prendre en compte le risque d'étincelles générées par le contact entre le manchon en acier et la canalisation. Ces étincelles pourraient provoquer une explosion. Si les réparations sont effectuées avec l'arrêt de l'exploitation, lors de la remise en service du pipeline, il est essentiel de procéder à une montée en pression progressive, régulière et sans à-coups afin d'éviter les vibrations du pipeline ou du manchon. L'installation du manchon nécessite également une préparation minutieuse de la surface du pipeline sur laquelle le SPLIT-SLEEVE sera posé.

Il est primordial de noter que la réparation avec manchon en deux pièces boulonnées doit être réalisée par des professionnels qualifiés et expérimentés, qui suivent les protocoles de sécurité appropriés pour minimiser les risques d'explosion, de fuite ou d'autres dangers potentiels. [7]



Figure III. 7:Manchon deux pièces Split + Sleeve (demi coquilles)

III.3.4 Réparation par nettoyage et enrobage

Généralement, ce type de réparation est employé lorsque la profondeur de la corrosion ne dépasse pas les 30% de l'épaisseur du tube et la longueur de la corrosion n'est pas très importante. Le mode de réparation consiste à : [4]

- Découvrir le revêtement en bon état des deux côtés de la partie corrodée ;
- Nettoyer par jet de sable jusqu'à l'obtention de la couleur blanche d'origine, ceci est particulièrement requis là où il s'agit de corrosion. Tous les résidus de corrosion qui resteraient dans les cratères continueraient en effet d'attaquer la conduite.
- Vérifier le reste du revêtement pour s'assurer qu'il adhère parfaitement avant d'appliquer l'enrobage de réparation ;
- Enduire d'une couche primaire d'accrochage. Cet enduit recouvrira entièrement le métal nu. La couche doit être peu épaisse pour qu'elle sèche immédiatement ;
- La couche ne doit pas coller au doigt ou au toucher ;
- Appliquer l'email à chaud, dès que la couche primaire d'accrochage est sèche, si cette dernière reste sur la conduite plus de huit heures après avoir été appliqué, elle n'a plus les propriétés voulues pour que l'email adhère à la conduite, dans ce cas, il faut nettoyer la conduite et refaire la couche d'accrochage.
- Appliquer le revêtement de réparation à la main en utilisant des feuilles d'une longueur suffisante pour qu'elles entourent bien le tube ; Une fois la réparation du revêtement terminée, on doit contrôler le travail à l'aide d'un balai électrique pour éviter un défaut d'enrobage.

III.3.5 Réparation par apport de métal (Rechargement)

La réparation par apport de métal, également appelée rechargement, est une méthode recommandée pour les petites zones corrodées dont la profondeur ne dépasse pas 60 % de l'épaisseur de la paroi de la canalisation. Lorsque plusieurs cratères sont situés très près les uns des autres, il est préférable d'opter pour la réparation par manchon. Cette méthode de soudage peut être utilisée en toute sécurité avec une pression de service maximale de 20 bars.

[4] Le processus de réparation par apport de métal comprend plusieurs étapes :

- Décaper l'enrobage : Tout d'abord, il est nécessaire de retirer l'enrobage de la zone à réparer. Cela permet d'exposer la surface de la canalisation pour une réparation adéquate.
- Nettoyer et meuler la zone corrodée : La zone corrodée doit être soigneusement nettoyée pour éliminer toute saleté, rouille ou impureté. Ensuite, la surface est meulée pour obtenir une surface propre et rugueuse, favorisant une bonne adhérence lors du soudage.
- Bourrer par soudage le cratère : Le cratère corrodé est rempli en utilisant la technique de soudage par apport de métal. Le métal d'apport est chauffé jusqu'à sa fusion et déposé dans le cratère, formant ainsi une nouvelle couche de matériau.
- Enrober l'ensemble de la partie réparée : Une fois que le cratère a été rempli, la partie réparée est ensuite enrobée pour assurer une protection supplémentaire contre la corrosion future. Cela peut être réalisé en appliquant un revêtement ou un matériau protecteur sur la zone réparée.

Il est essentiel de noter que la réparation par apport de métal est plus adaptée aux petites zones de corrosion et ne convient pas aux dommages étendus ou à des conditions de pression élevée. Une évaluation précise de l'étendue de la corrosion, de la compatibilité des matériaux et des exigences spécifiques de la canalisation est nécessaire avant d'opter pour cette méthode de réparation.

III.3.6 Réparation par manchons composites

Le manchon de réparation composite où Clock Spring est un système de renforcement sont spécialement conçus pour les pipelines de transmission à haute pression. Composé d'une bobine composite en verre de type E unidirectionnel précontraint et peut être en carbone ou aramide, d'un matériau de remplissage à module élevé et d'un adhésif au méthacrylate de méthyle à haute résistance au cisaillement en chevauchement, avec une durée de vie de plus de 50 ans et une histoire d'installation de plus de trente ans, ce qui le qualifie comme une réparation permanente selon les réglementations. [8]



Figure III. 8:Kit de clock spring

Chaque bobine Clock Spring est composée de 8 couches, offrant une résistance à la défaillance supérieure à celle du tuyau d'origine. Conçu pour renforcer structurellement et restaurer de manière permanente les anomalies externes à leur état d'origine, le manchon Clock Spring peut réparer une large gamme de dommages mécaniques et de défauts de laminage, et peut restaurer à pleine résistance un pipeline présentant jusqu'à 80 % de perte d'épaisseur de paroi.

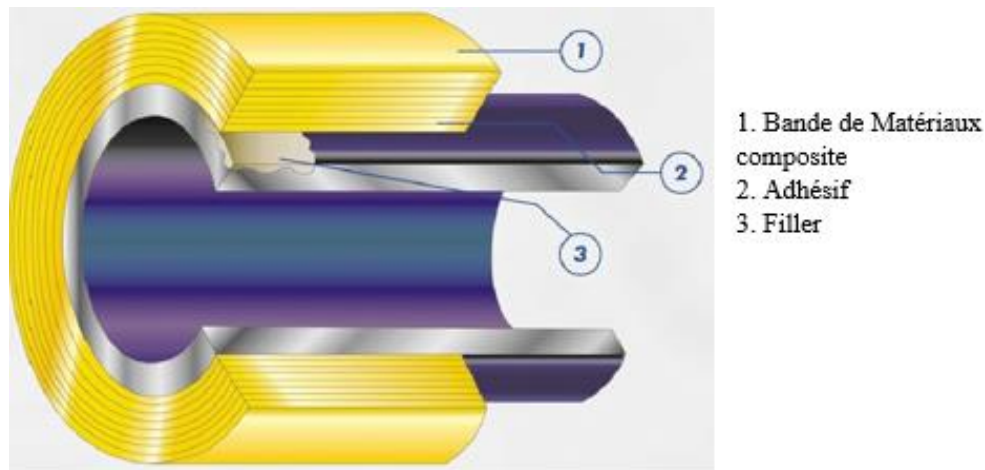


Figure III. 9:Composition d'enveloppement composite

III.3.6.1 Description de la méthode

La technique de réparation suit les étapes suivantes :

- Localisation du point d'excavation sur l'installation à réparer
- Décorticage de l'ancien enrobage
- Préparation du produit Filler
- Etalage du produit Filler sur la conduite
- Préparation de l'adhésif
- Application de l'adhésif sur les parois de la conduite.
- Application de la bande, qui est enroulée sur le tube. Après chaque enroulement on applique de l'adhésif supplémentaire.



Figure III. 10:Opération de réparation par manchons



Figure III. 11:Bandes de Clock spring installées sur pipe

III.3.6.2 Les avantages et les inconvénients

- **Avantages**

- Installation sans perturbation des opérations en cours
- Améliore la sécurité à court terme et à long terme
- Le système de bande de marquage rend les réparations visibles aux outils d'inspection en ligne
- Pas de risques pour l'environnement
- Pas besoin d'outils spéciaux pour l'installation
- Aucun travail à chaud
- Aucun levage lourd

- **Inconvénients**

- L'application est lente. (Elle nécessite 2 heures pour une bande de largeur 30 cm.)

III.3.6.3 Les matériaux utilisés

- **Produit de remplissage Filler** : Il sert à remplir les imperfections de la surface de la conduite pour éviter le vide lors de l'application du manchon composite.
- **Adhésive** : L'adhésif permet de fixer la bobine composite en verre de type E précontrainte et le matériau de remplissage à haute rigidité ensemble. Il assure également une adhérence solide entre le manchon de réparation et le tuyau à réparer, garantissant ainsi une réparation permanente et fiable.
- **Bande de matériaux composite** : La bande de matériau composite est conçue pour fournir une résistance structurelle supplémentaire aux tuyaux endommagés. Elle est appliquée sur la zone à réparer, enveloppant le tuyau et fournissant un renforcement supplémentaire. Cela aide à restaurer la résistance et l'intégrité structurelle du pipeline.

