

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد القادر
تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd– Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie mécanique

Spécialité : assemblages soudés et matériaux

Par : SAIDI Taha Abdelbasset

Thème

Etude de la corrosion des pipelines

Soutenu publiquement, le / / , devant le jury composé de :

Mr, GUERNAOUT MEA.
Mr.HADJOUI A.
Mr.GUENIFED A.H.

Grade Pr
Grade Pr
Grade MAA

Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen

Président
Examineur
Encadreur

Année universitaire : 2021/2022

REMERCIEMENT

Je tiens à remercier ALLAH de m'avoir aidé à arriver au terme de ce travail, arrivé au terme de la rédaction de ce mémoire, il est particulièrement agréable d'exprimer mes gratitude et mes remerciements à tous ceux qui, par leur enseignement, leur soutien et leurs conseils, m'ont aidé à sa réalisation qui a été effectué à L'université D'ABOU BAKR BELKAÏD

TLEMCEM

Tout mes remerciements pour les membres de jurée : le président Mr. GUERNAOUT MEA.

Et l'examineur Mr. HADJOUÏ A.

Je remercie de tout cœur : mon encadrant de Mémoire le Mr. GUENIFED A.H pour la confiance et l'attention qu'il m'a accordée tout le long de cette étude.

Je remercie toute l'équipe de Groupement Reggane Nord.

Dédicaces

Je dédie, A mes Parents qui m'ont donné la chance de poursuivre mes études et qui m'ont appris à surpasser les moments difficiles, à mes précieux collègues.

A tous mes enseignants depuis mes premières années d'études.

A ceux et celles qui m'ont accompagné et Soutenu durant cette année de formation.

Résumé

La corrosion dans les pipelines pour le transport du gaz des hydrocarbures reste parmi les problèmes qui n'ont pas trouvé de solution absolue. Malgré la difficulté de ce phénomène, il existe plusieurs méthodes de le protéger et de limiter sa propagation. Parmi ces méthodes liées à la protection d'oxydation des canalisations, on distingue la méthode de protection cathodique. Celle-ci inclue deux types : la protection par anodes sacrificielles qui est réalisée par le raccordement des pipe-lines à des plaques de métal plus électronégatif que l'acier et la protection par courant imposé et qui est réalisée par raccordement de la ferraille enterrée au pipe-line à travers un générateur de courant continu.

La protection cathodique est la méthode la plus utilisée dans le complexe gazier « GRN » en effet elle a donné son efficacité concernant la protection des pipe-lines contre la corrosion.

Abstract

Corrosion in pipelines for transporting hydrocarbon gas remains among the problems that have not found an absolute solution. Despite the difficulty of this phenomenon, there are several methods to protect it and limit its spread. Among these methods related to the oxidation protection of pipelines, we destine the method of cathodic protection. This includes two types: protection by sacrificial anode which is achieved by connecting the pipelines to metal plates more electronegative than steel and protection by impressed current which is achieved by connecting buried scrap metal to the pipe -line through a direct current generator.

cathodic protection is the most used method in the GRN group indeed it has given its efficiency concerning the protection of pipelines against corrosion.

ملخص

لا تزال الأكسدة في خطوط الأنابيب لنقل الغاز الهيدروكربوني من بين المشاكل التي لم تجد حلاً مطلقاً. بالرغم من صعوبة هذه الظاهرة إلا أن هناك عدة طرق لحمايتها والحد من انتشارها. من بين هذه الطرق المتعلقة بحماية خطوط الأنابيب من الأكسدة ، حددنا طريقة الحماية الكاثودية. وهذا يشمل نوعين: الحماية بواسطة الأنودات الذبيحة والتي يتم تحقيقها من خلال توصيل خطوط الأنابيب بالواح معدنية أكثر كهربية من الفولاذ والحماية بواسطة التيار القسري الذي يتم تحقيقه عن طريق توصيل الخردة المعدنية المدفونة بخط الأنابيب من خلال مولد تيار مباشر.

الحماية الكاثودية هي الطريقة الأكثر استخداماً في المجموعة GRN بالفعل فقد أعطت فعاليتها لحماية خطوط الأنابيب من الأكسدة.

List des abréviations

GRN : Groupement Reggane Nord

CND : control non desctructif

FBE : Fusion-Bonded Epoxy

PE : polyéthylène

PP : polypropylène

ZF : zone fondue

ZAT : zone affectée thermiquement

SMAW : Shielded metal arc welding

GTAW : Gas Tungsten Arc Welding

GMAW : Gas Metal Arc Welding

VT : Visuel test

PT : Penetrant test

RT : RADIOGRAPHIE test

PPS : Prise de potentiel simple

PMA : Prise de potentiel ampérométrique

PCTE : Prise de potentiel de croisement.

PTG : Prise de potentiel Tube/Gaine

CJI : Coffret de joint Isolant

CPR : The corrosion penetration rate

LISTE DES FIGURES:

Chapitre I

Figure 1	Situation géographique du bassin de Reggane.	
Figure.2	Les partenaires du groupement Reggane.	
Figure I.1	Stockage des Pipelines.....	1
Figure I.2	Gazoduc	3

Chapitre II

Figure II.1	Technique de fabrication des tubes en spirale	4
Figure II.2	Les étapes de fabrication de tubes longitudinalement	5
Figure II.3	Fabrication des tubes soudés. (a) Formage en U, (b) formage en O et (c) soudage.....	5
Figure II.4	Soudure longitudinale.....	6
Figure II.5	Machine d'expansion.....	6
Figure II.6	Fabrication de pipes sans soudure « schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure ».....	7
Figure II.7	Revêtement.....	7
Figure II.8	Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches	8
Figure II.9	Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines.....	8
Figure II.10	Cordon de la soudure.....	9
Figure II.11	Chanfreinage du gazoduc.....	10
Figure II.12	Début de clampsage.....	11
Figure II.13	Fin de clampsage.....	11
Figure II.14	Câble de masse.....	11
Figure II.15	Le préchauffage avec chalumeau.....	12
Figure II.16	Exécution de soudage.....	12
Figure II.17	Cordon de soudure.....	13

Figure II.18	Identification du joint.....	13
Figure II.19	contrôle visuelle.....	14
Figure II.20	Les produits de ressuage.....	15
Figure II.21	Les étapes de ressuage.....	15
Figure II.22	le principe de radiographie.....	16
Figure II.23	la source.....	16
Figure II.24	les films.....	16
Figure II.25	Radioscopie.....	16

Chapitre III

Figure III.1	Schéma traduisant la cause de la corrosion atmosphérique du fer.....	18
Figure III.2	Mécanisme de la corrosion atmosphérique : exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement.....	18
Figure III.3	Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne et corrosion dentaire.....	19
Figure III.4	Corrosion généralisée : exemple d'une porte et d'un véhicule corrodés...	20
Figure III.5	Corrosion galvanique résultante d'un assemblage de deux métaux différents : robinet en cuivre et conduite en acier galvanisé.....	20
Figure III.6	Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion cavernueuse.....	21
Figure III.7	Corrosion par piqûre de l'aluminium.....	21
Figure III.8	Corrosion au niveau des joints de grains d'une structure métallique.....	22
Figure III.9	Mécanisme de la corrosion sélective d'un laiton (alliage cuivre-zinc)...	22
Figure III.10	Aspect et mécanisme de la corrosion-érosion.....	23
Figure III.11	La tribocorrosion.....	23
Figure III.12	La corrosion sous contrainte.....	24
Figure III.13	La fragilisation par hydrogène d'une pièce métallique.....	24

CHAPITRE IV

Figure IV.1	Exemple de prévention par une forme géométrique adaptée des pièces...	28
-------------	---	----

Figure IV.2	Classement des inhibiteurs de corrosion.....	31
Figure IV.3	Diagramme d'Evans montrant le déplacement du potentielle de corrosion dû à la présence d'un inhibiteur anodique, cathodique ou mixte.....	32
Figure IV.4	Principe de la protection cathodique.....	33
Figure IV.5	Exemple de protection cathodique.....	34
Figure IV.6	Principe de la protection anodique d'un métal passivable : déplacement du potentiel dans le domaine passif correspondant à: $E_{pass} < E < E_{pit}$	35
Figure IV.7	Un coupon.....	42
Figure IV.8	L'emplacement du coupon dans le pipe.....	42
Figure IV.9	Instrument de mesure.....	43
Figure IV.10	Probe à fil bouclé.....	43
Figure IV.11	Positionnement de probe dans la pipe.....	43
Figure IV.12	Le mesureur d'épaisseur.....	45

Chapitre V

Figure V.1	L'outil intelligent MagneScan.....	46
Figure V.2	Secteur représente les types de corrosion.....	48
Figure V.3	Histogramme représente orientation de chaque intervalle.....	49
Figure V.4	Histogramme de la largeur de chaque intervalle.....	52
Figure V.5	Histogramme représente la variation de l'orientation en fonction de type de la corrosion.....	53
Figure V.6	Histogramme représente le type de la corrosion en fonction de l'orientation en longueur.....	54
Figure V.7	Histogramme représente les résultats d'analyse.....	55

LISTE DES TABLEAUX :

Chapitre IV:

Tableau IV.1	Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs.....	26
--------------	---	----

Chapitre II:

Tableau V.1	Résultats de l'analyse en fréquence de variable type de corrosion.....	47
Tableau V.2	Fréquence de variable orientation en degré.....	48
Tableau V.3	Discrétisation d'orientation en longueur.....	49
Tableau V.4	Discrétisation de variable profondeur.....	50
Tableau V.5	Fréquence de variable longueur de la corrosion.....	51
Tableau V.6	Discrétisation de variable longueur.....	52
Tableau V.7	Tableau croisé de l'orientation et les types de corrosion.....	53
Tableau V.8	Discrétisation des deux variables quantitative qualitative.....	54
Tableau V.9	Résultats de l'analyse des données de tronçon.....	55
Tableau V.10	Résultats de l'analyse de résultat de tronçon.....	57

TABLES DES MATIERES

Introduction générale.....	1
Description du projet.....	2
Chapitre I: Généralités sur les pipelines	
Introduction.....	1
I.1 Types de canalisation	2
I.2 Les gazoducs	2
I.3 Construction et exploitation des gazoducs	3
Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines	
II.1 Procédé de fabrication des tubes de pipelines	4
II.1.1 Tubes soudés en spirale	4
II.1.2 Tubes soudés longitudinalement	5
II.1.2.1 Formage.....	5
II.1.2.2 Soudage.....	6
II.1.2.3 Expansion et calibrage.....	6
II.1.3 Tubes sans soudure.....	7
II.2 Revêtement des tubes	7
II.2.1 Revêtements extérieurs	7
II.2.1.1 Revêtement Fusion Bonded Epoxy	7
II.2.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches	8
II.2.2 Revêtements intérieurs	8
II.2.2.1 Revêtements pour l'amélioration du débit	8
II.3 Soudage des pipelines au sien de GRN	9
II.3.1 Définition du soudage	9
II.3.2 Procédés de soudage	10
II.3.2.1 Exigences des conditions climatiques	10
II.3.2.2 Chanfreinage	10
II.3.2.3 Alignement des Tube (Clampsage)	11
II.3.2.4 Câble de Masse	11
II.3.2.5 Equipement de soudage	12
II.3.2.6 Préchauffage	12
II.3.2.7 Exécution des soudures	12
II.3.2.8 Nettoyage du cordon de soudure par brossage	13
II.3.2.9 Soudage de réparation	13
II.3.2.10 Température Interpasse	13
II.3.2.11 Marquage	13
II.4 Le contrôle Non Destructif (C.N.D)	14
II.4.1 Le contrôle visuel et dimensionnel des assemblages soudés (VT)	14
II.4.2 Ressuage (PT)	15
II.4.3 Radiographiques tests (RT)	15
Chapitre III: Le phénomène de corrosion	
Introduction.....	17
III.1. Généralités sur le phénomène de corrosion.....	17
III.1.1. Définition de la corrosion.....	17
III.1.2 Importance économique de la corrosion.....	17
III.1.3 Cause de la corrosion.....	18
III.1.4 Classification de la corrosion.....	18
III.1.4.1 La corrosion chimique.....	18
III.1.4.2 La corrosion bactérienne.....	19

III.1.4.3 La corrosion électrochimique.....	19
III.1.5 Aspect morphologique de la corrosion.....	19
III.1.5.1. Corrosion généralisée.....	20
III.1.5.2. Corrosion localisée (zonale).....	20
III.1.5.2.1 La corrosion galvanique (bimétallique).....	20
III.1.5.2.2 La corrosion caverneuse (par crevasse).....	21
III.1.5.2.3 La corrosion par piqûres.....	21
III.1.5.2.4 La corrosion intergranulaire.....	22
III.1.5.2.5 La corrosion sélective.....	22
III.1.5.2.6 La corrosion érosion.....	23
III.1.5.2.7 Corrosion frottement (tribocorrosion).....	23
III.1.5.2.8 La corrosion sous contrainte.....	24
III.1.5.2.9 Fragilisation par hydrogène.....	24
III.1.6. Facteurs de corrosion.....	25

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

Introduction.....	26
IV.1. Catégories d'alliages et domaines d'emploi.....	26
IV.1.1 Les aciers inoxydables.....	26
IV.2. Prévention par une forme adaptée des pièces.....	28
IV.3. Protection par revêtements.....	29
IV.3.1. Revêtement métallique.....	29
IV.3.1.1 Les revêtements anodiques.....	29
IV.3.1.2 Les revêtements cathodiques.....	29
IV.3. 2. Revêtement inorganiques non métalliques.....	29
IV.3.3. Revêtements organiques.....	30
IV.4. Protection par inhibiteurs.....	30
IV.4.1. Définition d'un inhibiteur.....	30
IV.4.2. Classification des inhibiteurs.....	30
IV.4.2.1 Par domaine d'application.....	31
IV.4.2.2 Par réaction électrochimique partielle.....	31
IV.4.2.3 Par mécanisme réactionnel.....	32
IV.5. Protection électrochimique.....	33
IV.5.1. Protection cathodique.....	33
IV.5.1.1 La protection par anode sacrificielle.....	34
IV.5.1.2 La protection par courant imposé.....	34
IV.5.1.3 Principaux domaines d'application.....	35
IV.5.2. Protection anodique.....	35
IV.6 Installation de protection cathodique au sein du Groupement GRN.....	36
IV.6.1 Matériaux utilise.....	36
IV.6.2 Protection cathodique provisoire.....	36
IV.6.3 Protection cathodique définitive.....	36
IV.6.3.1 Critère de conception.....	36
IV.6.3.2 Unité de réglage de tension de sortie.....	37
IV.6.3.3 Appareils de mesure.....	37
IV.6.3.4 Raccordement et câblage pour le transformateur redresseur et le hacheur élévateur.....	37
IV.6.3.5 Interface de contrôle a distance.....	37
IV.6.3.6 Accessoires.....	37
IV.6.4 Installation du déversoir anodique vertical (puits anodique).....	38
IV.6.4.1 Matériel.....	38

IV.6.4.2 Ouverture de la tranchée et raccordement des câbles.....	38
IV.6.4.2.2 Tube support.....	38
IV.6.4.2.3 Tube de dégazage.....	38
IV.6.4.3 Fabrication des chapelets.....	38
IV.6.4.5 Mise en place des chapelets d'anodes.....	39
IV.6.4.6 Injection du backfill.....	39
IV.6.5 Pose des prises de potentiels et connections câbles.....	39
IV.6.6 Electrode de référence a poste fixe : Cu/cuso4.....	40
IV.6.7 Eclateur anti déflagrant.....	40
IV.6.8 Anodes sacrificielles.....	40
IV.6.9 Mise à la terre.....	40
IV.6.10 Mise en service.....	41
IV.7. Moyen utilisés pour le contrôle et le suivi de la corrosion.....	42
IV.7.1 Contrôle par sonde à coupon (Contrôle perte de masse).....	42
IV.7.1.1 Montage du coupon.....	42
IV.7.1.2 Durée de contrôle.....	43
IV.7.2 Contrôle par sonde à résistance électrique.....	43
IV.7.3 Contrôle par mesure d'épaisseur.....	44
IV.7.3.1 Contrôle par ultrasons.....	44
IV.7.3.1.1 Principe.....	44
IV.7.3.1.2 Avantages.....	45

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne de Kahlouche-Reggane.

Introduction.....	46
V.1 Méthodes de détection des défaillances CND.....	46
V.1.1 Détection des défauts par ultrasons de la ligne	46
V.2. Analyse des données par outil intelligent	47
V.2.1 Analyse monovariée des données de l'outil intelligent.....	47
V.2.1.1 Analyse en fréquence de la variable qualitative type de corrosion.....	47
V.2.1.2 Analyse en fréquence des variables quantitatives.....	48
V.2.1.2.1 Variable orientation angulaire.....	48
V.2.1.2.2 Variable profondeur de la corrosion.....	50
V.2.1.2.3 Variable longueur de la corrosion.....	51
V.2.1.2.4 Variable largeur de la corrosion.....	52
V.2.2 Analyse multivariée des données de l'outil intelligent.....	53
V.2.2.1 Relation « orientation » et « type de corrosion ».....	53
V.2.2.2 Relation Résultats de l'épaisseur mesurée et reste du métal outil intelligent.....	55
V.2.2.3 Caractéristiques du défaut(CPR) par l'outil.....	56
Conclusion Générale	58
Références.....	59

Introduction générale

Dans l'industrie pétrolière, l'objectif principal est d'extraire, transporter, raffiner les produits pétroliers en très grandes quantités dans les conditions économiques les plus performantes et pour des conditions de sécurité et de fiabilité des équipements optimales. Le transport des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse (gazoducs) se fait par pipelines qui sont des canalisations enterrée ou aérienne.