III.3.6.4 Cas de coût de réhabilitation par composite

Dans le cas réel d'une canalisation de 40 pouces enterrée, les coûts de coupe et de remplacement sont estimés à 5 000 000,00 DA (Dinars algériens). En comparaison, le coût de la bande de renforcement est de 400 000,00 DA. Par conséquent, le gain attendu dans ce cas de réparation est de 4 600 000,00 DA.

Ce gain de plus de quatre millions de dinars est obtenu simplement grâce à une réparation ponctuelle, sans les risques de pollution environnementale associés et sans l'interruption de l'exploitation.

Il est clair que l'utilisation de la bande de renforcement dans ce cas permet d'économiser considérablement en évitant le coût élevé de la coupe et du remplacement complet de la canalisation. De plus, cela permet de minimiser les perturbations opérationnelles et les risques environnementaux liés à une telle intervention. [8]

III.3.8 Récapitulation sur les méthodes de réhabilitations

Le tableau présente différentes méthodes de réparation utilisées dans le domaine des pipelines en fonction du type de corrosion et des caractéristiques spécifiques de chaque situation. Voici un aperçu sur les options de réparation : [4]

Tableau III. 3: Tableau des méthodes de réhabilitation

Méthode de réhabilitation	Domaine d'application
Réparation par manchette	Tronçons touchés sur plusieurs mètres
Méthode de réparation par type A	Recouvrir les grandes zones attaquées lorsque la longueur réelle de la corrosion dépasse la longueur maximale permise
Méthode de réparation par type B	Recouvrir les grandes zones corrodées où la longueur réelle de la corrosion ne dépasse pas la longueur maximale permise. Le facteur de la contrainte résiduelle de la canalisation est égal à 1.
Réparation avec manchon en deux pièces boulonnées	Réparation en cas d'une fuite
Réparation par apport de métal (Rechargement)	Pour les zones petites corrodées dans laquelle la profondeur ne dépasse pas 60%
Réparation par nettoyage et enrobage	Lorsque la profondeur de corrosion ne dépasse pas 30% de l'épaisseur du tube. La longueur de corrosion n'est pas très importante.
Réparation par manchon composite	Renforcement des parties corrodées dont la perte ne dépasse pas 80%

III.4 Conclusion

Les méthodes de réhabilitation des pipelines jouent un rôle essentiel dans le maintien de l'intégrité et de la durabilité des infrastructures de transport des hydrocarbures. Elles sont cruciales pour prolonger la durée de vie des pipelines, réduire les coûts de remplacement complet et éviter les interruptions majeures de l'exploitation. Parmi ces méthodes, la réparation par manchons composites qui se distingue comme l'une des meilleures options disponibles.

Le manchon composite offre une solution de réparation hautement efficace pour divers types de dommages, tels que les fissures, les fuites ou l'usure de la paroi. Il permet de restaurer la résistance et l'intégrité structurelle des pipelines endommagés, les rendant aptes à continuer à fonctionner en toute sécurité. Grâce à sa durabilité exceptionnelle, les manchons composites sont conçus pour résister aux conditions environnementales les plus difficiles, réduisant ainsi les besoins de réparations fréquentes et coûteuses.

CHAPITRE IV

Analyse des contraintes des pipelines renforcés par matériaux composites

IV.1 Introduction

L'utilisation de matériaux composites avancés pour le renforcement des pipelines est devenue une approche courante dans le domaine de l'ingénierie des structures. Ces matériaux ont des avantages significatifs en termes de résistance, de légèreté et de durabilité ; ce qui en fait des choix attrayants pour la réparation et la réhabilitation des pipelines endommagés.

La modélisation des contraintes joue un rôle essentiel dans la compréhension et l'optimisation de la performance des pipelines renforcés avec des matériaux composites. En développant des modèles théoriques précis, il est possible de prédire et d'évaluer les contraintes qui agissent sur les parois de la conduite, en tenant compte des charges externes, de la pression interne et des interactions entre les différents matériaux. Cette modélisation des contraintes permet de déterminer l'efficacité du renforcement des pipelines par les matériaux composites, en évaluant leur capacité à supporter les charges et à résister à la corrosion, à la fatigue et aux défaillances potentielles. Elle aide également à concevoir des stratégies de renforcement optimales, en déterminant l'épaisseur et la disposition optimales des matériaux composites sur les parois de la conduite.

Cette partie se concentre sur l'analyse des contraintes des pipelines renforcés avec des matériaux composites avancés. En développant un modèle théorique solide et en analysant les contraintes résultantes, elle vise à fournir des informations précieuses pour la conception et l'ingénierie des pipelines renforcés. L'objectif est de comprendre comment les matériaux composites avancés interagissent avec les charges appliquées sur les pipelines, afin d'optimiser leur performance et de garantir leur fiabilité à long terme.

IV.2 Modèle théorique et analyse

Les pipelines souterrains sous pression doivent résister à la fois aux pressions internes et externes. Pour déterminer l'effet des réparations par matériaux composites sur la paroi d'un pipe, appelé aussi FRP (Fiber reinforced polymer) ou systèmes d'enrobage en polymère renforcé de fibres ; des expressions de contrainte devront être développées et appliquées aux pipes non endommagés, aux pipes endommagés et aux pipes endommagés renforcés par FRP. Cela produira à son tour une expression globale pour la contrainte maximale de traction circonférentielle dans une section critique qui contient différentes charges telles que le sol, le trafic et la pression interne. Les pipelines qui résistent à des charges telles que les charges de trafic sont soumises à des contraintes appliquées de manière externe qui ne sont pas uniformes sur une section transversale spécifique ni uniformes le long de la longueur du pipe. Dans ce modèle théorique, les variations de support et de charge le long d'un tronçon du pipe seront supposées indiscernables à une section transversale spécifique où la variation de charge longitudinale est ignorée. On supposera également que le pipeline restera à une température constante et uniforme avec sa section transversale dans un état de déformation plane (c'est-à-dire que les mouvements longitudinaux ou les déformations seront ignorés). Les pipelines ne sont pas seulement confrontés à des pressions internes et externes, mais sont également soumis à la corrosion interne et externe. Avec une nature uniforme ou localisée, la corrosion affecte l'épaisseur de la paroi du pipe.[9]

IV.2.1 Contraintes dans les pipes souterrains non endommagés

Les effets des contraintes exercées par la pression du sol externe et par la pression du fluide interne sur les pipelines souterrains doivent être pris en compte. La pression interne produit une contrainte circonférentielle uniforme à travers la paroi si l'épaisseur de la paroi est relativement petite et la densité du fluide transporté dans le pipeline est faible par rapport à la pression du fluide. Des contraintes de flexion dans les directions longitudinale et circonférentielle sont produites par les charges externes. Les contraintes de flexion circonférentielle sont généralement moins critiques sur les côtés d'un pipe, tandis qu'elles sont plus importantes sur le dessus et le dessous du pipe. Si les contraintes de paroi restent dans la plage élastique du matériau, on suppose que les contraintes de flexion circonférentielle dans la paroi du pipe dues aux charges externes s'ajoutent algébriquement à la contrainte circonférentielle de traction produite par la pression interne.

La contrainte circonférentielle due à la pression interne peut être estimée à l'aide de l'expression suivante :

$$\sigma_f = \frac{Pr}{t} \quad (4.1)$$

Où l'on suppose que l'épaisseur $t \ll r$ et où σ_f correspond à la contrainte de circonférentielle due à la pression interne du fluide ; P est la pression interne du fluide ; r est le rayon du pipe ; et t est l'épaisseur de la paroi du pipe.

La contrainte de flexion dans la direction circonférentielle produite dans la paroi du tuyau par la charge externe du sol peut être estimée à l'aide de l'équation suivante :

$$\sigma_s = \frac{6K_m C_d \gamma B_d^2 E t r}{E t^3 + 24K_d P r^3} \quad (4.2)$$

où σ_s est la contrainte de flexion due à la charge du sol (MPa) ; C_d le coefficient de calcul pour la charge du sol ; γ est le poids unitaire du remblai de sol (N/mm^3) ; B_d est la largeur du tranchée au niveau du sommet du pipe (m) ; E est le module d'élasticité du pipe (MPa) ; K_m est le coefficient du moment de flexion dépendant de la distribution de la charge verticale et de la réaction (MPa) ; et K_d est le coefficient de déflexion dépendant de la distribution de la charge verticale et de la réaction.

Lorsqu'il y a une charge externe du trafic telle que la circulation routière, ferroviaire ou aérienne, les contraintes de flexion circonférentielles résultantes produites dans la paroi du pipe peuvent être estimées à partir de:

$$\sigma_t = \frac{1}{A} \frac{6K_m I_c C_t F E t r}{(E t^3 + 24 K_d P r^3)} \quad (4.3)$$

Où σ_t est la contrainte de flexion due à la charge de circulation (MPa) ; I_c est le facteur d'impact; C_t est le coefficient d'impact de la charge en surface; F est la charge de roue sur la surface (N); et A est longueur effective de la conduite sur laquelle la charge est calculée (m).