Extraire, transporter et raffiner les produits pétroliers exige des conditions des sécurités et de fiabilité des équipements optimales du fait que les hydrocarbures sont transporter sous forme liquide ou gazeuse par pipelines (canalisations enterrée ou aérienne).

Dans ce mémoire on a divisé notre travail en 5 chapitres, au premier chapitre j'ai présenté des généralités sur les pipelines de transport de pétrole et de gaz naturel qui sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, revêtus et généralement enfouis dans le sol. Ces pipe-lines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés.

Dans le deuxième chapitre on a illustré les méthodes de fabrication des pipelines, l'utilisation des revêtements des tubes et ses types.

Je termine ce chapitre par la démonstration des différentes étapes de la soudure de pipeline au niveau de Groupement GRN ainsi que le contrôle non destructif (CND).

Au troisième chapitre on a détaillé le phénomène de corrosion, ses causes et ses types. Les pipelines sont sensibles aux défaillances par corrosion ce qui nous oblige à les protéger.

Arrivant au quatrième chapitre, on a présenté la protection contre la corrosion Cette protection inclue (Addition d'inhibiteurs de corrosion, revêtement, Protection électrochimique...).

Dans notre cas on a énuméré les étapes d'installation de la protection cathodique appliquées au niveau de groupement GRN, généralement un contrôle et un suivi est nécessaire soit par un contrôle par sonde à coupon (Contrôle perte de masse),

Au cinquième chapitre on a abordé la détection de la corrosion par des ultrasons en utilisant un outil intelligent pour détecter la corrosion ainsi que l'analyse des données mesurées.

Description du projet complexe gazier GRN :

Le projet de complexe gazier GRN est situé dans le bassin de REGGANEE à environ 1500 km au sud-ouest d'Alger, le groupement comprenant SONATRACH, REPSOL, RWE DEA AG, et Edison.

Les installations de surface incluent un système de collecte de gaz reliant les puits à un CPF (usine de traitement de gaz), où les fluides des puits sont traités pour répondre aux spécifications de vente ; le gaz est ensuite comprimé et exporté via un pipeline. Les installations de surface seront situées dans une région désertique ; à proximité il y a une zone d'oasis avec quelques centres très peuplés. Le moyen de subsistance des habitants locaux dépend en grande partie des activités agricoles.



Figure 1: Situation géographique du bassin de Reggane [1].

Le projet est mis en œuvre par les partenaires du groupement REGGANEE, composés de :



Figure.2 : Les partenaires du groupement Reggane [1]

Chapitre I: Généralités sur les pipelines

Chapitre I: Généralités sur les pipelines

Introduction

Les pipelines d'exploitation de gaz sont constitués de tubes d'acier soudés bout à bout, recouverts d'un matériau isolant (polyéthylène, polypropylène, ...) contribuant à leur protection contre la corrosion. Ils peuvent être également revêtus intérieurement pour améliorer l'écoulement du fluide transporté ou pour prévenir la corrosion interne si le gaz transporté est corrosif.

Selon leur nature d'usage, les pipelines sont exploités par des industriels de l'exploration production, du transport ou de la distribution. L'exploitation d'un pipeline consiste à maintenir l'ouvrage en bon état de service dans les conditions optimales de sécurité et de coût. Aujourd'hui, il y a des millions de kilomètres de pipelines qui sont largement utilisés pour transporter de l'eau, du gaz et du pétrole soit en aérien soit enterré ou bien en dessous de la mer, depuis les sources originales jusqu'aux usines de traitement des produits (filtration, raffinage, liquéfaction,) Figure I.1.

Les pipelines sont susceptibles d'être attaqués par les phénomènes de corrosion interne et externe résultant de défauts tel que fissuration, engendrant principalement des fuites et des ruptures. Des accidents, se traduisant parfois par des dégâts catastrophique (dégâts humains, pollution du milieu naturel, frais supplémentaire de réparation, arrêt prolongé des unités de production) se produisent sporadiquement au cours de leur exploitation.



Figure I.1 : Stockage des Pipelines [2]

Chapitre I: Généralités sur les pipelines

I.1 Types de canalisation :

Le type et le nom d'un pipeline dépendent des caractéristiques physiques et des conditions du transport du produit.

- Pour le gaz naturel, on parle de gazoduc.
- Pour le pétrole, on parle d'oléoduc.
- Pour l'eau industrielle, il s'agit de conduite. Le terme d'aqueduc est plutôt réservé aux ouvrages maçonnés, avec écoulement libre de l'eau.
- Pour l'eau salée, on utilise le terme de saumoduc.
- Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc ou d'oxyduc.
- Pour l'hydrogène, on utilise le terme d'hydrogénoduc.

De manière générale, le suffixe d'origine latine "ductus", dérivé de "ducere" qui veut dire "conduire", permet ainsi de définir le nom français d'une canalisation spécialisée pour l'acheminement d'un type de produit particulier.

I.2 Les gazoducs :

La majorité des gazoducs acheminent du gaz naturel entre les zones d'extractions et les zones de consommation ou d'exportation. On estime la longueur totale des gazoducs dans le monde à un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence terrestre. Les gazoducs sont en majorité terrestre, soit enfouis à environ un mètre de profondeur dans les zones habitées, soit posés à même le sol en zone désertique, ou en zone à sol dur. Leur diamètre varie entre 50 mm (2 pouces) et 1400 mm (56 pouces) pour les plus importants.

Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoducs sous-marins. Selon leur nature d'usage, les gazoducs peuvent être classés en trois familles principales.

- **Gazoducs de collecte :**

Ramenant le gaz sorti des gisements ou des stockages souterrains vers les sites de traitement.

- **Gazoducs de transport ou de transit :**

Acheminant sous haute pression le gaz traité (déshydraté, désulfuré ...) aux portes des zones urbaines ou des sites industrielles de consommation.

- **Gazoducs de distribution :**

Répartissant le gaz à basse pression au plus près des consommateurs domestiques ou des petites industries.

Chapitre I: Généralités sur les pipelines

I.3 Construction et exploitation des gazoducs :

Les gazoducs sont constitués de tubes d'acier soudés bout à bout, recouverts d'un matériau isolant (polyéthylène, polypropylène, ..) contribuant à leur protection contre la corrosion. Ils peuvent être également revêtus intérieurement pour améliorer l'écoulement du fluide transporté ou pour prévenir la corrosion interne si le gaz transporté est corrosif.

Selon leur nature d'usage, les gazoducs sont exploités par des industriels de l'exploration et de production, du transport ou de la distribution. L'exploitation d'un gazoduc consiste à maintenir l'ouvrage en bon état de service dans les conditions optimales de sécurité et de coût.

Aujourd'hui, des millions de kilomètres de pipelines sont largement utilisés pour transporter de l'eau, du gaz et du pétrole sous ou au-dessus du sol ou sous mer, depuis les sources d'extraction jusqu'aux usines de traitement des liquides (filtration, raffinage, liquéfaction,...)

Figure I.2.



Figure I.2 : Gazoduc [3]

Chapitre II:

Mode d'élaboration des pipelines

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.1 Procédé de fabrication des tubes de pipelines :

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

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

On se limitera dans le cadre de cette étude à la présentation du mode de fabrication des tubes dits de grands diamètres et utilisés dans le transport. Cette appellation est réservée aux tubes de diamètres extérieurs supérieurs à 406 mm (16"). Ils sont obtenus par formage suivi de l'opération de soudage en long ou en spirale de tôles laminées à chaud.

II.1.1 Tubes soudés en spirale :

La fabrication des tubes soudés en spirale est réalisée en continu sur des machines à souder. Après déroulement de la bobine en bande par un train d'entraînement, la tôle est poussée dans la cage de formage où elle subit une déformation de cintrage sous l'action d'un vérin. L'obtention du formage en spirale est réalisée par l'inclinaison d'un angle α entre l'axe initial de la bande et l'axe de sortie du tube Figure II.1.

L'enroulement des tubes en spirale permet d'obtenir des tubes calibrés sans avoir besoin de recourir à des étapes de fabrication supplémentaires telles que l'expansion ou le calibrage. De ce fait, le tube précontraint lors de la phase de pliage le reste par la suite.

[Pour des épaisseurs de paroi au dessus de 20 mm, on utilise habituellement des tôles fortes. Ce procédé permet une exploitation économique optimale de la largeur de bande disponible, par le rapport largeur de bande-diamètre.

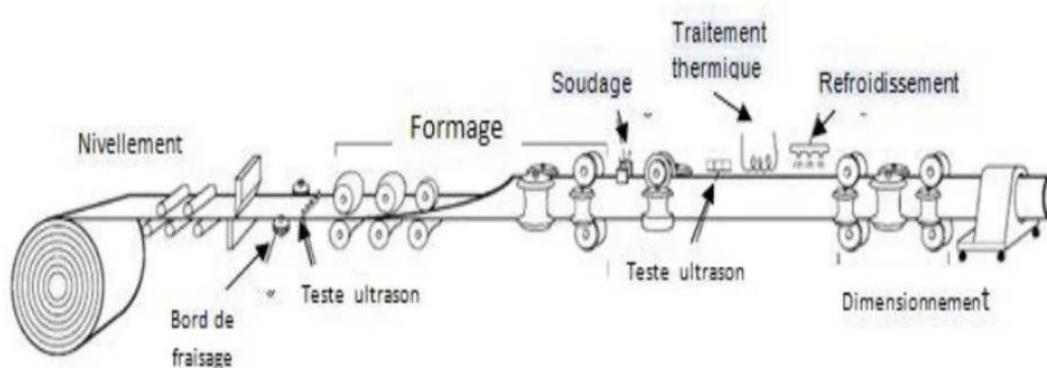


Figure II.1 : Technique de fabrication des tubes soudés en spirale [4]

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.1.2 Tubes soudés longitudinalement :

La technique de fabrication des tubes soudés sous forme longitudinale est généralement formée à froid de la plaque à travers le processus «UOE ». Elle est spécifique aux tubes avec des diamètres plus que 406.4 mm (16").

La fabrication des tubes soudés longitudinalement comporte trois étapes :

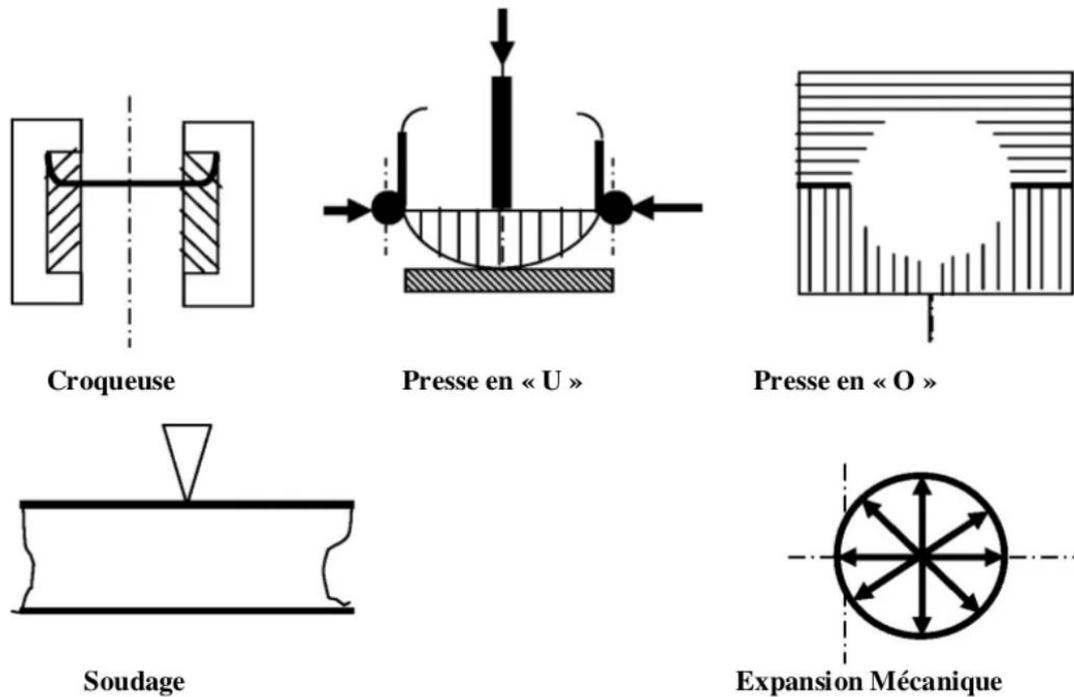


Figure II.2 : Les étapes de fabrication de tubes soudés longitudinalement [5]

II.1.2.1 Formage :

Après croquage des rives de la tôle, celle-ci est pliée en deux étapes en utilisant deux presses de forme différente. La première confère au tube une forme en "U", tandis que la seconde lui donne une forme circulaire Figure II.3.

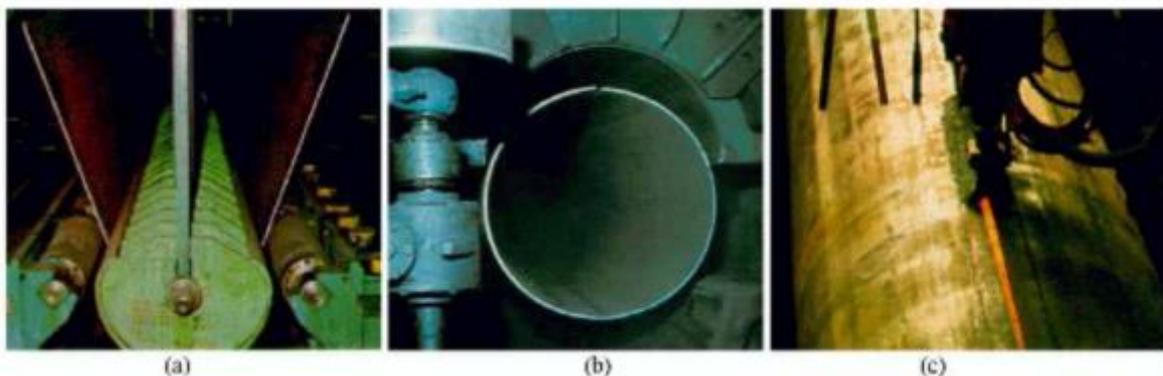


Figure II.3 : Fabrication des tubes soudés. (a) Formage en U, (b) formage en O et (c) soudage [5].

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.1.2.2 Soudage :

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



Figure II.4 : Soudure longitudinale [5].

II.1.2.3 Expansion et calibrage :

L'objectif de cette opération est de façonner les tubes pour aboutir à une section parfaitement circulaire. L'expansion des diamètres ici est de plus de 1.5 au maximum avec la machine d'expansion Figure II.5.

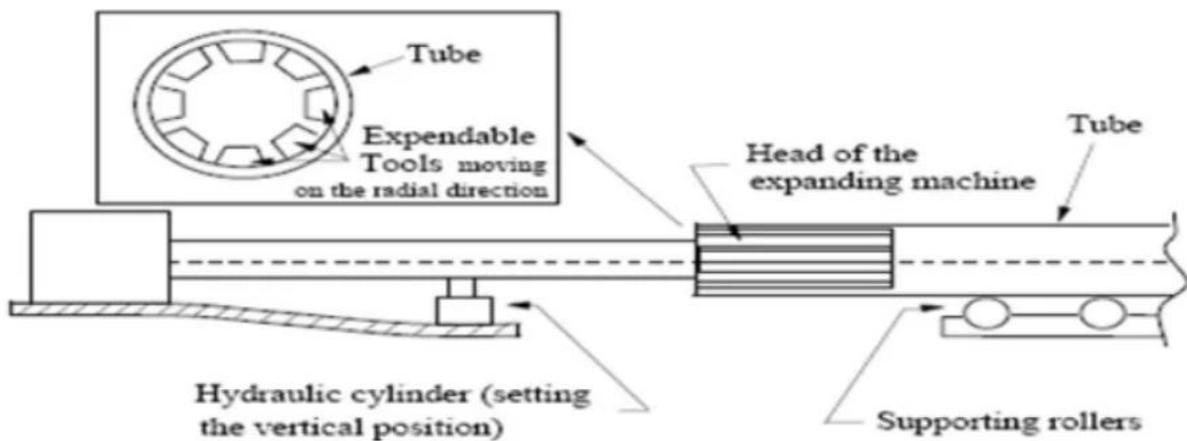


Figure II.5 : Machine d'expansion [6].

II.1.3 Tubes sans soudure

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

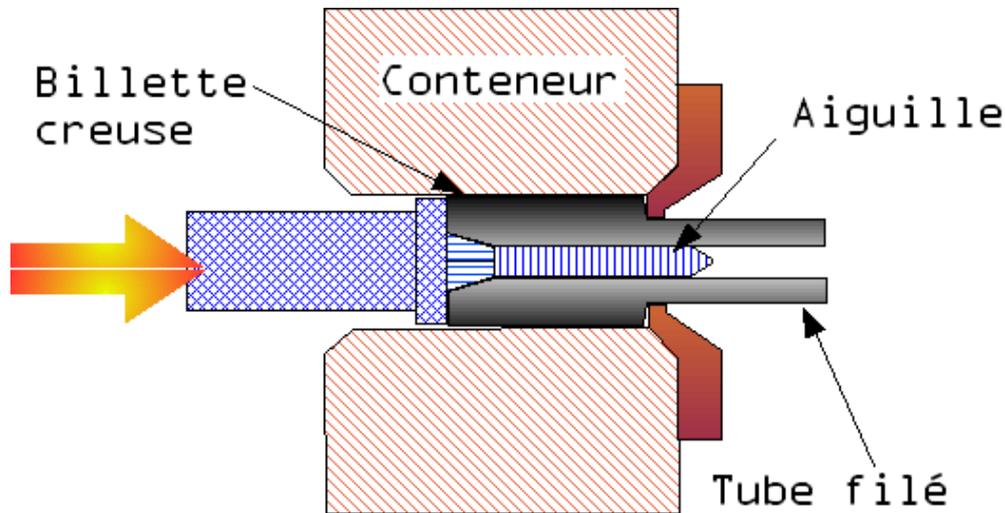


Figure II.6 : Fabrication de pipes sans soudure « schéma du filage sur aiguille permettant d'obtenir un tube sans soudure » [7].