La contrainte de traction circonférentielle maximale σ_m aux sections critiques peut être exprimée par la formule suivante si la paroi de la conduite reste dans la plage élastique sous charge.

$$\sigma_m = \sigma_f + \sigma_s + \sigma_t \quad (4.4)$$

$$\sigma_m = \frac{p}{r t} + \frac{6 K_m C_d \gamma B d^2 E t r}{E t^3 + 24 K_d p r^3} + \frac{1}{A} \frac{6 K_m I_c C_t F E t r}{(E t^3 + 24 K_d p r^3)} \quad (4.5)$$

IV.2.2 Contraintes dans les pipes souterrains endommagés

La corrosion interne dépend des propriétés du fluide interne des pipes et de leur interaction avec le matériau du pipe lui-même. Cette interaction entre les propriétés du fluide et le matériau du pipe peut entraîner des changements potentiels et/ou chimiques lorsque le fluide circule à travers le pipeline. L'expérience montre que la corrosion uniforme interne est moins susceptible de se produire, tandis que la corrosion localisée sur la surface extérieure environnante est plus probable. La corrosion externe dépend de l'état localisé, y compris le type de sol, l'eau du sol ou l'humidité et son mouvement, ainsi que la présence et l'efficacité de mesures de protection contre la corrosion. La perte d'épaisseur de paroi du pipe due à la corrosion peut être relativement uniforme ou localisée, mais ne se produit pas à un rythme constant tout au long de la durée de vie prévue du pipe, avec le temps, la perte d'épaisseur de paroi augmente. En développant des expressions en fonction du temps dans un cas corrosif général, que ce soit en termes de perte de poids, de défaut de corrosion profond ou de profondeur localisée, ou de défaut de corrosion moyen, il est possible de modéliser cela de manière empirique selon une loi de puissance.

$$d = k T^n \quad (4.6)$$

où, d correspond à la profondeur maximale du défaut ; k est une constante de multiplication ; T représente le temps d'exposition ; et n est une constante exponentielle. Pour les conditions du sol, la corrosion de l'acier, k varie de 0,1 à 0,5 et n peut varier de 0,4 à 1,2.

En appliquant cette loi aux équations de contrainte circonférentielle précédentes (4.1) (4.2) (4.3) ; l'équation de contrainte circonférentielle due à la pression interne pour un pipe endommagé devient,

$$\sigma_f = \frac{Pr}{t-d} \quad (4.7)$$

La contrainte de flexion dans la direction circonférentielle produite dans la paroi de la canalisation par la charge de sol externe est alors exprimée par :

$$\sigma_s = \frac{6K_m C_d \gamma B d^2 E (t-d) r}{E (t-d)^3 + 24K_d P r^3} \quad (4.8)$$

Par conséquent, la contrainte de flexion circonférentielle produite dans la paroi du pipe avec une charge de trafic externe est exprimée par :

$$\sigma_t = \frac{1}{A} \frac{6K_m I_c C_t F E (t-d) r}{(E (t-d)^3 + 24K_d P r^3)} \quad (4.9)$$

$$\sigma_m = \sigma_f + \sigma_s + \sigma_t$$

IV.2.3 Contraintes dans les pipes souterrains endommagés et renforcés par matériaux composites

En appliquant les propriétés, équations et théories relatives aux contraintes de paroi dans les pipes endommagés souterrains, des expressions sont développées pour inclure l'ajout du composites en polymère renforcé de fibres (FRP) pour la réparation et la réhabilitation des pipelines. L'utilisation de FRP pour réparer et réhabiliter les pipes endommagés entraîne un changement de l'épaisseur du pipe t . L'expression suivante prend en compte l'ajout de FRP et la nouvelle épaisseur sera :

$$t_t = (t - d) \left[1 + \frac{E_{frp} * t_{frp}}{E(t-d)} \right] \quad (4.10)$$

Ainsi, avec la prise en compte de l'ajout de FRP à l'épaisseur de paroi du pipe, les expressions suivantes sont développées pour la contrainte circonférentielle due à la pression interne et la contrainte de flexion dans la direction circonférentielle produite dans la paroi du pipe par la charge du sol externe.

$$\sigma_f = \frac{Pr}{(t-d) \left[1 + \frac{E_{frp} * t_{frp}}{E(t-d)} \right]} \quad (4.11)$$

$$\sigma_s = \frac{6K_m C_d \gamma B d^2 E t_t r}{E t_t^3 + 24K_d P r^3} \quad (4.12)$$

La contrainte de flexion circonférentielle produite dans la paroi du pipe sous une charge externe due au trafic avec l'ajout des feuilles FRP.

$$\sigma_t = \frac{6K_m I_c C_t F E t_t r}{A(E t_t^3 + 24K_d P r^3)} \quad (4.13)$$

$$\sigma_m = \sigma_f + \sigma_s + \sigma_t$$

IV.3 Application sur un pipe

Le but de cette application est de montrer que les fondements de ce modèle sont réalistes et solides. Pour générer les courbes analytiques de contrainte circonférentielle, il est nécessaire de connaître la pression interne du fluide, le rayon du pipe, les différentes constantes, le module d'élasticité et l'épaisseur des feuilles de fibres. Ces données, ainsi que d'autres données nécessaires à utiliser, sont fournies dans les tableaux IV 1 et IV 2. Le tableau 1 résume les propriétés mécaniques et géométriques d'une certaine longueur de pipe et du sol. Le tableau IV 2 représente les propriétés mécaniques des feuilles de FRP.

Tableau IV. 1:Propriétés mécaniques et géométriques du pipe et sol

Symbole	Description	Valeur
R	Rayon du pipe (mm)	228
t	Epaisseur du pipe (mm)	5
K_m	Coefficient de moment de flexion	0.235
C_d	Coefficient de calcul pour la charge du sol	1.32
γ	Poids unitaire du sol (N/mm ²)	$18.85 \cdot 10^{-6}$
B_d	Largeur de la tranchée au niveau du sommet du pipe (mm)	762
E	Module d'élasticité du tuyau (N/mm ²)	200000
K_d	Coefficient de déflexion	0.108
I_c	Facteur d'impact,	1.5
C_t	Coefficient de charge de surface	0.12
F	Charge de roue en surface (N)	267000
D	Profondeur maximale de défaut (mm)	2
A	Longueur effective du pipe (mm)	914

Tableau IV. 2:Propriétés mécaniques des feuilles FRP

Les matériaux	Epaisseur (mm)	Résistance circonférentielle (MPa)	Module d'élasticité (MPa)
Verre	0.118	1500	74000
Aramide	0.193	2100	120000
Carbone	0.165	300	400000

IV.3.1 Calcul des contraintes pour un pipe non endommagé

Par l'utilisation des formules (4.1), (4.2) et (4.3) on calcule les contraintes dans un pipe non endommagé, elles sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV. 3: Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge du trafic et à la pression interne dans un pipe sans défauts.

P(MPa)	σ_r (MPa)	σ_s (MPa)	σ_t (MPa)
0	0	185.78	676.16
1	45.6	83.35	303.37
2	91.2	53.73	195.55
3	136.8	39.64	144.28
4	182.4	31.41	114.31
5	228	26	94.64
6	273.6	22.19	80.75
7	319.2	19.35	70.42
8	364.8	17.15	62.43
9	410.4	15.41	56.07
10	456	13.98	50.88

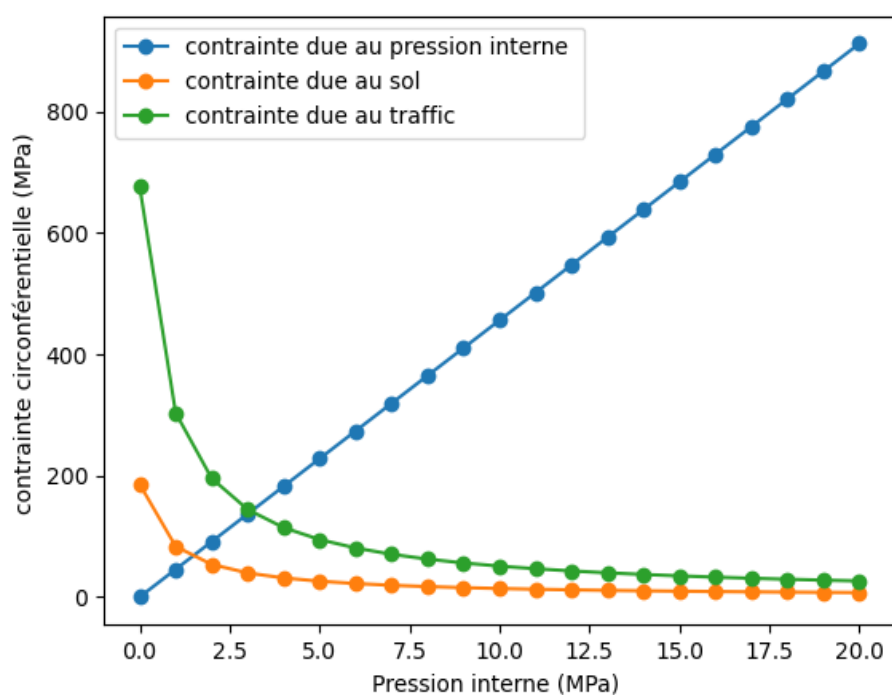


Figure IV.1 Contraintes dans un pipe sans défauts.

IV.3.2 Calcul des contraintes pour un pipe endommagé

Par l'utilisation des formules (4.7), (4.8) et (4.9) on calcule les contraintes dans un pipe endommagé, elles sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV. 4: Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge du trafic et à la pression interne dans un pipe avec défauts

P(MPa)	σ_f (MPa)	σ_s (MPa)	σ_t (MPa)
0	0	516.07	1878.23
1	76	77.15	280.79
2	152	41.69	151.74
3	228	28.56	103.96
4	304	21.72	79.06
5	380	17.53	63.79
6	456	14.69	53.46
7	532	12.64	46.01
8	608	11.10	40.38
9	684	9.89	35.98
10	760	8.91	32.44

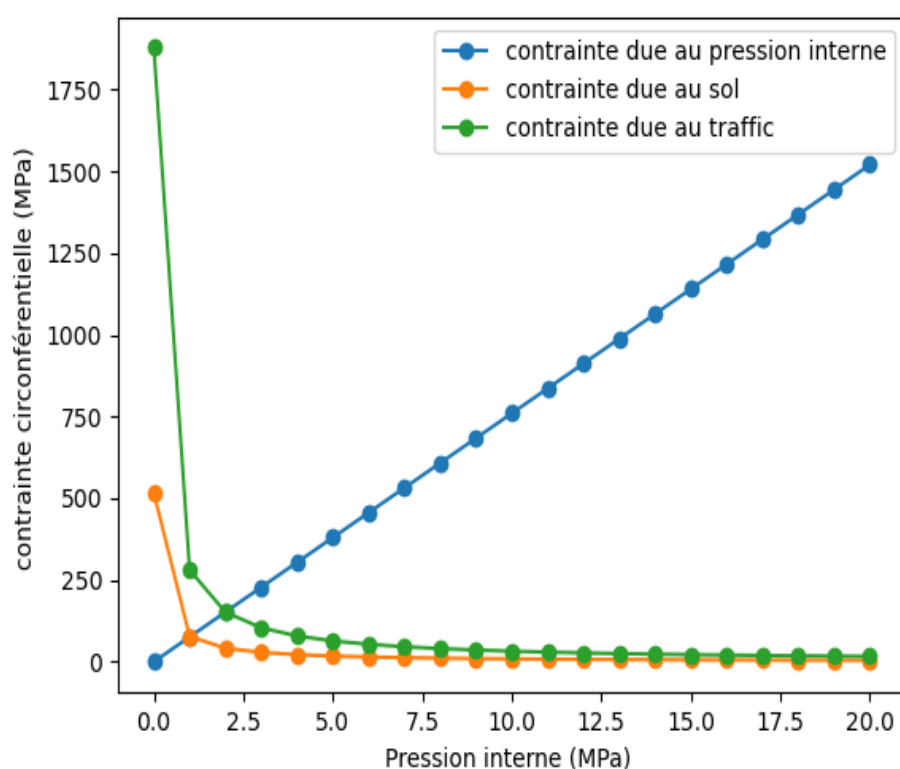


Figure IV. 2: Contraintes dans un pipe endommagé.

IV.3.3 Calcul des contraintes pour un pipe endommagé réparé par FRP

Par l'utilisation des formules (4.10), (4.11), (4.12) et (4.13) on calcule les contraintes dans un pipe endommagé réparé par FRP , elles sont données dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV. 5:Contraintes circonférentielles dues à la charge du sol, à la charge de circulation et à la pression interne dans un pipe endommagé réparé par FRP.

P(MPa)	σ_t (MPa)	σ_s (MPa)	σ_t (MPa)
0	0	418.85	1524.41
1	68.47	81.18	295.44
2	136.94	44.94	163.57
3	205.41	31.07	113.09
4	273.87	23.75	86.42
5	342.34	19.21	69.93
6	410.81	16.14	58.72
7	479.28	13.91	50.61
8	547.75	12.22	44.47
9	616.22	10.9	39.66
10	687.68	9.83	35.79

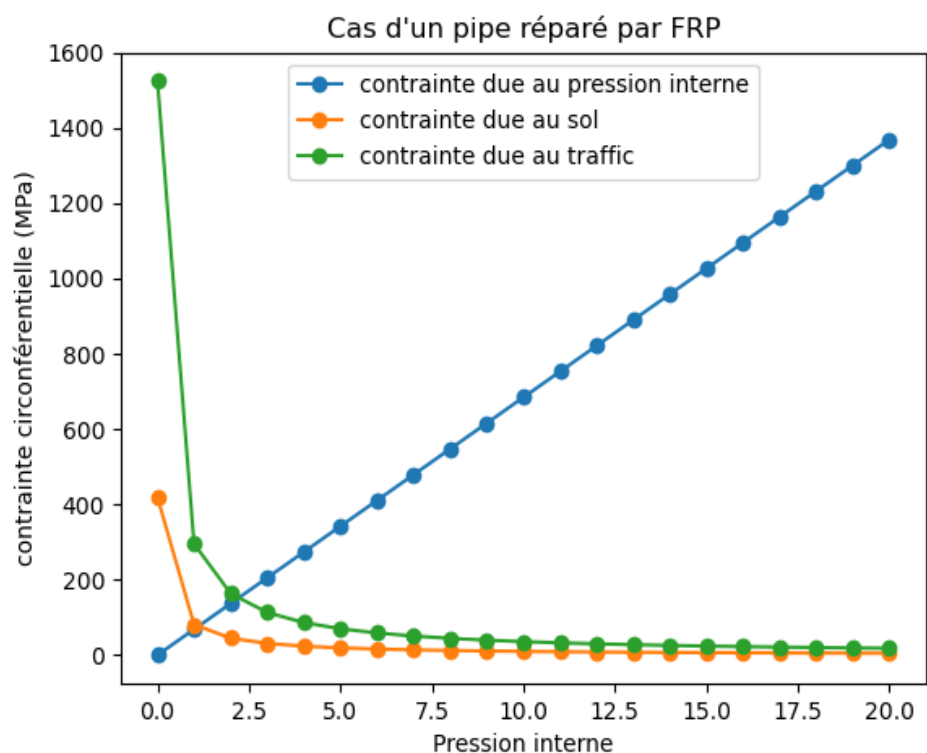


Figure IV. 3:Contraintes dans un pipe endommagé réparé par FRP

IV.3.4 Analyse des résultats

Les résultats obtenus permettent d'analyser les contraintes circonférentielles dans un pipe en fonction de différents facteurs tels que la pression interne, la charge du sol et le trafic dans différents cas (non endommagé, endommagé, endommagé réparé par FRP).

Les graphs obtenus représentent les variations des contraintes circonférentielles (σ_f , σ_s , σ_t) en fonction de la pression interne P appliquée dans le pipe, qui sont illustrées dans les figures (IV.1), (IV.2) et (IV.3).

Pour la contrainte circonférentielle due à la pression interne du fluide σ_f , on observe une augmentation linéaire de la contrainte avec l'augmentation de la pression interne.

Sachant que la contrainte circonférentielle due à la charge du sol σ_s , dépend de plusieurs paramètres tels que le coefficient de moment de flexion (K_m), le coefficient de calcul pour la charge du sol (C_d), le poids unitaire du sol, la largeur de la tranchée (B_d), le module d'élasticité du pipe (E) et le coefficient de déflexion (K_d). On observe que la contrainte circonférentielle due à la charge du sol diminue avec l'augmentation de la pression interne.

Pour la courbe de σ_t représentant la contrainte circonférentielle due au trafic, qui dépend de la charge du trafic (F), du coefficient de surface (C_t), du coefficient d'impact (I_c), de l'aire effective du pipe (A), du module d'élasticité du pipe (E), de l'épaisseur (t) et du rayon (r); on observe également une diminution de la contrainte avec l'augmentation de la pression interne.

D'après ces figures, on peut observer que les contraintes circonférentielles dues aux charges du sol et du trafic dans un pipe non endommagé sont plus élevées, que celles du pipe corrodé et du pipe réhabilité par FRP (avec une seule couche) et elles sont plus faibles dans le cas des contraintes dues à la pression interne.

Par exemple, dans un pipe sans défauts, la contrainte circonférentielle due à la pression interne (σ_f) est de 182,4 MPa avec une pression interne de 4 MPa, tandis que dans le pipe réparé, les contraintes sont 273.87 MPa et pour le pipe corrodé 304 MPa. De même, la contrainte circonférentielle due au trafic (σ_t) dans un pipe sans défaut avec une pression interne de 4 MPa est de 114.31 MPa, tandis que dans le pipe réparé, la contrainte est de 86.42 MPa et le pipe corrodé est de 79.06 MPa. Pour la contrainte circonférentielle due au sol (σ_s) dans le pipe sans défauts avec une pression interne de 4 MPa est de 31.41 MPa, tandis que dans le pipe réparé, la contrainte est de 23.75 MPa et le pipe corrodé est de 21.72 MPa.