II.2 Revêtement des tubes :

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

II.2.1 Revêtements extérieurs :

II.2.1.1 Revêtement fusion bonded epoxy :

Les revêtements FBE constituent des couches de résine durcissant thermoplastique, qui sont apposées par un procédé thermostatique sur les tubes d'acier et les protègent de la corrosion. Le procédé FBE peut être utilisé à des températures d'exploitation allant jusqu'à 110° C, l'épaisseur typique du revêtement est généralement comprise entre 350 et 450 micromètres. Une deuxième couche entraîne une excellente résistance aux détériorations du pipeline, même dans les conditions environnementales les plus difficiles Figure II.7



Figure II.7 : Revêtement FBE [8].

II.2.1.2 Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches :

Le revêtement polyoléfine 3 couches est une combinaison de résine thermoplastique durcissant, de couche d'adhérence copolymère et de thermoplastique apposée sur les tubes d'acier afin de garantir leur protection contre la corrosion et les détériorations mécaniques Figure II.8.

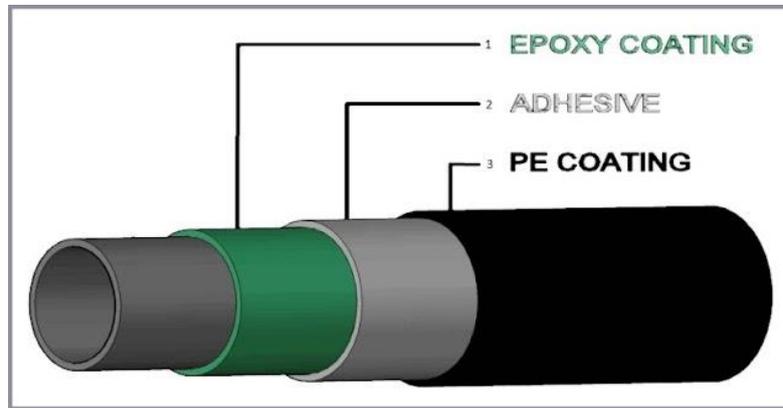


Figure II.8 : Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches [9].

II.2.2 Revêtements intérieurs :

II.2.2.1 Revêtements pour l'amélioration du débit :

Une résine époxy liquide est pulvérisée sur la paroi interne des tubes sur une épaisseur typique de 60 à 100 micromètres. Il en résulte une amélioration de la capacité de transport du gaz, une minimisation des résistances de friction et donc une réduction des stations de compressions. La simplification du nettoyage et la protection temporaire contre la corrosion font du revêtement Flow Coating une solution unique et économique pour le transport du gaz Figure II.9.



Figure II.9 : Revêtements en résine époxy liquide pour les pipelines [10].

II.3 Soudage des pipelines au sien de complexe gazier GRN :

Parmi les procédés d'assemblages, le soudage occupe une place importante dans toutes les branches d'industrie et du bâtiment, car il permet d'adapter au mieux les formes de construction aux contraintes qu'elles sont appelées à supporter en service. Le soudage est une opération qui consiste à réunir deux ou plusieurs parties constitutives d'un assemblage, de manière à assurer la continuité entre les parties à assembler, soit par chauffage, soit par intervention de pression, soit par l'un et l'autre, avec ou sans métal d'apport dont la température de fusion est de même ordre de grandeur que celle du matériau de base.

II.3.1 Définition du soudage :

Le soudage est une opération d'assemblage où la continuité métallique entre les pièces à souder est assurée par la fusion globale ou de proche en proche de leurs bords. On obtient ainsi, après solidification, un joint homogène de même caractéristique que le métal de base, ou un joint hétérogène dans le cas de métaux différents. Voir figure II.10.

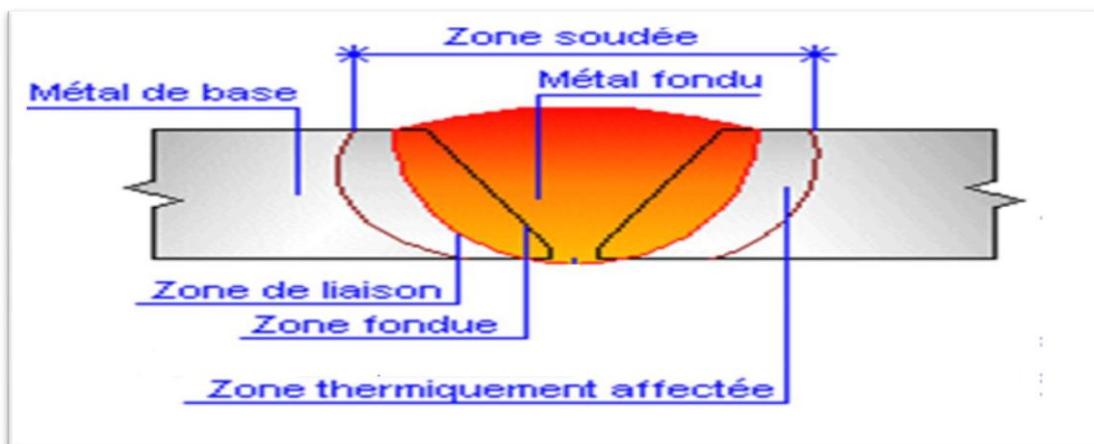


Figure II.10 : Cordon de la soudure [11]

La zone fondue: (nommée ZF) zone où l'état liquide a été atteint et dans laquelle a été élaborée la composition chimique. La structure métallurgique obtenue après solidification, dépend du cycle de refroidissement. On distingue, au sein de cette zone, des gradients de concentration, de la partie la plus fondue vers la moins fondue. Il est donc possible d'examiner la composition d'une soudure ainsi que les variations de dureté.

La zone affectée thermiquement : (nommée ZAT) zone se trouvant en bordure de la zone fondue sur une largeur plus ou moins large ayant été soumise à l'élévation de température sans être portée à la fusion. Le chauffage, la composition chimique et la vitesse de refroidissement de cette zone génèrent des modifications plus ou moins importantes de la structure métallurgique.

La zone de liaison : cette zone, située à la frontière entre la zone fondue et la zone affectée thermiquement, correspond à la surface sur laquelle la solidification du métal fondu a commencé.

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

Le métal de base : au delà de la zone affectée thermiquement, l'élévation de température est insuffisante pour engendrer une quelconque transformation structurale. Cette zone est aussi dite non affectée.

II.3.2 Procédés de soudage :

. Le procédé de soudage applicable dans le complexe gazier GRN c'est un soudage à l'arc électrique. Il regroupe à trois procédés sont :

- ❖ Soudage manuel à l'arc avec électrode enrobée (SMAW)
- ❖ Soudage sous gaz de protection d'argon (GTAW)
- ❖ Soudage semi automatique (GMAW)

Pendant ma période de stage au sein de GRN on note que le soudage manuel à l'arc électrique avec électrode enrobée SMAW est plus utilisée.

Les électrodes à enrobage cellulosique et basique sont fréquemment utilisées dans le complexe gazier GRN. La cellulosique est utilisée pour la première et deuxième passe et la basique pour la troisième et quatrième passe (bourrage et finition).

II.3.2.1 Exigences des conditions climatiques :

Le soudage de la canalisation sera réalisé dans des conditions climatiques adéquates afin d'éviter toute impureté susceptible d'affecter la soudure. Les travaux de soudage seront interrompus et suspendus quand les conditions météorologiques peuvent affecter la qualité de la soudure (chutes de pluies, de neige, taux d'humidité supérieur à 90% et période des vents de sable). L'utilisation des abris est conditionnée par les conditions climatiques.

II.3.2.2 Chanfreinage :

- ❖ La conception du joint de soudure sera réalisée conformément à la procédure de soudage qualifiée. Voir figure II.11
- ❖ En cas de nécessité, le chanfreinage du joint de soudure sera réalisé sur site conformément aux caractéristiques dimensionnelles indiquées dans la procédure de soudage qualifiée.
- ❖ Il sera réalisé par oxycoupage sous angle avec finition à la meule.



Figure II.11 : Chanfreinage du gazoduc

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

Précautions:

- Lorsque l'extrémité du tube a été endommagée, le tube sera coupé et chanfreiné de nouveau de façon à obtenir un meilleur alignement.
- Les caractéristiques dimensionnelles du chanfrein à réaliser doivent être conformes à la spécification de soudage qualifiée.
- Le découpage de la partie endommagée sera réalisé par meulage ou oxycoupage.
- Les extrémités découpées et chanfreinées doivent être bien nettoyées pour permettre une bonne qualité de soudage.

II.3.2.3 Alignement des Tube (Clampsage) :

L'utilisation des clamps extérieurs pour assurer un meilleur alignement des soudures bout à bout, se fera conformément à la WPS. Ils seront enlevés après soudage de 50% de la première passe. Les figure II.12 et II.13 illustre le procédé de clampsage.



Figure II.12 : Début de clampsage



Figure II.13: Fin de clampsage

II.3.2.4 Câble de Masse :

Le câble de masse branché, montré sur la figure II.14, au poste de soudage sera connecté à la surface à souder pour éliminer les coups d'arc et amorces sur le métal de base.



Câble de masse

Figure II.14 : Câble de masse

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.3.2.5 Equipement de soudage :

- Les équipements destinés pour les travaux de soudage doivent être bien entretenus. Ils doivent avoir les mêmes capacités d'exécution que celles utilisées pour la qualification des procédures de soudage.
- L'installation de la mise à la terre se fera dans un endroit aussi large que possible. Les connexions de la mise à la terre ne doivent pas provoquer à la disposition des contrôleurs pour pouvoir effectuer les calibrages quand cela est nécessaire.
- Les soudeurs doivent être dotés de leur équipement de protection individuelle.

II.3.2.6 Préchauffage :

Le préchauffage des deux bords à souder doit être explicite du mode opératoire de soudage. La température minimale de préchauffage doit être celle préconisée par la procédure de soudage approuvée (WPS). La figure II.15 montre la procédure de préchauffage.

Figure II.15 : Le préchauffage avec chalumeau



II.3.2.7 Exécution des soudures :

- Le soudage et l'inspection du pipeline doivent satisfaire aux exigences de la norme API 1104 et en conformité avec la WPS approuvée et qualifiée.
- Le maître de l'Ouvrage sera informé du nombre de soudeurs de la première passe.
- L'amorçage des bords à souder est inacceptable.
- Chaque passe de soudure doit être nettoyée de toutes traces de laitiers par des moyens adéquats, (outils à disques). Les défauts visibles à l'œil nu seront enlevés par meulage de chaque passe.
- Avant toute interruption des travaux, s'assurer que le nombre de passes réalisées est d'au moins 3 (trois) passes. La figure II.16 présente l'exécution de soudage.



Figure II.16 : Exécution de soudage

II.3.2.8 Nettoyage du cordon de soudure par brossage :

En fin de l'opération de soudage le cordon de soudure est nettoyé par brossage comme le montre la figure II.17 pour enlever le laitier.



Figure II.17 : Cordon de soudure

II.3.2.9 Soudage de réparation :

Les soudures de réparation doivent être exécutées par des soudeurs homologués. Leur exécution doit être conforme au code de soudage.

II.3.2.10 Température Interpasse :

La température inter passe ne doit pas être plus basse que la température de préchauffage. Dans tous les cas la température inter passe ne doit pas dépasser 250° ce afin d'avoir des cycles thermique non sévères.

II.3.2.11 Marquage :

Le joint de soudure sera identifié par son numéro séquentiel ainsi que le repère des soudeurs l'ayant exécuté, comme représenté la figure II.18.

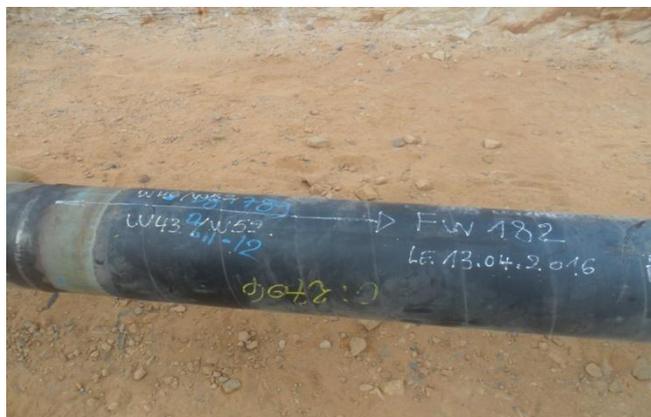


Figure II.18 : Identification du joint soudure

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.4 Le Contrôle non destructif (C.N.D)

Comprend toute une panoplie de méthodes d'investigation permettant « sans destruction » de déceler des défauts susceptibles de porter préjudice à la qualité du matériau ou d'une structure et d'émettre un avis sur leur conformité quant à leur utilisation. On parle aussi d'Essais Non Destructifs ou d'Examen Non Destructifs (E.N.D.).

Outre les méthodes techniques permettant de détecter la présence de défauts, la bonne connaissance de la nature des défauts et leur nocivité, de leur évolution dans le temps et des lois générales de la mécanique de la rupture doit être de mise. A titre d'exemple, la présence d'une fissure si petite soit-elle, dans une pièce peut se propager jusqu'à entraîner une rupture brutale et inopinée, ou une corrosion sur la paroi interne d'un réservoir travaillant sous pression peut entraîner son explosion etc. En général, Il faut savoir que la présence de défauts dans l'objet à inspecter peut altérer ses caractéristiques, notamment mécaniques et le rendre inapte à l'exploitation (rebut). Un contrôle au cours de la fabrication ou en cours d'utilisation du produit s'impose ce qui permet d'éviter de façon préventive d'éventuels accidents graves.

Ces défauts sont souvent indécélables à l'œil nu d'où la nécessité de recourir à des techniques d'observation ou de détection reposant sur des phénomènes physiques tels que l'absorption des rayons X (radiographie), la propagation des vibrations mécaniques dans un corps solide dur (les ultrason), le contour des ligne de champ magnétique autour d'une fissure (création de pôles Nord et Sud sur les lèvres de la fissure, la magnétoscopie), etc.

II.4.1 Le control visuel et dimensionnel des assemblages soudés (VT) :

Le Principe :

Le contrôle visuel et dimensionnel consiste à soumettre une surface, une préparation de chanfrein ou une soudure à une vérification visuelle de son aspect physique et de ses dimensions géométriques. La norme européenne EN 970 est applicable pour les assemblages soudés.



Figure II.19 : control visuelle

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines

II.4.2 Ressuage (PT) :

Le Principe :

Après avoir bien préparé la surface à contrôler, on y applique un liquide qui va pénétrer dans les discontinuités par capillarité.

Après un temps de pénétration, on enlève l'excès de pénétrant de la surface et on applique une fine couche de poudre absorbante.

Ce révélateur absorbe le pénétrant resté dans les discontinuités et forme ainsi une image bien perceptible



Figure II.20 : Les produits de ressuage [12].

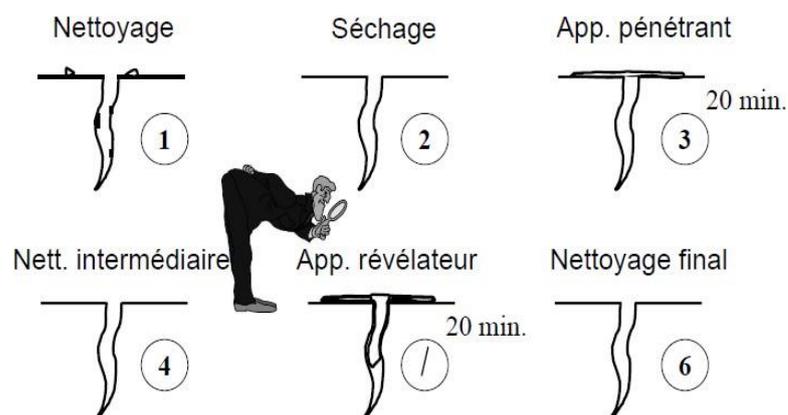


Figure II.21 : Les étapes de ressuage [13].

II.4.3 Radiographiques tests (RT) :

Le Principe :

Les rayonnements pénétrants (x, gamma, neutrons...), générés par la source, sont plus ou moins absorbés dans la pièce à contrôler. Un détecteur de rayonnement (film, écran...) convertit l'image radiante invisible en image visible.

- La radiographie par rayons X :

Les rayons X sont produits dans un tube radiogène par freinage d'un faisceau d'électrons rapides.

- La radioscopie par rayons gamma :

Les rayons gamma sont émis par les noyaux radioactifs des sources d'iridium 192, d'ytterbium 169 ou de cobalt 60.

Chapitre II: Mode d'élaboration des pipelines



Figure II.22 : le principe de radiographie [14].



Figure II.23 : la source



Figure II.24 : les films

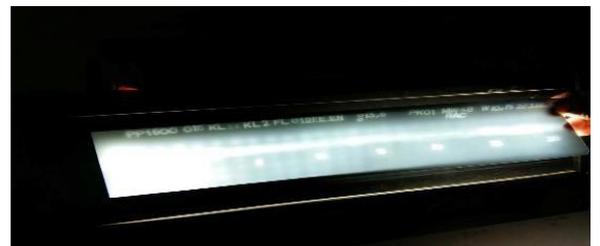


Figure II.25 : radioscopie

Chapitre III:
Le phénomène de
corrosion

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

Introduction :

L'importance considérable de la corrosion dans la vie quotidienne (domestique ou industrielle) n'est plus à démontrer. En effet, ce phénomène touche pratiquement toutes les réalisations de l'ingénieur, des plus grandes au plus petites : production de l'énergie, construction, transport, secteur médical, l'électronique, etc. Dans les pays industrialisés les conséquences de la corrosion ne résident pas seulement dans le coût économique (gaspillage de matière première, énergie et temps) mais également dans les accidents que peut provoquer (sécurité public en jeu) ainsi que le mauvais impact sur l'environnement.