La figure IV.3 des contraintes du pipe réparé montre une augmentation des contraintes dues aux charges du sol et du trafic par rapport à la figure IV.2 des contraintes du pipe corrodé mais par contre une diminution significative de la contrainte due à la pression interne.

IV.3.5 Calcul des contraintes circonférentielles maximales

On fait les calculs des contraintes circonférentielles maximales dans le pipe pour les différents cas à savoir, le pipe intact, corrodé et réhabilité par une seule couche de matériaux composites à base de fibres de carbone CFRP, de fibres d'Aramide AFRP et à base de fibres de verre GFRP en utilisant la formule (4.4) et comparer les résultats calculer avec les contraintes circonférentielles due au pression interne.

Tableau IV. 6:Contraintes circonférentielles maximales ($\sigma_f + \sigma_s + \sigma_t$)

P	La contrainte circonférentielle maximale				
Cas	Pipe intact	Pipe corrodé	CFRP	AFRP	GFRP
0	861.94	2394.3	1943.26	2219.63	2331.70
1	432.32	433.94	445.08	438.36	435.52
2	340.48	345.43	345.44	345.31	345.36
3	320.72	360.52	349.56	356.25	358.98
4	328.12	404.78	384.56	396.84	401.95
5	348.64	461.32	431.48	449.98	457.28
6	376.54	524.15	485.66	509.58	518.97
7	408.97	590.65	543.79	572.96	584.37
8	444.38	659.48	604.43	638.72	652.11
9	481.88	729.87	666.77	706.10	721.44
10	520.86	801.35	730.30	774.62	791.88
11	561.98	873.66	794.71	843.96	863.13
12	601.94	946.56	859.78	913.94	935
13	643.57	1019.94	925.32	984.40	1007.34
14	685.75	1093.69	991.36	1055.24	1080.06
15	728.35	1167.73	1057.67	1126.39	1153.08
16	771.32	1242.02	1124.26	1197.79	1226.35
17	814.58	1316.5	1191.06	1269.39	1299.81
18	858.09	1391.15	1258.04	1341.17	1373.45
19	901.8	1466.95	1325.18	1413.10	1447.23
20	945.70	1541.86	1392.44	1485.15	1521.13

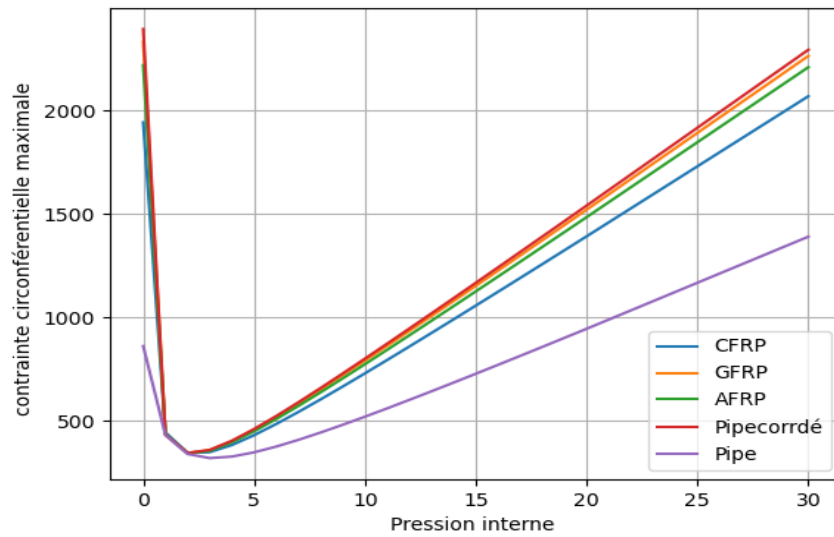


Figure IV.4 : Contraintes circonférentielles maximales ($\sigma_f + \sigma_s + \sigma_t$)

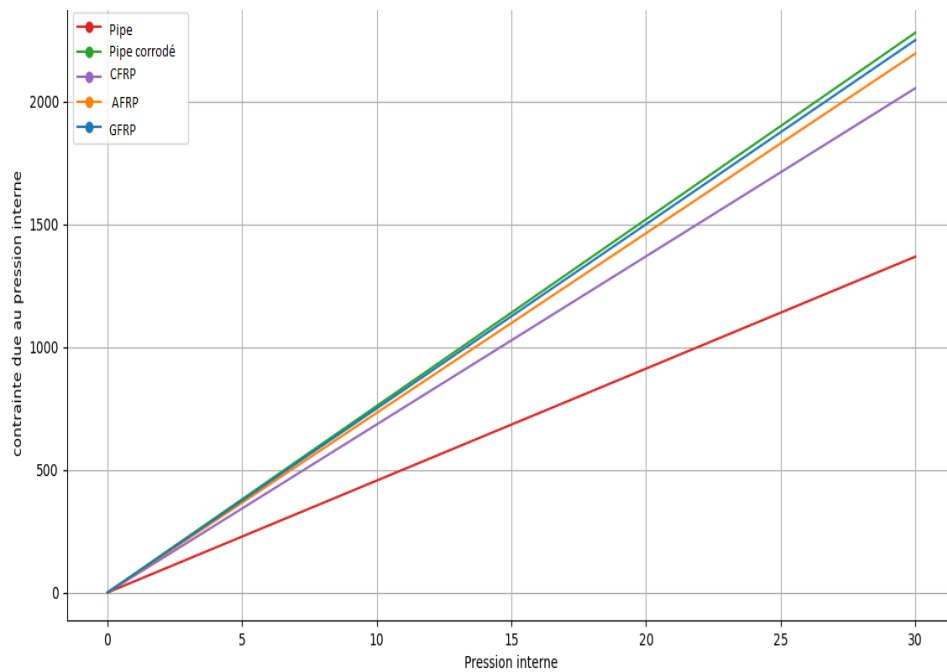


Figure IV.5 : Contraintes circonférentielles due à la pression interne

Tableau IV. 7:Contraintes circonférentielles due à la pression interne

P	La contrainte circonférentielle due à la pression interne				
Cas	Pipe intact	Pipe corrodé	CFRP	AFRP	GFRP
0	0	0	0	0	0
1	45.6	76	68.47	73.17	75
2	91.2	152	136.94	146.35	150
3	136.8	228	205.41	219.52	225
4	182.4	304	273.87	292.70	300
5	228	380	342.34	365.87	375
6	273.6	456	410.81	439.05	450
7	319.2	532	479.28	512.22	525
8	364.8	608	547.75	585.40	600
9	410.4	684	616.22	658.57	675
10	456	760	687.68	731.75	750
11	501.6	836	753.15	804.92	825
12	547.2	912	821.62	878.10	900
13	592.8	988	890.09	951.28	975
14	638.4	1064	958.55	1024.45	1050
15	684	1140	1027.02	1097.63	1125
16	729.6	1216	1095.49	1170.80	1200
17	775.2	1292	1163.96	1243.98	1275
18	820.8	1368	1232.43	1317.15	1350
19	866.4	1444	1300.90	1390.33	1425
20	912	1520	1369.36	1463.50	1500

D'après la figure IV.4, on observe que la contrainte circonférentielle maximale du pipe corrodée est généralement plus élevée que la contrainte circonférentielle maximale non corrodée ou intact et le pipe réparé. Cela indique que la corrosion réduit la résistance du matériau et diminue sa capacité à supporter des contraintes élevées. La différence entre les courbes de contrainte circonférentielle du pipe non corrodé et corrodé et réparé représente l'effet de la corrosion sur les propriétés mécaniques du matériau. Plus la différence est grande, plus l'impact de la corrosion sur la résistance du matériau est important. Aussi montre l'effet de l'addition d'une couche de matériaux composites qui se représente par une diminution de la contrainte maximale par rapport au pipe corrodé sans réparation se qui montre que ce type de réparation donne un renforcement aux les propriétés mécaniques du matériau.

Le choix des matériaux de renforcement (CFRP, GFRP, AFRP) pour la réparation du pipe endommagé peut également être analysé à partir du graphique. On peut observer que le pipe réparé avec des matériaux composites à base de fibres de carbone CFRP présente des contraintes plus petites que ceux réparés avec des matériaux à base de fibres de verre GFRP

ou d'Aramide AFRP. Donc le CFRP offre une meilleure résistance et une meilleure performance mécanique par rapport aux autres matériaux de renforcement.

D'après la figure IV.5, on remarque la contrainte circonférentielle due au pression interne du pipe corrodé est généralement plus grande que la contrainte circonférentielle due au pression interne du pipe non corrodé ou intact et le pipe réparé.

D'après la comparaison entre les figure IV.4 et IV.5, on remarque que la contrainte circonférentielle due à la pression interne domine les autres contraintes (contrainte due au sol et contrainte due au trafic) et prend des valeurs très élevées par rapport aux autres contraintes dans laquelle on peut déduire que l'effet de la pression interne sur le pipe est très important et le plus influent sur la résistivité du pipe.

IV.4 Effet du nombre de couche du matériau composite sur la contrainte circonférentielle maximale

L'effet du nombre de couches des matériaux composites sur la contrainte circonférentielle maximale dans la réparation d'un pipe peut être exploré physiquement. Lorsque des matériaux composites, tels que le CFRP (matériau composite à base de fibres de carbone), le GFRP (matériau composite à base de fibres de verre) ou l'AFRP (matériau composite à base de fibres d'aramide), sont utilisés pour réparer un pipe endommagé, le nombre de couches de ces matériaux peut avoir un impact sur la contrainte circonférentielle maximale du pipe réparé. Voici quelques points à prendre en compte :

- Plus le nombre de couches des matériaux composites est élevé, plus la résistance et la rigidité du pipe réparé augmentent. Cela est dû à l'effet du renforcement des fibres dans les matériaux composites qui transfèrent les charges le long de la structure du pipe.
- L'ajout de couches supplémentaires des matériaux composites augmente l'épaisseur totale de la réparation du pipe. Cela peut avoir un effet sur la distribution des contraintes dans le matériau et potentiellement réduire la contrainte circonférentielle maximale.

Cependant, il est important de noter que l'augmentation du nombre de couches des matériaux composites peut également entraîner une augmentation du poids et de la rigidité de la réparation. Cela peut avoir des conséquences sur d'autres aspects du système, tels que la flexibilité, l'installation et la compatibilité avec le matériau du pipe d'origine.

Pour obtenir des informations plus détaillées et précises sur l'effet du nombre de couches des matériaux composites sur la contrainte circonférentielle maximale dans la réparation d'un pipe spécifique, on fait une étude du changement de contrainte circonférentielle maximale d'un pipe réparé par CFRP, AFRP et GFRP en fonction du nombre de couches n . On Calcule la contrainte circonférentielle maximale en fonction de la variation de nombre de couches pour $P = 4 \text{ MPa}$ par les formules suivantes :

n : nombre de couches de matériaux composites

$$\sigma_f = \frac{Pr}{(t-d) \left[1 + n \frac{E_{frp} t_{frp}}{E(t-d)} \right]} \quad (4.14)$$

$$\sigma_s = \frac{6K_m C d \gamma B d^2 E t_t r}{E t_t^3 + 24 K d p r^3} \quad (4.15)$$

$$\sigma_{t=} \frac{6K_m I c C t F E t_t r}{A(E t_t^3 + 24 K d p r^3)} \quad (4.16)$$

$$d'o\grave{u} : t_t = (t - d) \left[1 + n \frac{E_{frp} t_{frp}}{E(t-d)} \right] \quad (4.17)$$

n :Nombre de couches

Tableau IV. 8:Contraintes circonférentielles maximales d'un pipe réparé en fonction du nombre de couches du matériau composite.

Nombre de couche (n)	$\sigma_m(\text{CFRP})$	$\sigma_m(\text{AFRP})$	$\sigma_m(\text{GFRP})$
0	404.78	404.78	404.78
1	384.04	398.84	401.70
2	368.05	395.18	398.72
3	355.39	390.79	395.86
4	345.04	386.65	393.10
5	336.27	382.73	390.44
6	328.55	379.03	387.87
7	321.49	375.52	385.38
8	314.80	372.19	382.99
9	308.28	369.03	380.67
10	301.80	366.03	378.43
11	295.27	363.17	376.27
12	288.64	360.44	374.17
13	281.90	357.94	372.14
14	275.04	357.84	370.17
15	268.10	352.96	368.27
16	261.08	350.68	366.63
17	254.03	348.48	364.63
18	246.97	346.36	362.89
19	239.95	344.32	361.20
20	232.98	342.35	359.56

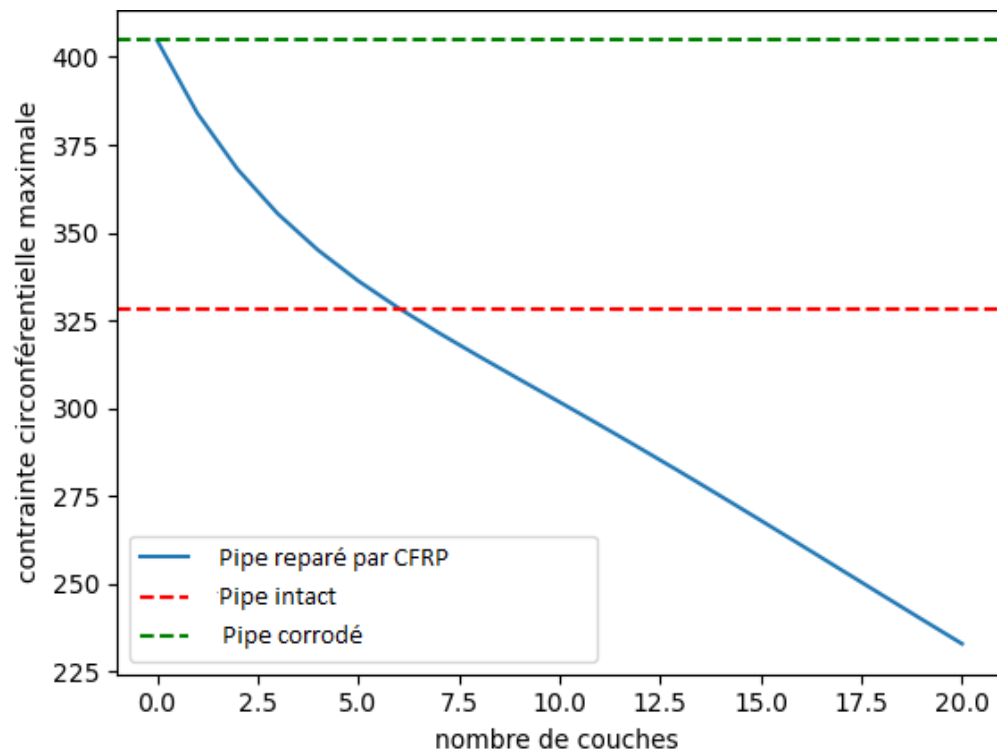


Figure IV. 6:Contraintes circonférentielles maximales dans pipe réparé par CFRP

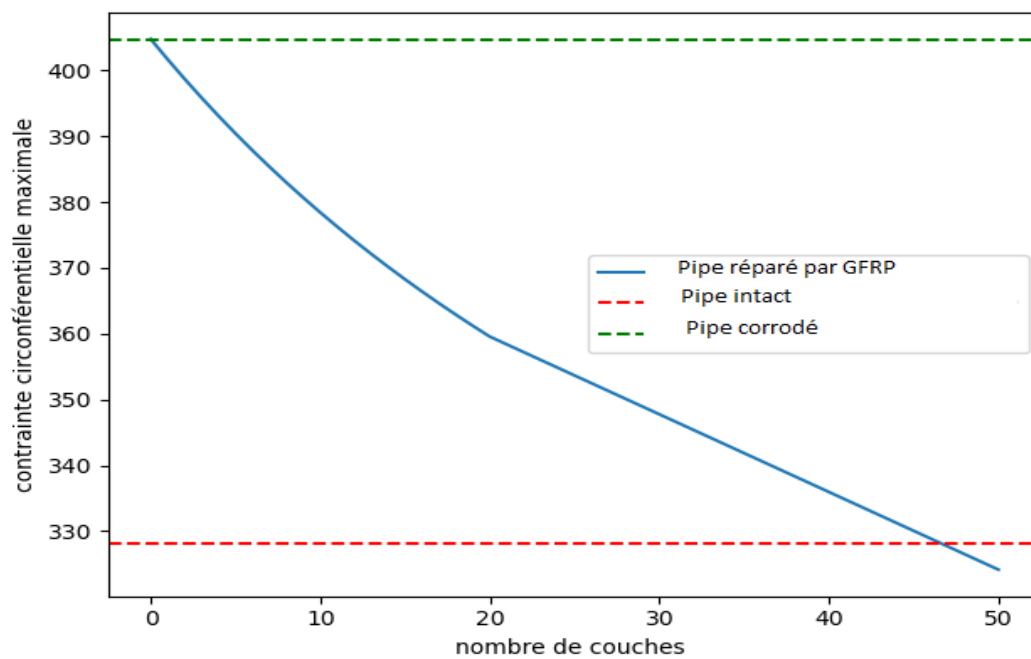


Figure IV. 7:Contraintes circonférentielles maximales dans un pipe réparé par GFRP