III.1. Généralités sur le phénomène de corrosion

III.1. 1. Définition de la corrosion

Le nom « corrosion » vient du latin « corroder » qui signifie ronger ou attaquer. En effet, la corrosion est une dégradation du matériau ou de ses propriétés (physicochimiques, mécaniques, etc.) par interaction chimique avec le milieu environnant.

Cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible car il détruit le matériau et réduit ses propriétés, le rendant inutilisable pour une application prévue. Mais d'un autre point de vue la corrosion est un phénomène bien venu, voir souhaité, car elle détruit et élimine un nombre d'objets abandonnés dans la nature. Certains procédés industriels font également appel à la corrosion (anodisation de l'aluminium, polissage électrochimique, etc.).

III.1.2. Importance économique de la corrosion

Les conséquences de la corrosion sur le plan économique et social peuvent être résumées dans les points suivants :

- Pertes directes : remplacement des matériaux corrodés et des équipements dégradés,
- Pertes indirectes : couts des réparations et pertes de production (temps),
- Mesures de protection : inspections, entretiens, etc.

La diversité des coûts rend toute estimation des charges économiques dues à la corrosion difficile et incertaine. Cependant, il s'agit sans aucun doute de montants assez élevés.

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.3. Cause de la corrosion

Dans la nature tous les métaux, à l'exception des métaux nobles tels que l'or (Au) et le platine (Pt), se présentent dans la nature sous forme d'oxydes et de sulfures métalliques. Cet état de point de vue thermodynamique est très stable. Cependant, l'énergie considérable fournie pour l'obtention des métaux de ces minerais fait que les métaux obtenus se trouvent dans un niveau énergétique élevé, ils sont thermodynamiquement instables. C'est pour cette raison que tous les métaux usuels ont tendance à retourner à leur état initial en énergie, cela se fait à l'aide du milieu environnant.

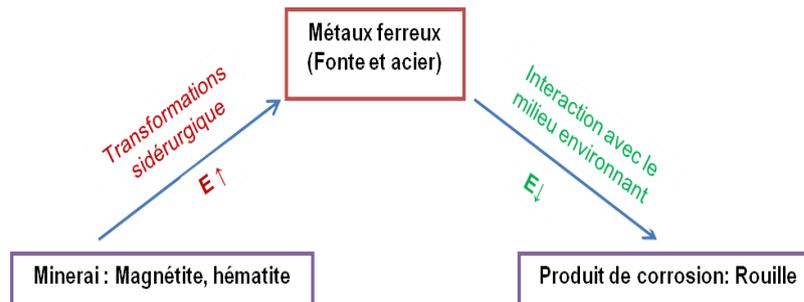


Figure III.1: Schéma traduisant la cause de la corrosion atmosphérique du fer [15].

III.1.4. Classification 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.

III.1.4.1. 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.

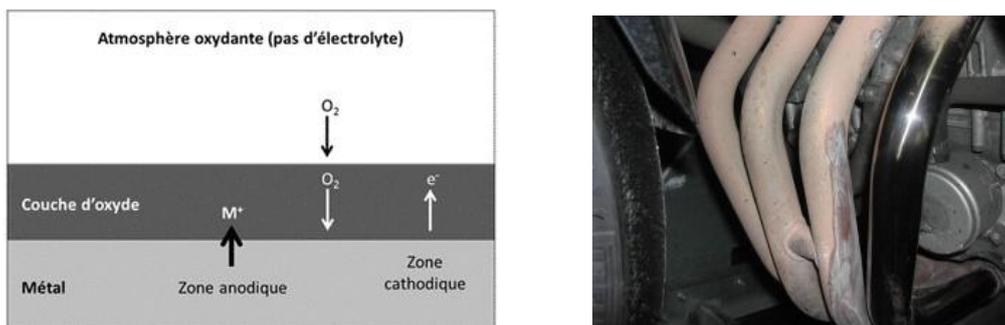


Figure III.2: Mécanisme de la corrosion atmosphérique : exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement [15].

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.4.2. 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 leur métabolisme 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).

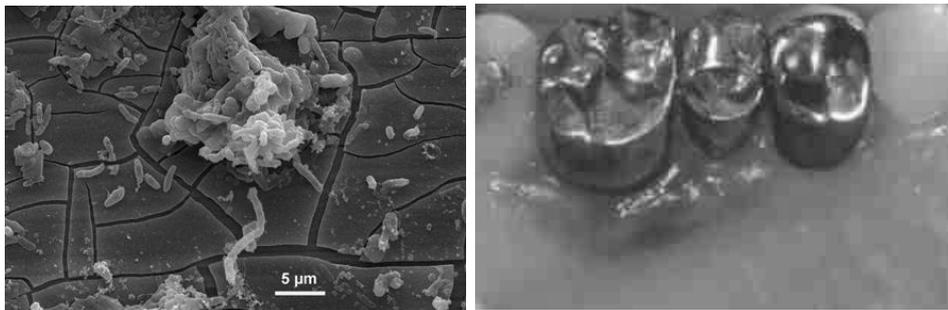


Figure III.3: Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne et corrosion dentaire [15].

III.1.4. 3. 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 réducteur (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'oxydo-réduction, dont :

- la réaction d'oxydation d'un métal est appelée réaction «anodique»,
- la réaction de réduction d'un agent oxydant est appelée réaction «cathodique».

Dans la corrosion électrochimique, la réaction cathodique et la réaction anodique sont indissociables.

III.1. 5. 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 : corrosion généralisée et corrosion localisée appelée encore corrosion « zonale ».

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.5.1. 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.



Figure III.4: Corrosion généralisée : exemple d'une porte et d'un véhicule corrodés [15].

III.1.5.2. 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, à savoir :

III.1.5.2.1 La corrosion galvanique (bimétallique) :

La corrosion galvanique ou bimétallique peut se définir simplement par l'effet résultant du contact de deux métaux ou alliages différents dans un environnement corrosif conducteur. Ce contact conduit à la formation d'une pile électrochimique entre les deux métaux ou alliage. Le métal le moins résistant, moins noble, se dégrade et sa dégradation s'intensifie avec le temps.

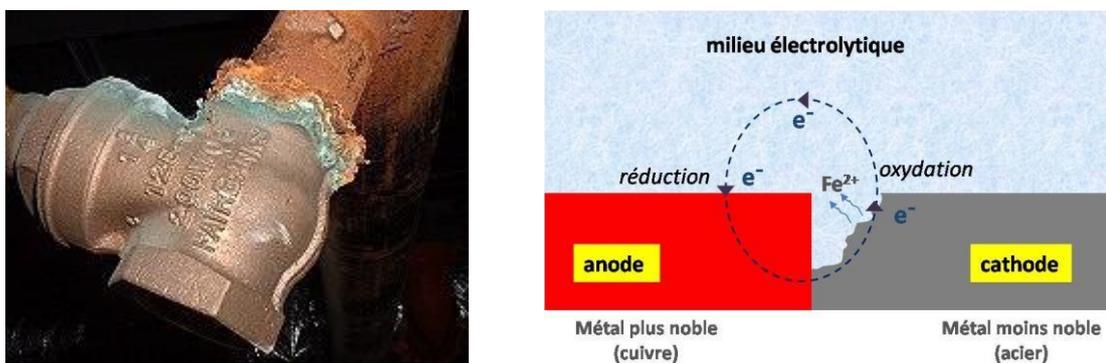


Figure III.5: Corrosion galvanique résultante d'un assemblage de deux métaux différents : robinet en cuivre et conduite en acier galvanisé [15].

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.5.2.2 La corrosion caverneuse (par crevasse) :

Cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution électrolytique stagnante dans des interstices, sous des dépôts et des joints, ou dans des cavernes ou crevasses, par exemple sous les écrous et têtes de rivets. Le sable, la poussière, le tartre, les produits de corrosion sont autant de corps solides susceptibles de créer des zones dans lesquelles le liquide n'est que difficilement renouvelé.

Ce phénomène concerne tous les matériaux. C'est aussi le cas des joints en matériau souple, poreux ou fibreux (bois, plastique, caoutchouc, ciment, amiante, tissus, etc.).

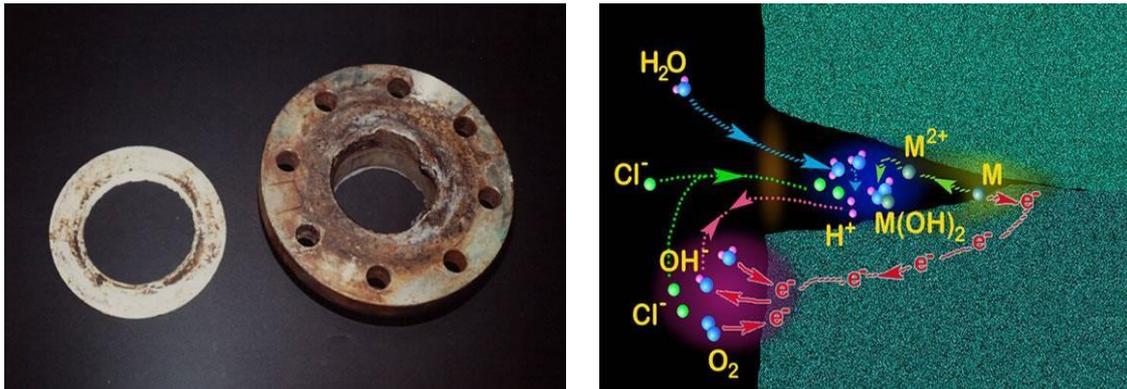


Figure III.6: Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion caverneuse [15].

III.1.5.2.3 La corrosion par piqûres :

C'est une forme de corrosion qui se produit par certains anions, notamment les ions chlorures, sur les métaux dit « passivables » (aluminium, chrome, cobalt, cuivre, acier inoxydable, acier dans le béton, etc.) qui sont protégés par un film d'oxyde passif.

Cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse, l'attaque se limite à des piqûres, très localisées et pouvant progresser très rapidement en profondeur, alors que le reste de la surface reste indemne. L'installation peut être perforée en quelques jours sans qu'une perte de poids appréciable de la structure apparaisse.

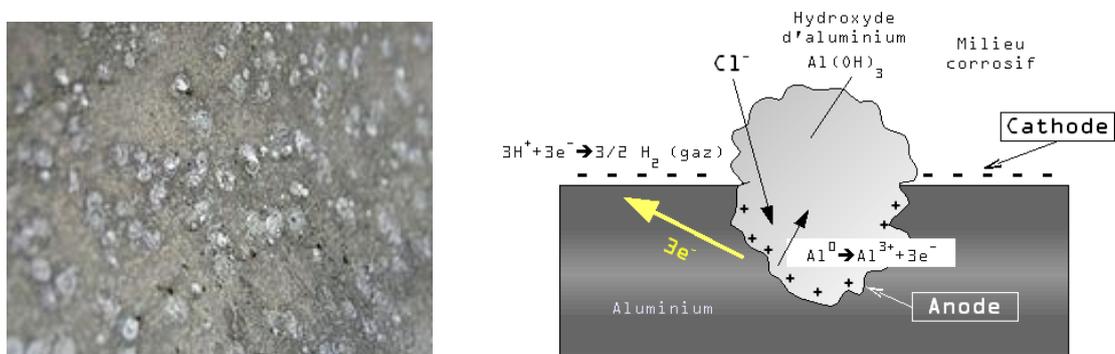


Figure III.7: Corrosion par piqûre de l'aluminium [15].

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.5.2.4 La corrosion intergranulaire :

La corrosion intergranulaire est une attaque sélective aux joints de grains ou à leur voisinage immédiat, alors que le reste du matériau n'est pas attaqué. L'alliage se désagrège et perd toutes ses propriétés mécaniques. Cette forme de corrosion est due soit à la présence d'impuretés dans le joint, soit à l'enrichissement (ou l'appauvrissement) local en l'un des constituants ou bien à la précipitation des phases et combinaisons chimiques lors d'un traitement thermique (martensite, nitrures, carbures, etc.).

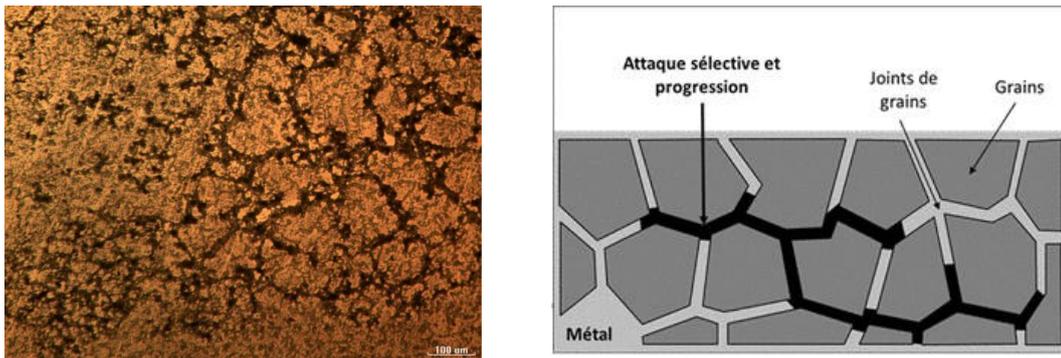


Figure III.8: Corrosion au niveau des joints de grains d'une structure métallique [15].

III.1.5.2.5 La corrosion sélective :

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé, conduisant ainsi à la formation d'une structure métallique poreuse.

La dézincification (dissolution sélective du zinc) dans un laiton est l'exemple le plus connu.

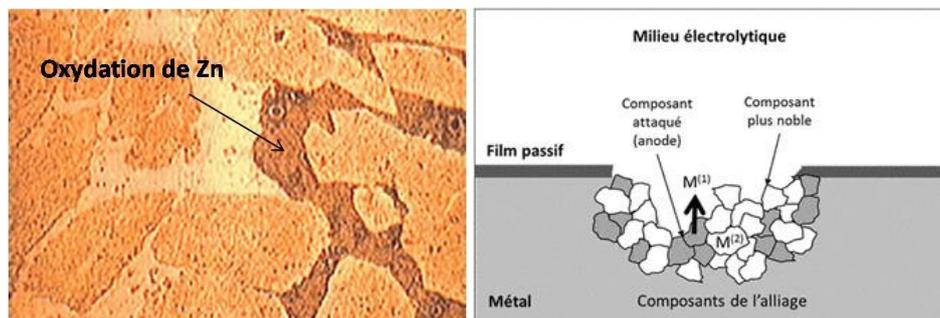


Figure III.9: Mécanisme de la corrosion sélective d'un laiton (alliage cuivre-zinc) [15].

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.5.2.6 La corrosion érosion :

Elle est due à l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de matière. Elle a lieu, souvent, sur des métaux exposés à un écoulement rapide d'un fluide (air, eau, etc.). La plupart des métaux et alliages y sont sensibles, en particulier les métaux mous (cuivre, plomb, etc.) ou ceux dont la résistance à la corrosion dépend de l'existence d'un film superficiel (aluminium, aciers inoxydables).

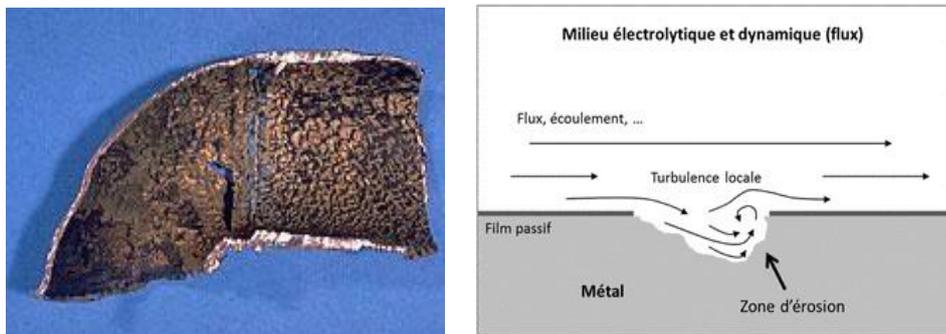


Figure III.10: Aspect et mécanisme de la corrosion-érosion [15].

III.1.5.2.7 Corrosion frottement (tribocorrosion) :

La corrosion-frottement concerne les dommages provoqués par la corrosion au niveau du contact de deux surfaces métalliques en mouvement relatif l'une par rapport à l'autre. Elle se produit essentiellement lorsque l'interface est soumise à des vibrations (mouvement relatif répété de deux surfaces en contact) et à des charges de compression.

En présence d'un mouvement de frottement continu en milieu corrosif, on utilise de préférence le vocable de tribocorrosion.

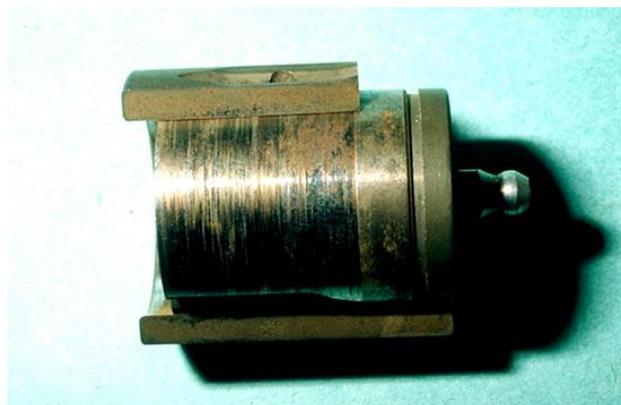


Figure III.11: La tribocorrosion [16].