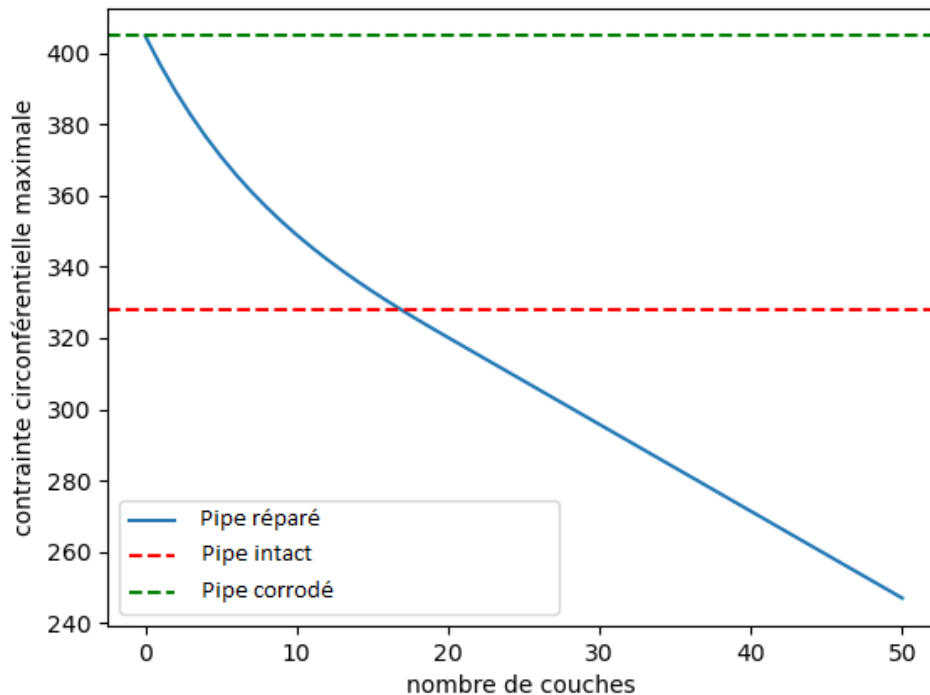


Figure IV. 8: Contraintes circonférentielles maximales dans un pipe réparé par AFRP

IV.4.1 Analyse des résultats

D'après la courbe qui représente le comportement de la contrainte pour un "pipe corrodé réparé par "CFRP" en fonction du nombre de couches dans laquelle on remarque que les valeurs de la contrainte circonférentielles maximales diminuent avec l'augmentation du nombre de couches appliquées sur le pipe corrodé. Donc une addition de plusieurs couches de matériaux composites offre une augmentation de la résistivité contre les charges, dues à la pression interne, le sol et le trafic. Pour $n=6$ le pipe réparé a une résistivité similaire d'un pipe sans défauts pour la réparation par les couches de CFRP et la même remarque pour $n=17$ pour AFRP et $n=47$ pour GFRP

IV.5 Conclusion

L'utilisation des matériaux composites renforcés de fibres (FRP) se présente comme une solution prometteuse pour la réparation et la réhabilitation des pipelines. L'étude réalisée a permis d'utiliser un modèle théorique et d'analyser les performances des parois des conduites renforcées par des feuilles FRP.

Les résultats démontrent que l'application des feuilles du FRP, en particulier de fibre de carbone, améliore significativement la capacité de pression interne ultime des pipes endommagés. Les feuilles de fibre de carbone se sont révélées offrir les meilleures performances, grâce à leur résistance exceptionnelle et à leur légèreté.

De plus, les FRP présentent une excellente résistance à la corrosion et à la fatigue, garantissant ainsi la durabilité et la longévité des pipelines réparés. Ces matériaux composites ne provoquent pas de dégradation visible lorsqu'ils entrent en contact avec l'acier, à condition que les parois des pipes soient exemptes de corrosion et correctement revêtues.

Conclusion générale

La présente mémoire s'est attelée à examiner en détail les divers aspects du réseau de transport par canalisations en Algérie, en mettant particulièrement l'accent sur les défauts observés, les méthodes d'inspection et les techniques de réhabilitation des pipelines. Dans le dernier chapitre on a approfondi notre étude par l'analyse des contraintes exercées sur les pipelines renforcés par des matériaux composites.

Il est indéniable que le réseau de transport par canalisations en Algérie est confronté à des défis considérables, notamment en ce qui concerne les défauts structuraux et les risques de défaillance. Cependant, les avancées technologiques ont permis le développement de solutions de réhabilitation efficaces, parmi lesquelles l'utilisation de la technique de renforcement par matériaux composites qui a été identifiée comme une approche très prometteuse.

L'utilisation de ces matériaux composites offre une multitude d'avantages incontestables pour la réparation et la réhabilitation des pipelines. Ils renforcent la résistance structurelle, améliorent la capacité de charge des pipelines et prolongent leur durée de vie, assurant ainsi une performance durable des infrastructures de pipelines. Ces matériaux constituent une solution fiable et hautement efficace pour préserver l'intégrité des pipelines à long terme.

Pour continuer à progresser dans ce domaine, il serait bénéfique de poursuivre les recherches et les essais sur les matériaux composites utilisés pour la réhabilitation. Une meilleure compréhension de leur comportement et une exploration plus approfondie de leurs applications potentielles dans le domaine de la réparation des pipelines ouvriront la voie à des avancées significatives. Il est donc essentiel de promouvoir des efforts de recherche continus pour optimiser l'utilisation des matériaux composites dans l'industrie des pipelines.

Bibliographie

1. Description du Réseau de Transport par Canalisation des hydrocarbures & Tarifs de Transport pour l'Année 2021, SONATRACH
2. A. BENMOUNAH , Livre Perfectionnement Chef de Quart-Dispatchers.
3. TIKOBAINI Mourad. Cour de contrôle corrosion Master II , FHC UMBB.
4. BENMOUNAH Amar, Cour sur maintenance des canalisations et inspection par outil intelligent. IAP, Bomerdes , 2021
5. YOUNSI Karim. Cour de réhabilitation des pipelines, master II, FHC UMBB.
6. Groupe d'étude de sécurité des industries pétrolières et chimiques, Guide Professionnel GESIP n° 2007/04 EDITION DE JANVIER 2014.
7. BENMOUNAH Amar, Cour sur maintenance des canalisations, IAP, Bomerdes , 2018
8. A. BENLEKHAL réparation des canalisations par bandes de matériaux composites. SH/DRC. SONATRACH.
9. Houssam Toutanji & Sean Dempsey Stress modeling of pipelines strengthened with advanced composites materials, Thin-Walled Structures 39 (2001) 153–165.

Annexes

Programmes de calcul en PYTHON

1. Calcul des contraintes pour un pipe non endommagé

```
import matplotlib.pyplot as plt

# Déclarer les variables
t = 5
r = 228
km = 0.235
cd = 1.32
unité_de_sol = 18.85*(10**-6)
Bd = 762
E = 200000
Kd = 0.108
Ic = 1.5
Ct = 0.12
F = 267000
d = 2
A = 914
P = [0,1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20]
# calcul des valeurs de sigma_f, sigma_s, and sigma_t pour chaque P

sigma_f = [p*r/t for p in P]
sigma_s = [(6*km*cd*unité_de_sol*(Bd**2)*E*t*r)/((E*(t**3))+(24*Kd*p*(r**3)))]
for p in P]
sigma_t = [(6*km*Ic*Ct*F*E*t*r)/(A*(E*t**3+(24*Kd*p*(r**3)))) for p in P]

# faire un tableau pour afficher les valeur
print("{:<5} {:<10} {:<10} {:<10}".format("P", "contrainte due a la pression interne ", "sigma_s", "sigma_t"))
for i in range(len(P)):
    print("{:<5} {:<10.2f} {:<10.2f} {:<10.2f}".format(P[i], sigma_f[i], sigma_s[i], sigma_t[i]))

# dessiner des graphs
plt.plot(P, sigma_f, '-o', label="contrainte due au pression interne ")
plt.plot(P, sigma_s, '-o', label="contrainte due au sol")
plt.plot(P, sigma_t, '-o', label="contrainte due au traffic")
plt.xlabel("Pression interne (MPa) ")
plt.ylabel("contrainte circonférentielle (MPa) ")
plt.title(" Cas pipe intact ")
plt.legend()
plt.show()
```

2. Calcul des contraintes pour un pipe endommagé

```
import matplotlib.pyplot as plt

# Define the variables
t = 5
r = 228
km = 0.235
cd = 1.32
unité_de_sol = 18.85*(10**-6) #d'abord on declare les valeurs utilisé pour
Bd = 762 #le calcule
E = 200000
Kd = 0.108
Ic = 1.5
Ct = 0.12
F = 267000
d = 2
A = 914
P = [0,1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20]

# on Calcule the values de sigma_f, sigma_s, and sigma_t pour chaque valeur
de P
sigma_f = [p*r/(t-d) for p in P]
sigma_s = [(6*km*cd*unité_de_sol*(Bd**2)*E*(t-d)*r)/((E*(t-
d)**3)+(24*Kd*p*r**3)) for p in P]
sigma_t = [(6*km*Ic*Ct*F*E*(t-d)*r)/(A*(E*(t-d)**3+(24*Kd*p*r**3))) for p in
P]

# faire un tableau
print("{:<5} {:<10} {:<10} {:<10}".format("P", "sigma_f", "sigma_s",
"sigma_t"))
for i in range(len(P)):
    print("{:<5} {:<10.2f} {:<10.2f} {:<10.2f}".format(P[i], sigma_f[i],
sigma_s[i], sigma_t[i]))

# faire des graphs des resultats
plt.plot(P, sigma_f, '-o', label="contrainte due au pression interne")
plt.plot(P, sigma_s, '-o', label="contrainte due au sol")
plt.plot(P, sigma_t, '-o', label="contrainte due au traffic")
plt.xlabel("Pression interne (MPa) ")
plt.ylabel("contrainte circonférentielle (MPa) ")
plt.title(" Cas d'un pipe endommagé ")
plt.legend()
plt.show()
```

3. Calcul des contraintes pour un pipe endommagé réparé par FRP

```
import matplotlib.pyplot as plt

# Déclarer les variables
t = 5
r = 228
km = 0.235
cd = 1.32
unité_de_sol = 18.85*(10**-6)
Bd = 762
E = 200000
Kd = 0.108
Ic = 1.5
Ct = 0.12
F = 267000
d = 2
A = 914
P = [0,1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20]
t_t = 3.33
# Calculate les valeurs de sigma_f, sigma_s, and sigma_t pour chaque valeurs
de P

sigma_f = [p*r/t_t for p in P]
sigma_s =
[(6*km*cd*unité_de_sol*(Bd**2)*E*t_t*r)/((E*(t_t**3))+(24*Kd*p*r**3)) for p in
P]
sigma_t = [(6*km*Ic*Ct*F*E*t_t*r)/(A*(E*(t_t**3)+(24*Kd*p*r**3))) for p in P]

# Dessiner les tableau
print("{:<5} {:<10} {:<10} {:<10}".format("P", "sigma_f", "sigma_s",
"sigma_t"))
for i in range(len(P)):
    print("{:<5} {:<10.2f} {:<10.2f} {:<10.2f}".format(P[i], sigma_f[i],
sigma_s[i], sigma_t[i]))

# Dessiner les graphs des resultats
plt.plot(P, sigma_f, '-o', label="contrainte due au pression interne")
plt.plot(P, sigma_s, '-o', label="contrainte due au sol")
plt.plot(P, sigma_t, '-o', label="contrainte due au traffic")
plt.xlabel("Pression interne")
plt.ylabel("contrainte circonférentielle (MPa)")
plt.title("Cas d'un pipe réparé par FRP")
plt.legend()
plt.show()
```

4. Calcul des contraintes circonférentielles maximales

```
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd
t = 5
r = 228
km = 0.235
cd = 1.32
unité_de_sol = 18.85 * (10 ** -6)
Bd = 762
E = 200000
Kd = 0.108
Ic = 1.5
Ct = 0.12
F = 267000
d = 2
A = 914
P = [0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20,
30]
t_t_CFRP = 3.33
t_t_GFRP = 3.04
t_t_AFRP = 3.1158
sigma_f_CFRP = [p * r / t_t_CFRP for p in P]
sigma_s_CFRP = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd ** 2) * E * t_t_CFRP * r) /
(
    (E * (t_t_CFRP ** 3)) + (24 * Kd * p * r ** 3)) for p in P]
sigma_t_CFRP = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * t_t_CFRP * r) / (
    A * (E * (t_t_CFRP ** 3) + (24 * Kd * p * r ** 3))) for p in P]

sigma_f_GFRP = [p * r / t_t_GFRP for p in P]
sigma_s_GFRP = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd ** 2) * E * t_t_GFRP * r) /
(
    (E * (t_t_GFRP ** 3)) + (24 * Kd * p * r ** 3)) for p in P]
sigma_t_GFRP = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * t_t_GFRP * r) / (
    A * (E * (t_t_GFRP ** 3) + (24 * Kd * p * r ** 3))) for p in P]

sigma_f_AFRP = [p * r / t_t_AFRP for p in P]
sigma_s_AFRP = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd ** 2) * E * t_t_AFRP * r) /
(
    (E * (t_t_AFRP ** 3)) + (24 * Kd * p * r ** 3)) for p in P]
sigma_t_AFRP = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * t_t_AFRP * r) / (
    A * (E * (t_t_AFRP ** 3) + (24 * Kd * p * r ** 3))) for p in P]

sigma_f_pipecorrdé = [p * r / (t - d) for p in P]
sigma_s_pipecorrdé = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd ** 2) * E * (t - d) *
r) / (
    (E * (t - d) ** 3) + (24 * Kd * p * r ** 3)) for p in P]
sigma_t_pipecorrdé = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * (t - d) * r) / (
    A * (E * (t - d) ** 3 + (24 * Kd * p * r ** 3))) for p in P]
```

```

sigma_f_pipe = [p * r / t for p in P]
sigma_s_pipe = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd ** 2) * E * t * r) / (
    (E * (t ** 3)) + (24 * Kd * p * (r ** 3))) for p in P]
sigma_t_pipe = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * t * r) / (A * (E * t ** 3 + (24 *
Kd * p * (r ** 3)))) for p in P]
# affichage des graphs
plt.plot(P, [sum(x) for x in zip(sigma_f_CFRP, sigma_s_CFRP, sigma_t_CFRP)],
label='CFRP')
plt.plot(P, [sum(x) for x in zip(sigma_f_GFRP, sigma_s_GFRP, sigma_t_GFRP)],
label='GFRP')
plt.plot(P, [sum(x) for x in zip(sigma_f_AFRP, sigma_s_AFRP, sigma_t_AFRP)],
label='AFRP')
plt.plot(P, [sum(x) for x in zip(sigma_f_pipecorrodé, sigma_s_pipecorrodé,
sigma_t_pipecorrodé)], label='Pipecorrodé')
plt.plot(P, [sum(x) for x in zip(sigma_f_pipe, sigma_s_pipe, sigma_t_pipe)],
label='Pipe')
plt.xlabel('Pression interne')
plt.ylabel('contrainte circonférentielle maximale ')
plt.title('')
plt.legend()
plt.grid(True)
plt.show()
sum_CFRP = [s_f + s_s + s_t for s_f, s_s, s_t in zip(sigma_f_CFRP,
sigma_s_CFRP, sigma_t_CFRP)]
sum_AFRP = [s_f + s_s + s_t for s_f, s_s, s_t in zip(sigma_f_AFRP,
sigma_s_AFRP, sigma_t_AFRP)]
sum_GFRP = [s_f + s_s + s_t for s_f, s_s, s_t in zip(sigma_f_GFRP,
sigma_s_GFRP, sigma_t_GFRP)]
sum_Pipe = [s_f + s_s + s_t for s_f, s_s, s_t in zip(sigma_f_pipe,
sigma_s_pipe, sigma_t_pipe)]
sum_Pipe_corrodé = [s_f + s_s + s_t for s_f, s_s, s_t in
zip(sigma_f_pipecorrodé, sigma_s_pipecorrodé, sigma_t_pipecorrodé)]

# creation d'un tableau pour les resultats
table_data = {
    'P': P,
    'Sum CFRP': sum_CFRP,
    'Sum AFRP': sum_AFRP,
    'Sum GFRP': sum_GFRP,
    'Sum Pipe': sum_Pipe,
    'Sum Pipe corrodé': sum_Pipe_corrodé
}

df = pd.DataFrame(table_data)

# afficher le tableau
print(df)

```

5. Calcule des contraintes circonférentielles maximales d'un pipe réparé en fonction du nombre de couches du matériau composite

```
import matplotlib.pyplot as plt
# Define the variables
r = 228
km = 0.235
cd = 1.32
unité_de_sol = 18.85 * (10 ** -6)
Bd = 762
E = 200000
Kd = 0.108
Ic = 1.5
Ct = 0.12
F = 267000
A = 914
P = 4
E_frp = 400000
t_frp = 0.118
n = [0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19,
20,50]
t_t = [3 + 0.37*i * t_frp for i in n]
# Calculate the values of sigma_f, sigma_s, and sigma_t for each value of n
sigma_f = [P * r / t for t in t_t]
sigma_s = [(6 * km * cd * unité_de_sol * (Bd**2) * E * t * r) / ((E * (t**3))
+ (24 * Kd * P * r ** 3)) for t in t_t]
sigma_t = [(6 * km * Ic * Ct * F * E * t * r) / (A *(E * (t**3) + (24 * Kd * P
* r**3))) for t in t_t]
sigma_sum = [f + s + t for f, s, t in zip(sigma_f, sigma_s, sigma_t)]
sigma = 328.12
sigma_co=404.78
# Print the values of sigma_f, sigma_s, and sigma_t for each value of n
for i in range(len(n)):
    print(f"n = {n[i]}: sigma_f = {sigma_f[i]}, sigma_s = {sigma_s[i]},
sigma_t = {sigma_t[i]}")
# Create a table with the different values of sigma_sum
table_data = list(zip(n, sigma_sum))
header = ("n", "sigma_sum")
table_rows = [header] + table_data
# Print the table
for row in table_rows:
    print("{:<5}{:<10}".format(*row))
# Plot the values of sigma_sum and sigma
plt.plot(n, sigma_sum, label='Contrainte circonférentielle maximum du pipe
sans defaults ')
plt.axhline(y=sigma, color='r', linestyle='--', label='Contrainte
circonférentielle maximum du pipe corrodé réparé par CFRD')
plt.xlabel('n')
plt.ylabel('sigma_sum')
```

```
plt.axhline(y=sigma_co, color='g', linestyle='--', label='Contrainte  
circonférentielle maximum du pipe corrodé ')  
plt.show()
```