III.1.5.2.8 La corrosion sous contrainte :

Ce type de corrosion correspond à une fissuration du métal qui résulte d'une action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique. Elle se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif.

Ce sont les contraintes de tension, d'où le nom donné parfois à ce mode de corrosion, qui sont dangereuses. Les contraintes de compression exerçant au contraire une action protectrice.

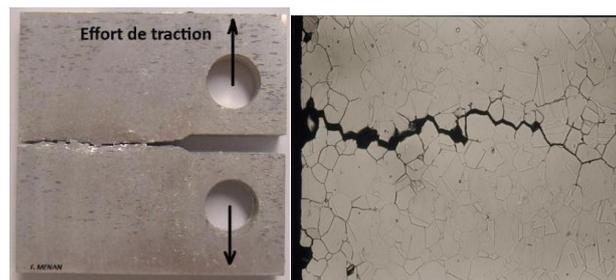


Figure III.12: La corrosion sous contrainte [15]

III.1.5.2.9 Fragilisation par hydrogène :

La présence d'hydrogène dans un réseau métallique génère de très fortes pressions à l'intérieur du métal pouvant aboutir à une rupture différée. Ces atomes d'hydrogène ont pour origine : l'atmosphère environnante, les procédés d'électrolyse et la corrosion électrochimique.

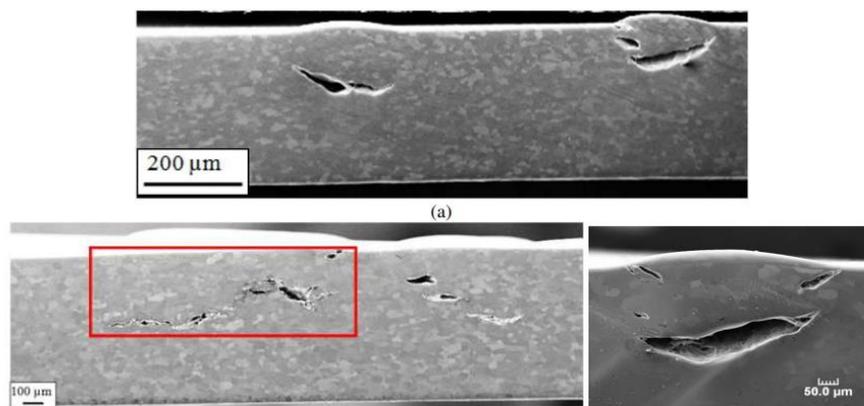


Figure III.13: La fragilisation par hydrogène d'une pièce métallique [17].

Chapitre III: Le phénomène de corrosion

III.1.6. Facteurs de corrosion

Le phénomène de corrosion dépend d'un nombre de facteurs généralement en relation les uns avec les autres. Ces facteurs peuvent être d'origine interne ou externe, à savoir :

- Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque : T, P, pH, teneur en O₂, teneur en impuretés, etc.
- Facteurs métallurgiques : composition chimique du matériau (alliage métallique), traitements thermiques, etc.
- Facteurs définissant les conditions d'emploi (du service) : état de surface, forme des pièces, sollicitation, etc.
- Facteurs dépendant du temps : vieillissement, mode de diffusion d'oxygène ou d'autres gaz (CO₂), modification des revêtements protecteur (peintures).

**Chapitre IV:
Méthodes de
protection contre la
corrosion**

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

Introduction

La prévention de la corrosion doit être envisagée dès la phase de conception d'une installation. En effet, des mesures préventives prises au bon moment permettent d'éviter de nombreux problèmes lorsqu'il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet, notamment pour des industries telles que le nucléaire, l'industrie chimique ou l'aéronautique, où les risques d'accident peuvent avoir des conséquences particulièrement graves pour les personnes et l'environnement.

La lutte contre la corrosion englobe plusieurs méthodes :

- Prévention par une forme adaptée des pièces métalliques,
- Prévention par un choix judicieux des matériaux,
- Protection par revêtements,
- Protection par inhibiteurs,
- Protection électrochimique.

Avant d'aborder ces différentes méthodes, nous commencerons d'abord par une revue des principales catégories d'alliages et de leurs domaines d'emploi

IV.1. Catégories d'alliages et domaines d'emploi

IV.1.1 Les aciers inoxydables

Ce sont des alliages fer-chrome contenant au moins 12% de chrome dont la structure dépend des éléments d'addition : ainsi, le nickel (élément gammagène) stabilise la structure austénitique, alors que le chrome et le molybdène favorisent la structure ferritique (éléments alphagènes). Il en existe de nombreuses nuances et leur domaine d'utilisation est étroitement lié à leur composition et à leur structure. Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs sont regroupées dans le Tableau 1.1

Nuance	Dénomination AFNOR / AISI	Composition
Austénitique	Z 2 CN 18.10* / 304 L	Cr 18%, Ni 10%, Fe
	Z 2 CND 17.12 / 316 L	Cr 17%, Ni 12%, Mo 1,5%, Fe
	Z 2 CNNb 25.20	Cr 25%, Ni 20%, Nb 0,25%, Fe
Ferritique	Z 6 C 13	Cr 13%, Fe
	Z 8 CD 17.01	Cr 17%, Mo 1%, Fe
	Z 1 CD 26.01	Cr 26%, Mo 1%, Fe
Austénoferritique	Z 5 CNDU 21.08	Cr 21%, Ni 8%, Mo 2,5%, Fe

Tableau IV.1 : Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs. [18]

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

La résistance à la corrosion des aciers inoxydables est essentiellement due à la formation en surface d'une couche passive qui apparaît naturellement à l'air et qui est constituée d'un oxyde riche en chrome, de faible épaisseur (environ 10 nm), et résistant. Ces matériaux doivent donc être employés dans des conditions où ils conservent cette passivité car des destructions locales de cette couche protectrice conduisent inévitablement à des phénomènes de corrosion localisée.

IV.1.1.1 Les alliages de cuivre

Le cuivre résiste bien à la corrosion dans l'eau de mer, l'eau douce froide ou chaude, et les acides non oxydants désaérés et dilués. Son utilisation doit être évitée en présence d'acides oxydants, d'ammoniaque et d'amines, d'eau à grande vitesse de circulation (érosion-corrosion), d'acide sulfhydrique, de soufre et de sulfures.

IV.1.1.2 Les alliages d'aluminium

L'aluminium est un métal très actif qui doit sa résistance à la corrosion à la formation d'une couche d'alumine (Al_2O_3) protectrice. Il est couramment utilisé en présence d'ammoniaque, d'eau distillée, d'atmosphère industrielle ou urbaine, de soufre, de sulfures, et de fréons. Il faut éviter de l'employer dans les acides forts et les milieux caustiques, le mercure et ses sels, l'eau de mer ou l'eau contenant des métaux lourds comme le fer ou le cuivre.

IV.1.1.3 Les alliages de nickel

Le nickel résiste bien aux milieux caustiques (soude, potasse, etc.) et aux acides non oxydants dilués. Son utilisation est à éviter en présence d'acides et sels oxydants, d'hypochlorites, d'eau de mer, et d'environnements soufrés ou sulfureux. Certains éléments d'alliage, notamment le chrome et le molybdène, permettent d'obtenir d'intéressantes propriétés de résistance à la corrosion.

IV.1.1.4 Les alliages de titane

Comme l'aluminium, il doit sa résistance à la formation d'un oxyde protecteur (TiO_2). Il est très utilisé en aéronautique et dans l'industrie en présence d'eau de mer, d'acide nitrique, de solutions oxydantes ($FeCl_3$, $CuSO_4$), et d'hypochlorites. Il faut par contre éviter de l'employer dans des milieux comme HF, F_2 , H_2SO_4 , les acides organiques, les solutions alcalines chaudes, les halogénures fondus, et, à haute température, dans l'air, l'azote ou l'hydrogène.

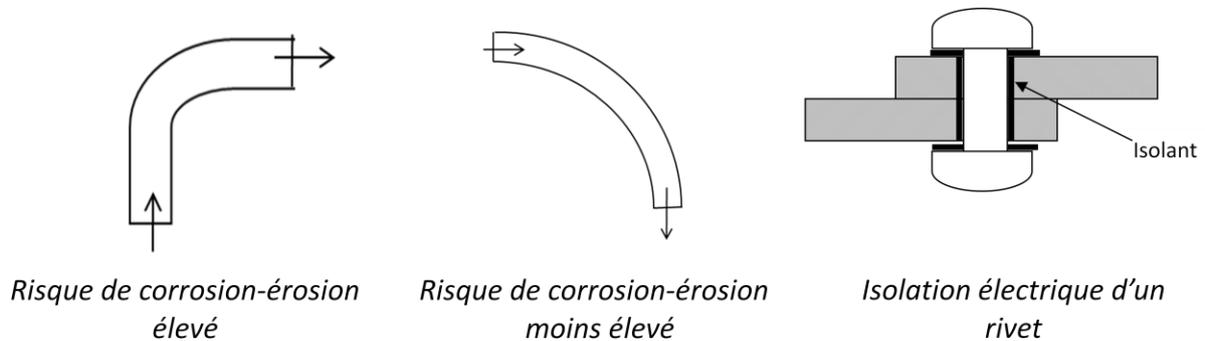
Très sensible à l'endommagement par ce dernier, la formation d'hydrures de titane apparaît rapidement au dessus de $250^\circ C$ (ou moins dans le cas d'un chargement cathodique) et fragilise le métal.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.2. Prévention par une forme adaptée des pièces :

Il est possible de diminuer les risques de corrosion en donnant aux objets une forme adaptée aux conditions d'utilisation, et ainsi d'influencer notablement leur durée de vie. Nous aborderons ici quelques solutions types couramment employées pour limiter les risques en fonction du type de corrosion à redouter. Voici quelques recommandations :

- Dans le cas des pièces en contact avec un liquide (eau, etc.) il faut prévoir un bon drainage pour éviter le problème d'accumulation (toitures métalliques, récipients métalliques, etc.)
- Faciliter l'écoulement des fluides dans les conduites pour éviter le risque de corrosion-érosion et corrosion par cavitation,
- Choix adapté des matériaux en contact pour éviter le risque de la corrosion galvanique (attaque du métal le moins noble) ou séparation des différents métaux par des isolants électriques.



Prévention par la forme du récipient. (a) : mauvais. (b) : correct.

Figure IV.1: Exemple de prévention par une forme géométrique adaptée des pièces [13].

IV.3. Protection par revêtements

IV.3.1. Revêtement métallique

On les emploie couramment pour protéger l'acier, notamment contre la corrosion atmosphérique. On peut aussi les appliquer sur d'autres substrats comme le cuivre ou le laiton, comme c'est le cas par exemple pour les revêtements de chrome sur les robinets. D'une manière générale, on distinguera deux types de revêtements métalliques :

IV.3.1.1 Les revêtements anodiques :

Le métal protecteur est moins noble que le métal à protéger. C'est le cas du procédé de galvanisation (revêtement de zinc) que nous avons déjà évoqué. En cas de défaut du revêtement, il y a formation d'une pile locale et ce dernier se corrode en protégeant cathodiquement le métal de base. La protection reste donc assurée tant qu'une quantité suffisante de revêtement est présente. Plus que l'absence de défaut, c'est donc l'épaisseur qui est un élément important de ce type de revêtement. En général, elle est comprise entre 100 et 200 μm .

IV.3.1.2 Les revêtements cathodiques :

Le métal protecteur est plus noble que le métal à protéger. C'est le cas par exemple d'un revêtement de nickel ou de cuivre sur de l'acier. En cas de défaut du revêtement, la pile de corrosion qui se forme peut conduire à une perforation rapide du métal de base, aggravée par le rapport "petite surface anodique" sur "grande surface cathodique". Dans ce cas, la continuité du revêtement est donc le facteur primordial.

IV.3. 2. Revêtement inorganiques non métalliques

Il s'agit des couches obtenues par conversion chimique de surface et des couches étrangères au substrat.

Les couches de conversion sont obtenues par une réaction du métal avec un milieu choisi (phosphatation, anodisation et chromatisation), tandis que les couches étrangères au substrat sont fabriquées par des procédés de déposition qui n'impliquent pas une réaction du substrat (émaillage, etc.), la composition chimique dans ce cas est indépendante de celle du substrat.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.3.3. Revêtements organiques

Les revêtements organiques forment une barrière plus au moins imperméable entre le métal et le milieu électrolytique. Ils sont classés en trois familles :

- Les revêtements en bitume (protection des structures enterrées),
- Les revêtements polymériques,
- Les peintures et vernis.

Les revêtements polymériques sont appliqués par différents procédés : par poudre, par pistolet, par laminage, par immersion ...etc. Leur efficacité dépend de leur résistance chimique intrinsèque dans le milieu et de l'absence de défauts.

Les peintures constituent des liquides biphasés opaques. Certaines peintures contiennent des pigments qui agissent comme inhibiteur de corrosion. Ils protègent le substrat par différents mécanismes : effet barrière, suppression des piles électrochimiques, inhibition des réactions électrochimiques... etc.

L'importance des peintures dépasse de loin celle des autres méthodes de protection contre la corrosion. La plus par des objets en acier et de nombreux objets en d'autres matériaux sont protégés par des peintures.

IV.4. Protection par inhibiteurs

IV.4.1. Définition d'un inhibiteur

Un inhibiteur est une substance chimique que l'on ajoute en petite quantité au milieu pour diminuer la vitesse de corrosion du matériau métallique à protéger. Leur domaine d'utilisation recouvre les milieux acides, la vapeur, et les eaux de refroidissement.

IV.4.2. Classification des inhibiteurs

Les inhibiteurs peuvent être classés de plusieurs façons :

- Par domaine d'application,
- Par réaction partielle,
- Par mécanisme réactionnel.

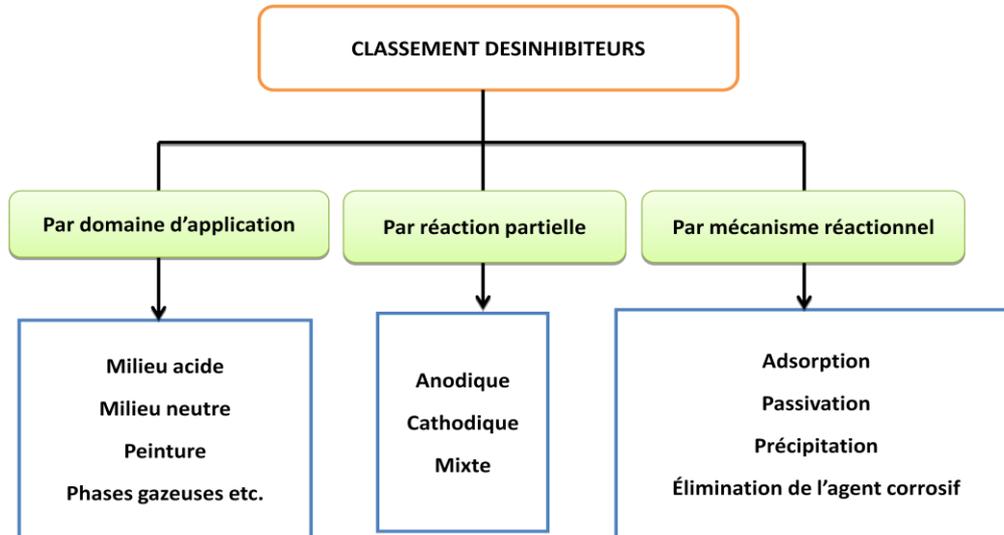


Figure IV.2: Classement des inhibiteurs de corrosion.

IV.4.2.1 Par domaine d'application

Dans la classification relative au domaine d'application, on peut distinguer : les Inhibiteurs de corrosion utilisés en milieux aqueux, organiques ou gazeux. Ceux utilisés en milieux aqueux sont choisis en fonction du pH du milieu : en milieu acide, ils sont utilisés afin d'éviter l'attaque chimique de l'acier lors d'une opération de décapage ou de détartrage et en milieu neutre/alcalin, ils sont souvent utilisés pour protéger les conduites des circuits de refroidissement.

IV.4.2.2 Par réaction électrochimique partielle

D'après leur influence sur la vitesse des réactions électrochimiques partielles, on différencie trois types d'inhibiteur :

Les inhibiteurs anodiques : ont une action sur la diminution du courant sur la partie anodique de la surface du métal. Si ce blocage n'est que partiel, il peut entraîner localement une augmentation de la densité de courant sur ces surfaces. Il peut conduire à un processus de corrosion localisé, plus intense qu'en l'absence d'inhibiteur, d'où l'importance de la teneur en élément actif au droit de l'acier.

Les inhibiteurs cathodiques : induisent une augmentation de la surtension cathodique, et réduisent donc le courant de corrosion. Si ces inhibiteurs ne stoppent jamais complètement la réaction de corrosion, ils ne présentent pas par contre le danger de corrosion localisée. Ces inhibiteurs précipitent souvent des sels ou hydroxydes, du fait de l'accumulation d'ions OH⁻ sur les cathodes.

Les inhibiteurs mixtes : ont à la fois les propriétés des inhibiteurs anodiques et cathodiques.

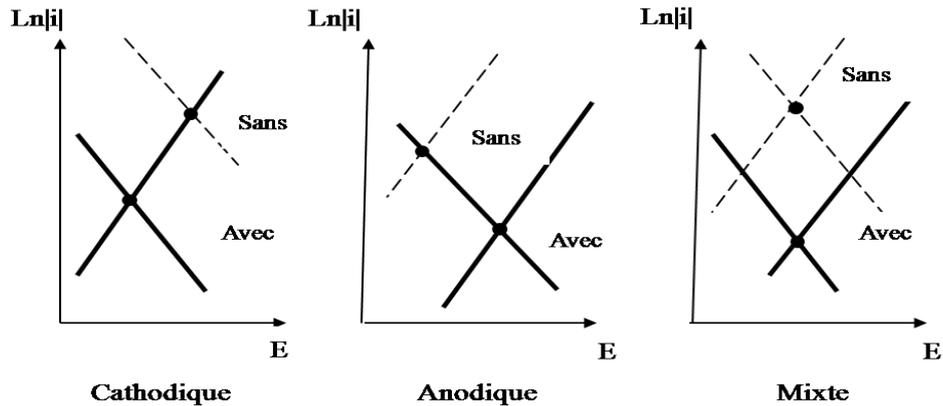


Figure IV.3: Diagramme d'Evans montrant le déplacement du potentiel de corrosion dû à la présence d'un inhibiteur anodique, cathodique ou mixte [13].

Un inhibiteur anodique diminue la densité de courant partiel anodique et déplace le potentiel de corrosion dans le sens positif. Un inhibiteur cathodique diminue la densité de courant cathodique et déplace le potentiel de corrosion dans le sens négatif. Un inhibiteur mixte diminue la vitesse des deux réactions mais il influe peu sur le potentiel de corrosion.

IV.4.2.3 Par mécanisme réactionnel

D'après le mécanisme réactionnel, on distingue l'inhibition :

- par adsorption, par passivation,
- par précipitation d'un film,
- par élimination de l'agent corrosif.

La corrosion peut ralentir suite à l'adsorption d'un inhibiteur à la surface du métal. Le degré d'inhibition dépend alors de l'équilibre entre espèces dissoutes et adsorbées, exprimé par une isotherme d'adsorption. Ce mécanisme est particulièrement important en milieu acide. Certains inhibiteurs oxydants provoquent une passivation spontanée du métal diminuant ainsi la vitesse de corrosion.

D'autres inhibiteurs provoquent la formation de films superficiels par précipitation de sels minéraux ou de complexes peu solubles. Ces films réduisent l'accessibilité de la surface vis-à-vis de l'oxygène et, en plus, ils bloquent partiellement la dissolution anodique. L'inhibiteur par élimination de l'agent corrosif n'est que dans des systèmes fermés. Elle se pratique notamment dans les circuits d'eau chaude fermés des centrales thermiques.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.5. Protection électrochimique

IV.5.1. Protection cathodique

La protection cathodique consiste à imposer au métal un potentiel suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable. En pratique, cette méthode sert surtout à protéger les structures lourdes en acier, telles que les plate-formes de forage pétrolier en mer, les bateaux, les conduites enterrées ? Etc.

La protection cathodique est contrôlée par deux paramètres fondamentaux : le potentiel de protection et la densité de courant de protection.

Le potentiel de protection (E_{prot}) est défini par l'équation de Nernst : [13].

Pour $T=25^{\circ}C$:

$$E_{prot} = E^0 + (RT/nF) \text{Ln}10^{-6}$$
$$E_{prot} = E^0 - 0.354/n$$

Si le potentiel du métal est égale ou inférieur au potentiel de protection la vitesse de corrosion ne peut dépasser une valeur que l'on suppose négligeable. Ainsi, on peut protéger un métal contre la corrosion en lui imposant un potentiel tel que: $E \leq E_{prot}$.

Le courant de protection (I_{prot}) correspond au courant cathodique nécessaire pour imposer le potentiel de protection. Sa valeur dépend de la surface à protéger A et de la densité de courant de protection i_{prot} :

$$I_{prot} = i_{prot}A \quad [13]$$

Le principe de la protection cathodique est schématisé par la Figure IV-4. Elle montre que le déplacement du potentiel dans le domaine de protection (zone hachurée) correspond à $E < E_{prot}$.

La densité du courant partiel cathodique au potentiel de protection vaut: $i_c = i_{prot}$

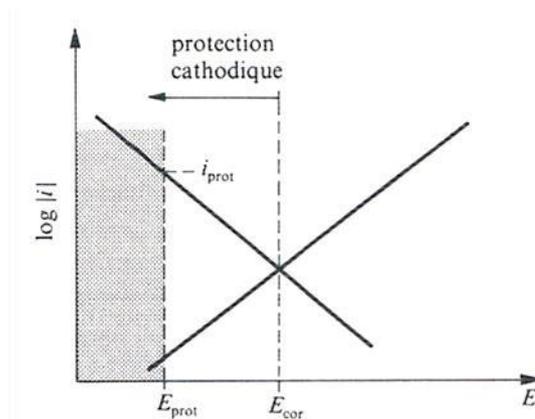


Figure IV.4: Principe de la protection cathodique [13].

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

Deux méthodes de protection cathodique sont souvent utilisées en pratique :

IV.5.1.1 La protection par anode sacrificielle :

L'anode sacrificielle forme une pile électrochimique avec le métal à protéger qui joue le rôle de cathode. L'anode sacrificielle doit avoir un potentiel réversible inférieur à celui du métal à protéger. Pour protéger l'acier par exemple on utilise des anodes sacrificielles en Zn, Mg ou Al ainsi que leurs alliages.

Choix des anodes sacrificielles

Les anodes sacrificielles doivent satisfaire aux conditions suivantes :

- Avoir un potentiel d'électrode suffisamment négatif pour pouvoir polariser rapidement le matériau à une valeur suffisante;
- Elles ne doivent pas se polariser lors du passage du courant. En particulier, les produits de corrosion ne doivent pas former de film adhérent susceptible de modifier la valeur du potentiel;
- Elles doivent se corroder de manière uniforme dans le milieu considéré, et ne pas être fortement attaquées en l'absence de courant;
- Elles doivent avoir une bonne conductibilité, une bonne résistance mécanique, et pouvoir être obtenues facilement dans des formes et des dimensions variées;
- Elles doivent enfin avoir un coût économiquement supportable.

Dans la pratique, seuls trois matériaux satisfont ces critères : ce sont le zinc, l'aluminium, et le magnésium.

IV.5.1.2 La protection par courant imposé :

Elle implique l'utilisation d'un redresseur. Cette technique offre l'avantage de pouvoir régler la tension ou le courant selon le besoin.

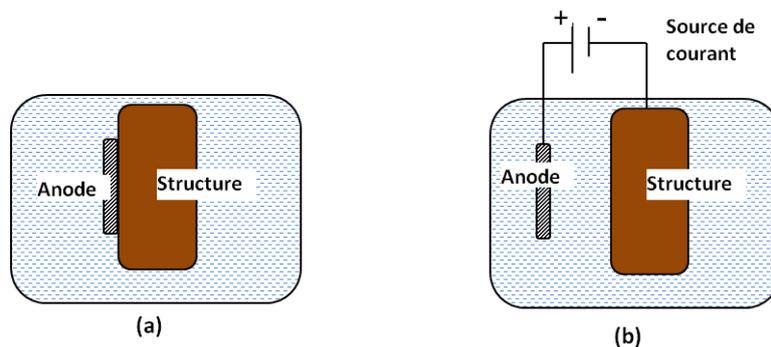


Figure IV.5: Exemple de protection cathodique [13].

IV.5.1.3 Principaux domaines d'application

La protection cathodique est généralement utilisée en association avec un autre mode de protection conventionnel par revêtement ou par peinture, ceci afin de limiter la densité de courant fournie par les anodes ou le générateur. Parmi les principaux domaines d'application on peut citer :

- Les structures enterrées : il s'agit des canalisations, des réservoirs de stockage, etc. La disposition des anodes est fonction de la taille des installations.
- Les structures immergées : carènes ou installations fixes (jetées, appontements, plates formes de forage offshore) en eau de mer ou en eau douce.

IV.5.2. Protection anodique

La protection anodique s'applique aux métaux passivables, dont le potentiel de corrosion se situe dans le domaine actif $E_{\text{corr}} < E_{\text{pass}}$. Une polarisation anodique permet dans ce cas de déplacer le potentiel dans le domaine passif. Le maintien d'une protection anodique ne nécessite qu'une faible densité de courant.

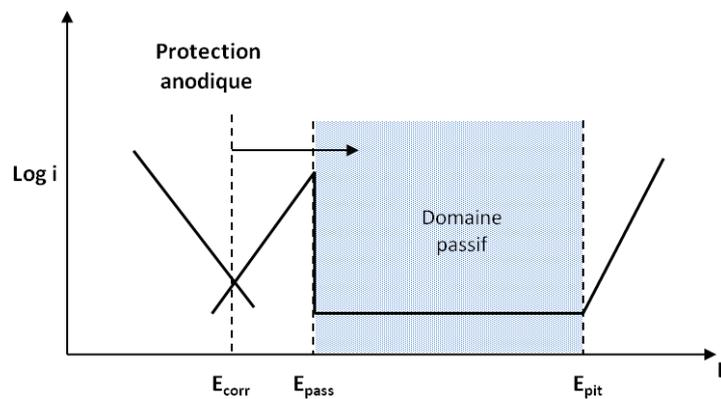


Figure IV.6: Principe de la protection anodique d'un métal passivable : déplacement du potentiel dans le domaine passif correspondant à: $E_{\text{pass}} < E < E_{\text{pit}}$ [13].

E_{pass} : potentiel de passivation; E_{pit} : potentiel de dépassivation ou de piqûration

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.6 Installation de protection cathodique au sein du complexe gazier GRN :

IV.6.1 Matériaux utilisés :

- Transformateurs/Redresseurs :

Les transformateurs/redresseurs seront de type à voltage constant sauf dans des cas de présence de risques d'influence de hautes, occasionnant la présence de courants vagabonds où ils seront de type auto-potentiel.

Les éclateurs seront conçus de manière à avoir un courant nominal de choc et une tension de choc de foudre d'amorçage suffisant au maintien de la fonctionnalité des joints isolants protégés.

IV.6.2 Protection cathodique provisoire :

La protection cathodique provisoire de tout l'ouvrage se base d'une part, sur la protection adéquate des éléments qui composent l'ouvrage concentré et la ligne et d'autre part, sur le contrôle efficace des interférences possibles sur leur système.

La protection cathodique consiste à la mise en œuvre d'anodes en magnésium pour assurer la protection cathodique durant une période de deux ans.

- Si la valeur de mesure n'est pas atteinte, arroser encore l'anode.
- Si toujours le seuil n'est pas atteint, renforcer par ajout d'une autre anode sacrificielle.
- Si la valeur dépasse la valeur du seuil, débrancher l'anode sacrificielle pour un certain temps.
- Durant les campagnes de mesure un canevas doit être établi en commun accord avec le maître de l'ouvrage. Le canevas peut avoir l'aspect à celui-ci.

IV.6.3 Protection cathodique définitive:

IV.6.3.1 Critère de conception :

Le critère de protection applicable pour le système de protection cathodique est de -850 (mV) [ON]. Ce critère doit être atteint en tout point de la conduite après la mise en service du système et ce quel que soient les conditions opératoire.

- Les risques d'interférence par des systèmes de protection cathodique installés sur des canalisations avoisinantes, des lignes électriques ou par toutes autres sources de courants pouvant interférer avec le système de protection cathodique.
- L'isolation électrique des éléments des ouvrages concentrés avec les éléments extérieurs (les joints isolants).
- La présence d'un lien électrique avec la mise à la terre. La densité de courant applicable en acier revêtu et enterré de 0.15 à 0.30 mA/m².
- Le transformateur redresseur sera alimenté à travers un sectionneur à fusibles et un disjoncteur.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

- Le fonctionnement du transformateur redresseur sera signalé par un voyant vert installé sur sa face.

IV.6.3.2 Unité de réglage de tension de sortie :

La tension de sortie du transformateur redresseur sera ajustée au moyen d'un autotransformateur variable situé sur le primaire du transformateur redresseur permettant le réglage continu de la tension de sortie de 0 à 100 %.

L'autotransformateur variable sera tropicalisé.

IV.6.3.3 Appareils de mesure :

Les paramètres de tension et de courant de sortie du transformateur redresseur seront mesurés à l'aide d'un voltmètre et d'un ampèremètre à aiguille variable connectés sur SHUNT 100 mV.

L'échelle de la lecture sera telle que la valeur maximale de fonctionnement correspond à 100% de la déviation de l'aiguille.

IV.6.3.4 Raccordement et câblage pour le transformateur redresseur et le hacheur élévateur:

- Les bornes de raccordement de circuit d'alimentation seront prévues pour un câble 4 x 16 mm².
- Trois bornes positifs (repérées «+») pour recevoir un câble de section 1x50 mm².
- Trois bornes négatifs (repérées«-») pour recevoir un câble de section 1x50 mm².
- Bornes de mesures : Le voltmètre et l'ampèremètre seront équipés de fiches femelles afin de contrôler les paramètres de sortie avec un appareil portable.
- Quatre bornes de mesures pour câbles 1x16 et l'électrode de référence.
- Bornes de circuit de terre : Une borne de terre extérieure fixée à la base de la cuve du transformateur redresseur ainsi que le hacheur élévateur permettant la connexion du câble de la mise à la terre de 1x50 mm².

IV.6.3.5 Interface de contrôle a distance :

Le transformateur redresseur et le hacheur élévateur seront munis d'une interface qui transforme les paramètres physiques de la protection cathodique en signaux perceptibles par le module d'entre/sortie d'une RTU existante à distance qui permettra à l'opérateur de lire les paramètres de sortie à partir de son serveur déjà installé au niveau de la station de contrôle.

Ces informations seront transmises aux postes de supervision via le système SCADA à installer.

IV.6.3.6 Accessoires :

Le transformateur redresseur ainsi que le hacheur élévateur seront fournis avec tous les accessoires nécessaires à l'installation, au fonctionnement et au contrôle.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.6.4 Installation du déversoir anodique vertical (puits anodique) :

IV.6.4.1 Matériel :

Le déversoir anodique est constitué des éléments suivants :

- Anodes munies chacune de 100 à 120 ML de câble et CAPUCHON thermo rétractable.
- Câble anodique.
- Trousses de jonction et connecteurs.
- Quantité suffisante de poussière de coke.
- Cordon en Nylon.
- Accessoires divers (colliers Rilsan, scotch, etc.).

IV.6.4.2 Ouverture de la tranchée et raccordement des câbles :

Sections des câbles employées [1] :

- Circuits négatifs et positifs : 1x50 mm².
- Prises ampérométriques : 1x16 mm².
- Prises de potentiel simples : 1x16 mm².
- Prises de potentiel Tube/Gaine : 1x16 mm².
- SHUNTAGE des joints isolants munis des éclateurs antidéflagrants: 1x25 mm².

Le déversoir sera implanté dans un endroit dont la résistivité très faible et l'agressivité très élevée.

Une tranchée sera installée avec les caractéristiques :

Le câble anodique et câble cathodique seront posés dans une tranchée de 1.0 m de profondeur de 0.4m de largeur, ensuite revêtu d'une couche de sable de 10 cm d'épaisseur.

IV.6.4.2.2 Tube support :

Le tube support en acier galvanisé de diamètre 2''1/2 sera placé dans le puits anodique et sera fermé au fond du puits par un bouchon filtré. Il supporte aussi le tube de dégazage.

IV.6.4.2.3 Tube de dégazage :

Le tube de dégazage en PVC de diamètre 1''1/2 sera attaché au tube support.

IV.6.4.3 Fabrication des chapelets :

Pour faciliter la mise en œuvre, les anodes seront montées en chapelets (selon les spécifications techniques).

- Les chapelets seront positionnés sur site près de la tranchée.
- Disposer les anodes et les chapelets au niveau du sol.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

- Dérouler la corde en Nylon le long des anodes et faire un double cabestan sur chaque anode au niveau bas de la tête (partie conique).
- Dérouler les câbles anodiques.
- Les anodes seront reliées au câble principal au moyen des connecteurs.
- Attacher le câble sur les anodes.
- Repérer les chapelets.

IV.6.4.5 Mise en place des chapelets d'anodes :

- Les chapelets seront impérativement installés par ordre.
- Prévoir un repère sur le câble de chaque chapelet de façon à noter la profondeur théorique.
- A fin d'éviter d'éventuelles blessures et endommagements des câbles et anodes, une équipe de personnel spécialisé sera indispensable pour positionner les anodes.
-

IV.6.4.6 Injection du backfill :

Une fois, les chapelets et les conduites de gaz installés, conformément aux spécifications techniques, l'opération de mise en place du BACKFILL pourra être entamée.

IV.6.5 Pose des prises de potentiels et connections câbles :

Les prises de potentiel seront installées sur des supports conformément aux plans de construction, l'intervalle entre chaque prise de potentiel sera défini suivant la spécification technique du projet :

- **PPS** : Prise de potentiel simple tout les 02 Km.
- **PMA** : Prise de potentiel ampérométrique tout les 08 Km, et a 250 m en amont et en aval de chaque poste de protection cathodique.
- **PCTE** : Prise de potentiel de croisement.
- **PTG** : Prise de potentiel Tube/Gaine pour les traversées de route.
- **CJI** : Coffret de joint Isolant, le coffret sera de type suivant : un coffret en fonte d'aluminium, équipé de platine et de quatre directions et d'un éclateur anti déflagrant, et monté sur un tube coudé de diamètre de 2'' de longueur de 1500 mm.

Les prises de potentiel seront toujours placées de telle sorte qu'elles soient facilement accessibles.

Les dimensions des massifs en béton destinés au scellement des bornes et autres ouvrages seront calculées en fonction de la nature du terrain à l'emplacement de chacun de ces massifs.

Les câbles de liaisons posés en tranchée seront placés à une profondeur d'au moins 0,8 m, sur un lit de sable de 25 cm.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

Les câbles seront placés dans les fourreaux, pour assurer leurs protections aux points sensibles (traversée de semelle, fondation en béton, pose hors sol, croisements d'obstacles).

IV.6.6 Electrode de référence a poste fixe : Cu/cuso4 :

Les électrodes de référence fixe Cu/CuSO₄, sont utilisées pour mesurer le potentiel au niveau des postes de soutirage et au niveau des postes de sectionnement ainsi qu'aux postes de coupure, et seront implantées à proximité de la conduite à 30 cm.

L'électrode de référence sera livrée avec câble de section 1x16mm² de 10 m de longueur. [1]

IV.6.7 Eclateur anti déflagrant :

Les éclateurs anti-déflagrants (ADF) seront connectés aux bornes de chaque joint isolant, au niveau des ouvrages concentrés dans le but d'éviter la détérioration des joints isolants lors des surtensions.

L'éclateur anti-déflagrant est relié à l'aide d'un câble électrique 1x25 mm² (double gaine), aux pattes soudées en amont et en aval des joints isolants.

- établir la connexion en préparant une fenêtre de 80 X 80 mm.
- Gratter et brosser bien la surface sur laquelle aura lieu la connexion.
- Préparation et mise en place du câble électrique de liaison sur une plaque de la même nuance que la canalisation.
- Souder le câble de liaison à la brasure.
- Souder la plaque brasée sur la canalisation.
- Mise en place de la bande adhésive du câble électrique.
- Couvrir la fenêtre de connexion du câble sur le pipe avec HANDY CAP IP.
- Couvrir le tout d'une bande adhésive de protection.

Pour soudage des câbles sur les surfaces à protéger, on utilise le métal d'apport BRASING PIN CONTAINING SILVER FLOW. [1]

IV.6.8 Anodes sacrificielles :

On utilise les anodes sacrificielles pour protéger les parties enterrées de la pipe aérienne, au passage des routes ou aux croisements. On les enterre dans le sol au même niveau que le pipe à protéger. Un câble est soudé au pipe puis relié à une boîte de connexion où il sera connecté avec le câble de l'anode sacrificielle qui est livré connecté d'un côté.

IV.6.9 Mise à la terre :

L'ensemble des appareils devront être reliés à la terre puis seront ramenés sur un câble nu de 1x25 mm² relié à un piquet de terre placé à l'extérieur de l'abri.

Les postes de mise à la terre de la conduite seront positionnés de part et d'autre de chaque croisement et de chaque début et fin de parallélisme de la haute tension, la distance entre le poste de mise à la terre et le croisement sera au minimum de 300 mètres.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

Dans le cas où le parallélisme est supérieur à 5km, une troisième mise à la terre sera faite à mi-distance entre celles installées avant le début de parallélisme et celle installée après la fin.

L'écart entre les mises à la terre ne devra pas excéder 3000m.

IV.6.10 Mise en service :

Avant de mettre le système en marche, on va procéder à ce qui suit :

- Vérifier le câblage de tout le système.
- Vérifier les joints isolants.
- Mesurer la tension de sortie à vide.
- Relever les valeurs initiales de compteur horaire.
- Vérifier l'efficacité des électrodes de référence fixe.

Et enfin, procéder à une campagne de mesure de potentiel spontané (naturel).

L'entrepreneur doit établir la procédure de mise en service et réglage définitif du système de protection cathodique cette dernière sera émise au maître de l'ouvrage pour commentaire et approbation, ainsi qu'un manuel d'entretien et maintenance du système.

- une campagne de mesure de potentiel en OF.
- une campagne de mesure de potentiel en ON.
- ne campagne de mesure de potentiel en ON-OFF.
- Tests Tubes/Gaines.

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.7. Moyen utilisés pour le contrôle et le suivi de la corrosion :

La corrosion est souci majeur pour les industries pétrolières et gaziers, pour cela différents moyens sont utilisés pour lutter contre ce phénomène ainsi que pour le contrôle de la vitesse de corrosion. Les moyens de contrôle de la corrosion au niveau de GTFT sont :

- Les sondes à coupons.
- Les sondes à résistance électrique
- Les Mesures des épaisseurs

IV.7.1 Contrôle par sonde à coupon (Contrôle perte de masse) :

Le coupon est un échantillon de la même nuance d'acier que le pipe, pesé préalablement, et introduit dans le pipeline. Après un intervalle de temps raisonnable, le coupon est enlevé et ensuite nettoyé de tous les produits de corrosion et pesés à nouveau.



Figure IV.7 : Un coupon

IV.7.1.1 Montage du coupon :

Les Coupons doivent être montés de telle façon qu'ils sont solidement maintenus et sont électriquement isolés de tout contact avec tous les autres métaux afin d'éviter les effets de la corrosion galvanique. Le montage du matériel (consoles, chevilles, etc.) et les matériaux isolants devraient être sélectionnés pour être totalement résistants à l'environnement. L'échec de l'un de ces éléments entraînera la perte de données ou perte d'isolation électrique. La figure IV.8 illustre l'emplacement du coupon dans le pipe.



Figure IV.8 : L'emplacement du coupon

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.7.1.2 Durée de contrôle :

En général, les tests coupon doivent être exécutés pour un minimum d'une semaine. Dans de nombreux cas, il sera utile et souhaitable d'évaluer l'effet du temps d'exposition qui peut être fait au moyen d'un intervalle de vérification contrôlé. Dans notre cas, la récupération des coupons se fait une fois tout les 6 mois.

IV.7.2 Contrôle par sonde à résistance électrique :

La sonde à résistance électrique (ER) est une technique dite "on-line". C'est une méthode de surveillance de la vitesse de corrosion et l'ampleur des pertes en métal en cours même de processus de corrosion. La méthode ER est particulièrement adaptée aux environnements corrosifs soit pauvre ou riche en électrolytes continus comme des vapeurs, des gaz, les sols humides, hydrocarbures et des liquides non aqueux.

Principe : Cette méthode est simple dans son principe, elle consiste à mesurer la perte de masse de l'électrode de mesure en comparant sa résistance à celle de l'électrode de référence non corrodable ou protégée. Cette dernière est considérée comme électrode de référence.



Figure IV.9 : Instrument de mesure



Figure IV.10 : Sonde à fil bouclé.

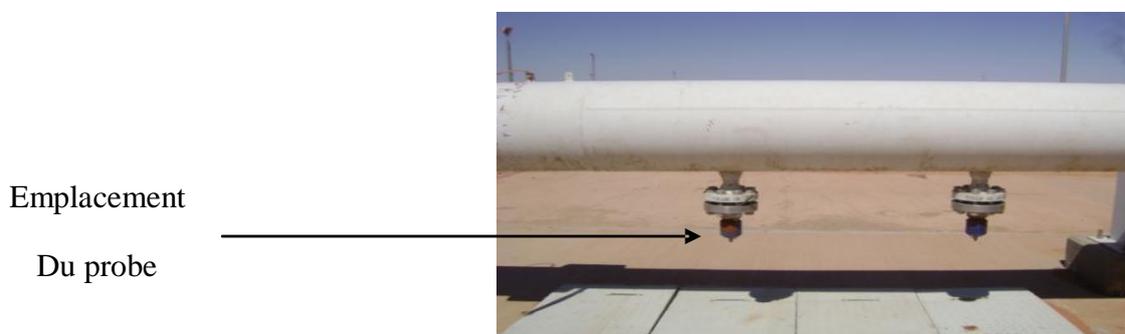


Figure IV.11 : Positionnement de sonde

Chapitre IV: Méthodes de protection contre la corrosion

IV.7.3 Contrôle par mesure d'épaisseur :

Les ultrasons sont également utilisés pour de l'analyse dimensionnelle (mesure d'épaisseur)

IV.7.3.1 Contrôle par ultrasons :

Les ultrasons sont émis au moyen de transducteurs (ou palpeurs) contenant un élément piézoélectrique qui transforme un courant électrique alternatif en oscillations mécaniques.

En présence de variations des caractéristiques du milieu, les ondes voient leur propagation perturbée selon les lois de la réflexion – réfraction – absorption : l'onde incidente arrivant à l'interface entre 2 milieux, transmet une partie de son énergie au second milieu et en réfléchit une partie dans le premier.

Les ultrasons, aux fréquences utilisées (1 à 10 MHz) ne se propagent pas dans l'air. Cette particularité est exploitée lorsque l'onde rencontre un défaut (fissure, inclusion...) ou l'autre face de la pièce.

En revanche, pour assurer leur passage entre le transducteur et la pièce à contrôler, il faut placer entre les deux un milieu dit de couplage : graisse, huile, gels spéciaux...

La méthode la plus usuellement employée est la méthode "par réflexion" qui n'utilise qu'un seul transducteur jouant simultanément le rôle d'émetteur et de récepteur.

Le contrôleur analyse la propagation et doit pouvoir distinguer les échos provenant de la géométrie de la pièce (face opposée, etc.) des échos pouvant provenir d'une anomalie. L'amplitude des signaux d'échos est en relation avec le pouvoir réfléchissant du réflecteur et dépend de diverses caractéristiques : nature, grandeur, forme, orientation...

La position et l'amplitude d'un écho ne permettent l'interprétation que si l'appareil est convenablement réglé et son bon fonctionnement vérifié périodiquement. L'amplitude d'un écho n'est jamais mesurée en absolu mais toujours comparée à l'amplitude de l'écho d'un réflecteur bien défini (bloc étalon, défaut type connu...)

IV.7.3.1.1 Principe

Les ondes ultrasonores se propagent dans un matériau donné à une vitesse déterminée. On utilise un échantillon de même matériau et d'épaisseur connue sur lequel on étalonne l'appareil : le mesureur d'épaisseur.

Une onde ultrasonore est émise par un traducteur mono ou bi-éléments d'ondes longitudinales à travers le matériau et est renvoyée par la face opposée de la paroi. La mesure du temps d'aller /retour de l'onde permet alors de déterminer l'épaisseur de la paroi.

IV.7.3.1.2 Avantages :

- Accès nécessaire à un seul coté de la paroi.
- Facile à mettre en œuvre.
- Résultat immédiat



Figure IV.12 : Le mesureur d'épaisseur

Chapitre V:
Analyse des données par
l'outil intelligent au niveau
de la ligne de Kahlouche-
Reggane.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Introduction :

Les fuites mineures ou les émissions fugitives sur les gazoducs peuvent rapidement se transformer en problèmes majeurs. Le complexe gazier GRN utilise une variété de méthodes pour traquer les fuites. Les principales méthodes utilisées impliquent littéralement l'écoute de la terre en utilisant les dernières techniques avancées de la technologie d'écoute, telles que des sondes géothermiques. Le principe d'utilisation de la thermographie pour la détection des fuites est le suivant : gaz s'échappant d'une conduite souterraine modifie les caractéristiques thermiques du sol environnant. Les anomalies thermiques produites au-dessus de la conduite sont décelées par des caméras infrarouges portatives ou embarquées dans un véhicule.

V.1 Méthodes de détection des défaillances CND

Les contrôles non destructifs ou CND permettent de rechercher des défauts dans les canalisations sans les dégrader en utilisant diverses méthodes allant de l'inspection visuelle aux méthodes les plus sophistiquées.

V.1.1 Détection des défauts par ultrasons de la ligne

Les outils de MagneScan offrent une inspection de haute résolution, fournissant les données détaillées pour un programme de gestion d'intégrité. Ils peuvent être employés pour l'inspection des canalisations véhiculant des fluides gaz ou liquide, sur terre ou sous-marin et de diamètre variant de 6 à 56 pouces (15 à 142 centimètres).



Figure V.1 : L'outil intelligent MagneScan [19]

Ces outils permettent de détecter les anomalies suivantes sur les canalisations :

- Piqûre interne et externe de corrosion.
- Corrosion générale sur le corps de pipe.
- Perte en métal à proximité des soudures.
- La perte en métal sous des enveloppes.

Ces outils sont conçus principalement pour localiser et dimensionner une perte de métal supérieure ou égale à 10 % de l'épaisseur de la conduite.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Cet outil d'inspection mesure l'épaisseur de la paroi de la conduite à l'aide d'une technique utilisant le temps de réflexion d'ultrasons. Le mesurage faisant appel à cette technique se base sur l'intervalle entre la réflexion des ultrasons renvoyés par la surface de la paroi interne de la conduite (écho d'entrée) et celle de l'écho renvoyé par la surface de la paroi externe (écho de paroi externe).

L'outil d'inspection interne de mesurage ultrasonique est programmé avant chaque inspection, de façon que seules les impulsions correspondant à un intervalle de temps spécifié soient mesurées et enregistrées afin d'éviter les impulsions mineures qui peuvent déviées les interprétations des résultats.

V.2. Analyse des données par outil intelligent

Les données mesurées par l'outil intelligent.

Ces données peuvent être divisées en deux types de variables :

- a) Variable qualitative : type de corrosion avec deux modalités : interne ou externe
- b) Variables quantitatives :
 - Longueur total du tube
 - Distance
 - Epaisseur, longueur et profondeur de la corrosion
 - Orientation

V.2.1 Analyse monovariée des données de l'outil intelligent

V.2.1.1 Analyse en fréquence de la variable qualitative type de corrosion

Les résultats de l'analyse en fréquence de la variable « type de corrosion » sont représentés sur le tableau V.1 et sur la figure V.2.

	Nombre	%
Extérieur	521	70,1
Intérieur	222	29,88
Total	743	100,00

Tableau V.1 : Résultats de l'analyse en fréquence de variable type de corrosion.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

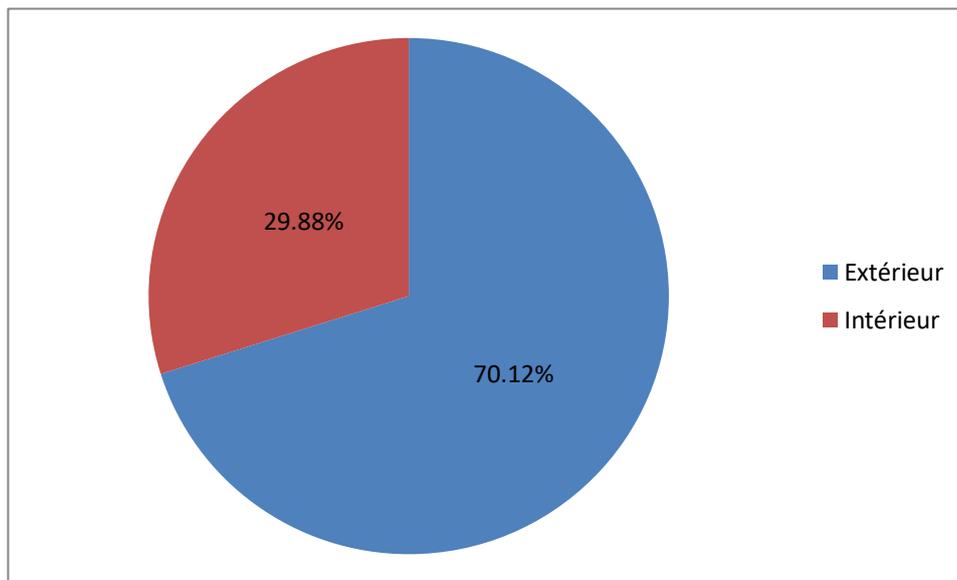


Figure V.2 : Secteur représente les types de corrosion

On remarque que la partie la plus touchée par la corrosion est externe soit 70,1%.

V.2.1.2 Analyse en fréquence des variables quantitatives

Selon les recommandations des experts une discrétisation des données a été effectuée pour les paramètres suivants :

- Epaisseur, longueur et profondeur de la corrosion
- Orientation de la corrosion en degré et en longueur

V.2.1.2.1 Variable orientation angulaire : Deux cas ont été considérés

1er cas : Orientation en degré :

Une discrétisation de cette variable en 4 modalités a donné le tableau de fréquence suivant Tableau V.2 et un diagramme en bâtons figure V.3.

	DOMAINE	NOMBRE	%
ORIENT1	[0-90]	66	8.88
ORIENT2	[90-180]	440	59.21
ORIENT3	[180-270]	205	27.59
ORIENT4	[270-360]	32	4.3
Totale		743	100

Tableau V.2 : Fréquence de variable orientation en degré.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

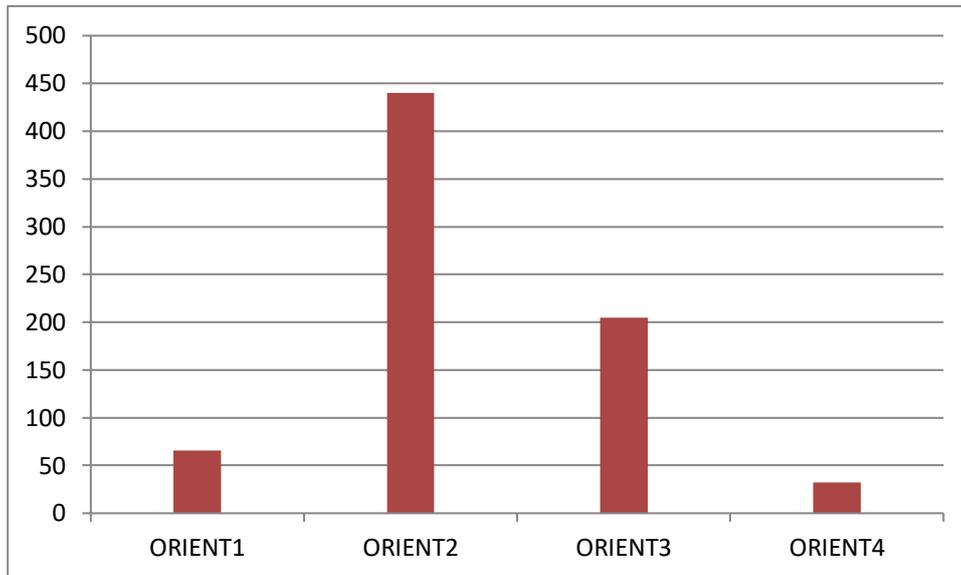


Figure V.3 : Histogramme représente orientation de chaque intervalle.

2eme cas : Orientation en longueur

Les données recueillies par l'outil intelligent en degré ont été converties en mm par la méthode suivante:

Commencer par convertir l'angle en radians : $90\text{degrees} = 90\pi/180$ radians. Puisque π est égal à environ 3,14, nous obtenons 1.57 radians.

Dans ce cas, $r = 12.5$ pouces.

1 pouce = 25,4 millimètres. Nous obtenons : 12.5 pouces = 317.5 millimètres.

Multiplier le rayon par l'angle en radians pour obtenir la longueur : $318 \text{ mm} \cdot 1.57 \text{ radian} = 499.26 \text{ mm}$.

Où D est le diamètre de la conduite.

La discrétisation en 4 modalités est donnée dans le tableau V.3 ci dessous

ORIENTATION1(MM)	[0-500]
ORIENTATION2(MM)	[500-1000]
ORIENTATION3(MM)	[1000-1500]
ORIENTATION4(MM)	[1500-2000]

Tableau V.3 : Discrétisation d'orientation en longueur.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

V.2.1.2.2 Variable profondeur de la corrosion

Endiscretisantcettevariablecontinueselon5modalitésonobtientletableaudefréquence

PROFONDEUR	modalities(MM)	NOMBRE	%
P1	[0-1]	0	0
P2	[1-2]	181	24.36
P3	[2-3]	370	49.80
P4	[3-4]	111	14.94
P5	[4-5]	81	10.9
Totale		743	100

Tableau V.4 : Discrétisation de variable profondeur.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

V.2.1.2.3 Variable longueur de la corrosion :

longueur	Intervalle (MM)	Nombre	%
L1	[0-1000]	354	47.64
L2	[1000-2000]	362	48.72
L3	[2000-3000]	9	1.21
L4	[3000-4000]	14	1.88
L5	[4000-5000]	2	0.26
L6	[5000-6000]	0	0
L7	[6000-7000]	2	0.26
L8	[7000-8000]	0	0
L9	[8000-9000]	0	0
L10	[9000-10000]	0	0
L11	[10000,11000]	0	0
L12	[11000-12000]	0	0
Totale		743	100

Tableau V.5 : Fréquence de variable longueur de la corrosion.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

V.2.1.2.4 Variable largeur de la corrosion :

Les résultats descriptifs de la variable quantitative « largeur de corrosion », sont donnés dans le tableau V.6 et sur la figure V.4.

LARGEUR	DOMAINE(MM)	NOMBRE
11	[0-500]	557
12	[500-1000]	144
13	[1000-1500]	29
14	[1500-2000]	11
15	[2000-2500]	2

Tableau V.6 : Discrétisation de variable longueur.

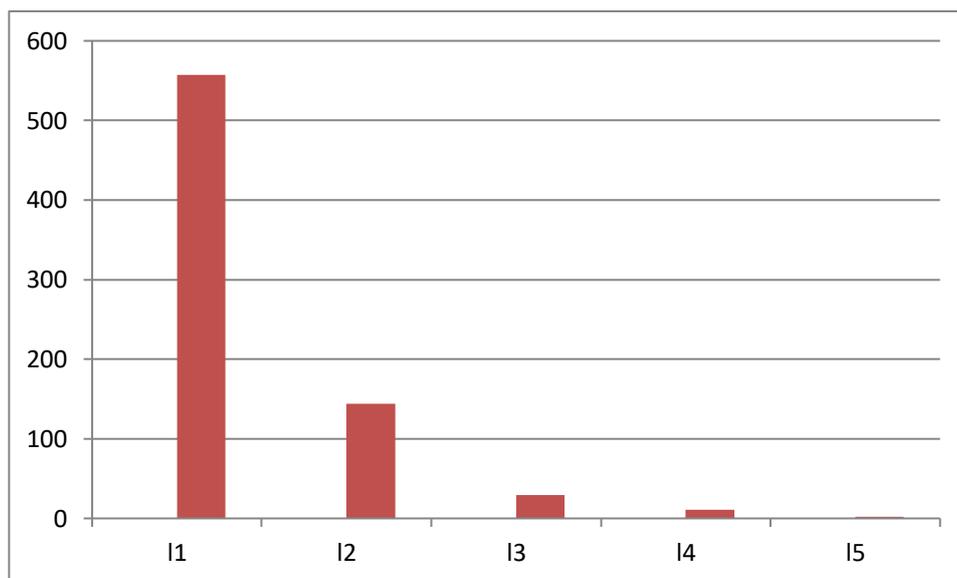


Figure V.4 : Histogramme de la largeur de chaque intervalle

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

V.2.2 Analyse multivariée des données de l'outil intelligent

V.2.2.1 Relation « orientation » et « type de corrosion »

	Orientation 1	Orientation 2	Orientation 3	Orientation 4	Total
externe	66	308	112	35	521
interne	5	142	69	6	222
Total	71	450	181	41	743

Tableau V.7 : Tableau croisé de l'orientation et les types de corrosion.

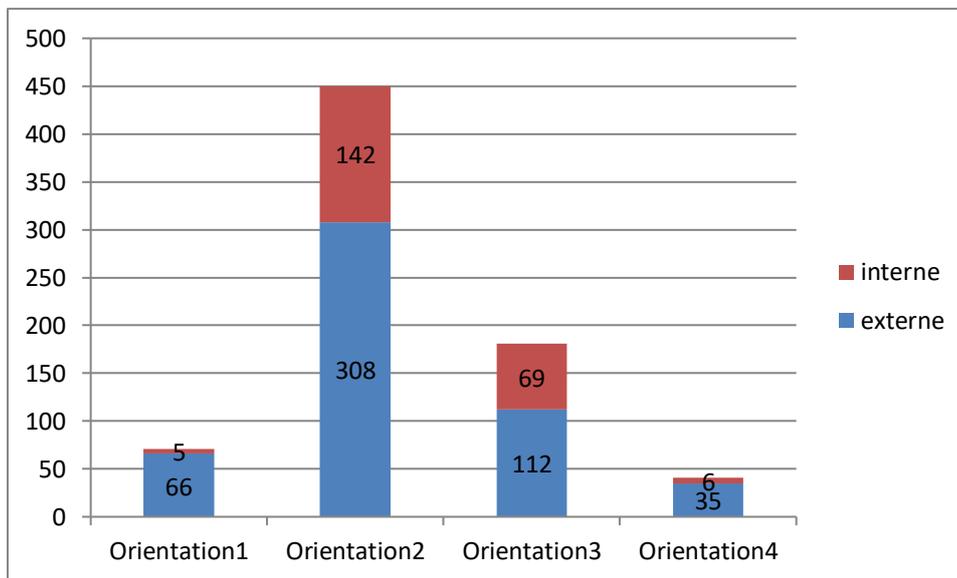


Figure V.5 : Histogramme représente la variation de l'orientation en fonction de type de la corrosion

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Interprétation :

L'histogramme représente deux modalités externes et interne en fonction des orientations qui sont des paramètres donnés par l'outil intelligent.

Dans l'intervalle de 0 à 90 et 270 à 360 on remarque seulement l'existence de la corrosion externe.

Dans l'intervalle de 90 à 180 et 180 à 270 les deux types de corrosion existent avec une domination de la corrosion externe.

Dans le cas de l'orientation en longueur on obtient les résultats représentés sur le tableau V.8 et la figure V.6.

	EXT	INT	TOTAL
ORIENT1	51	2	53
ORIENT2	258	79	337
ORIENT3	157	138	295
ORIENT4	55	3	58
TOTAL	521	222	743

Tableau V.8 : Discretisation des deux variables quantitative qualitative.

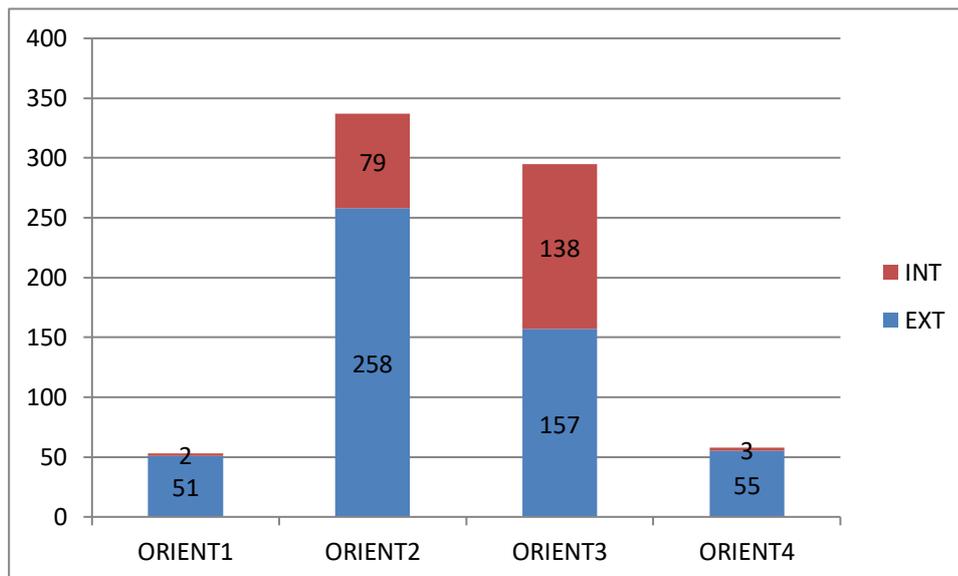


Figure V.6 : Histogramme représente le type de la corrosion en fonction de l'orientation en longueur.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Interprétation :

De 0 à 500 : La corrosion interne est presque nulle.

De 500 à 1000 : L'existence de la corrosion externe est dominante par rapport à la corrosion interne.

De 1000 à 1500 : les deux types corrosion sont de pourcentage rapproché.

De 1500 à 2000 : la corrosion de type externe est supérieure alors que l'interne est presque nulle.

V.2.2.2 Relation Résultats de l'épaisseur mesurée et reste du métal outil intelligent :

L'outil intelligent donne l'épaisseur mesurée et l'épaisseur restante. On obtient « Épaisseur de perte de métal » par une simple soustraction de l'épaisseur initiale et celle mesurée.

Les résultats de l'analyse sont donnés dans le tableau V.9 et représenté graphiquement sur la figure V.7.

	Pas de réparation	Nécessite d'une réparation
interne	121	30
externe	423	169
Total	544	199

Tableau V.9 : Résultats de l'analyse des données de tronçon.

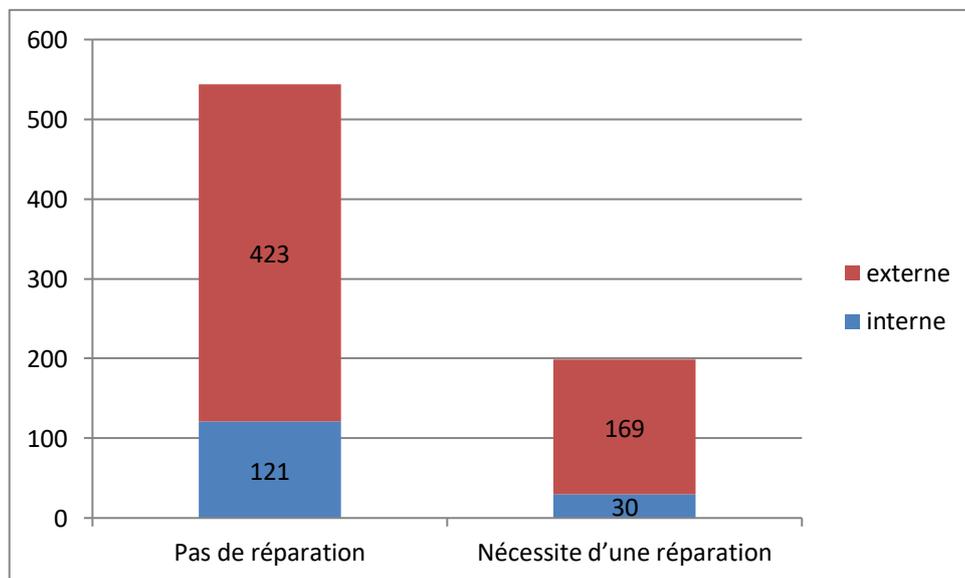


Figure V.7 : Histogramme représente les résultats d'analyse.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Interprétation :

Selon les modalités suivant on peut déterminer le métal a réparé :

Pourcentage < 35 : pas de réparation

$35 \leq \text{pourcentage} \leq 55$: nécessite une réparation

Pourcentage > 55 nécessite une réparation :

Externe : réparation par méthode de MICOKI

Interne : réparation par méthode CLOCK SPRING

V.2.2.3 Caractéristiques du défaut(CPR) par l'outil :

Ils excitent caractéristiques de défaut:

- CPR < 1 : Réparation rapide.
- CPR > 1: nécessite une analyse de défaut

Le CPR est calculé comme suit :

$$\text{CPR} = (k \times W) / (D \times A \times T)$$

K = une constante

W = poids total perdu

T = temps mis pour la perte de métal

A = la surface du métal exposé

D = la densité du métal en g/cm³

Cette dernière révèle les types de corrosions suivantes :

- Corrosion par pique
- Feuilletage
- Défaut de fabrication
- Défaut du coulis

Les résultats de l'analyse sont présentés sur le tableau V.10.

Chapitre V: Analyse des données par l'outil intelligent au niveau de la ligne la ligne de Kahlouche-Reggane.

Type	Caractéristiques de défaut
Extérieur	1,69
Extérieur	1,58
Extérieur	1,68
Extérieur	1,69
Intérieur	1,81
Intérieur	2,01
Intérieur	1,51
Intérieur	1,43

Tableau V.10 : Résultats de l'analyse de résultat de tronçon.

Conclusion

D'après les analyses réalisées on remarque que :

- au niveau de la ligne de Kahlouche-Reggane, plusieurs intervalles endommagé par la corrosion, dont la majorité de type externe.
- On constate que toute les caractéristiques de défaut sont supérieur à 1 donc ils nécessitent une analyse de défaut.

Conclusion Générale

La corrosion dans les pipe-lines est considérée comme un problème d'actualité vue les conséquences économiques et environnementales que peut causer une cassure d'un gazoduc. Pour réduire ce problème, les entreprises pétrolières ont trouvé un ensemble de méthodes permettant de protéger les pipe-lines contre la corrosion. Parmi les méthodes de protection on a la méthode de protection cathodique qui est utilisée au sein du complexe gazier GRN cette méthode est très efficace.

Au niveau de complexe gazier GRN, pour que cette méthode de protection soit fiable :

- on doit suivre des démarches bien précises.
- la mise en œuvre de bonnes pratiques (équipement et personnel qualifié).
- le contrôle et le suivi sont nécessaires.

Ces solutions permettent notamment d'assurer un bon état des pipe-lines.

Mais malgré tout ça le phénomène persiste c'est pour ça qu'on utilise un outil intelligent appelé Magnescan pour détecter les points corrodés, leurs propriétés, types et orientations.

Selon les données qui ont été collectées par l'outil intelligent, environ 73.2% des pipelines ne vaut pas la peine d'être réparé et le pourcentage restant mérite d'être réparé, et cela dans les deux types de corrosion des pipelines internes et externes.

Pour les futures étudiants intéressés par ce thème je leur propose d'étudier l'intervalle d'inspection des pipes et je souhaite des études sur les pipes aux matériaux composés afin d'éliminer la corrosion.

REMARQUE : Généralement on utilise des pipes en acier mais j'ai constaté que dans les lieux où il y a la présence humaine on utilise des pipe en acier inoxydable malgré que cette matière est coûteuse. Acier inoxydable a une forte résistance contre la corrosion ce qui pousse l'entreprise à l'utiliser pour éviter les risques et les dangers.

Références

Bibliographique

[1]. Documentation du groupement Reggane nord « GRN »

[4] M. BOUZIANE Abdelkader [contribution à la détermination des critères de qualité des tubes soudés soumis à une pression intérieure]. 2008

[5] TALAI Billel. Méthodes de contrôle non destructif pour la détection des défauts dans les tubes sans soudure, Master génie mécanique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA, 2017.

[6] Brahim ISSASFA, Mémoire de Magister Mécanique et Maintenance Industrielle, Etude de l'endommagement, entretien et réparations des tubes de transport des hydrocarbures en utilisant des matériaux composites, Ecole Doctorale Nationale en Mécanique De Construction, 2010.

[15]. Dr. Hakim BENSABRA. Cours de Corrosion et Protection des Métaux, Université de JIJEL 2016

[18] Jean BARALIS, Précis de Métallurgie : Elaboration, structures-propriétés, normalisation,

Edition Nathan (1997) Paris.

Sitographie

- [2]. <https://www.indiamart.com/proddetail/en-10208-1-l-235-ga-pipe-4076859112.html>
- [3]. <https://www.magnatechllc.com/markets-pipeline.php>
- [7] https://www.wikiwand.com/fr/Filage_%28m%C3%A9tallurgie%29
- [8] <http://nfatmala.blogspot.com/2016/02/anti-corrosion-coating-for-subsea.html>
- [9] <https://www.scanpipes.com/p/smoothflow-3lpe-coating-and-lining.html>
- [10] <https://mppcme.com/product/internal-fbe-flow-efficiency/?lang=en>
- [11] <https://www.soudeurs.com/site/metallographie-de-soudure-l-examen-macroscopique-et-macrographique-d-un-joint-soude-221/>
- [12] <https://www.bergeret-jeannet.fr/produit/produits-de-ressuage/>
- [13] <http://wcours.gel.ulaval.ca/2017/h/GEL1001/default/5chronologie/2017-01%20GEL-1001%20CND.pdf>
- [14] <https://www.technologuepro.com/cours-contrôle-non-destructif/chapitre-5-la-radiographie.pdf>
- [16] https://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_frottement.htm
- [17] <https://metalblog.ctif.com/2021/01/04/la-fragilisation-par-lhydrogene-des-metaux/>
- [19] <https://www.ingaa.org/AEL/AELBlog/36699.aspx>