



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la
Recherche Scientifique Université Echahid Hamma



Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Technologies, Filière : Génie mécanique

Spécialité : maintenance industrielle

Présenté par :

1-HARIZ BELGACEM Ramzi

2-BENACHOURA Abdelkrim

Thème

Maintenance d'une canalisation en acier au carbone (Etude de la corrosion)

Devant le jury composé de :

Pr.BOUKHARI Ali

Président

Université d'El-Oued

Dr.BOUSBIA S.SIF Addine

Examineur

Université d'El-Oued

Dr. BOULIFA M. Iliasse

Encadreur

Université d'El-Oued

Année Académique 2025-2026

Dédicaces

A mes chers parents, qui ont été la raison
de chacune de mes réussites, A mes chers
frères et sœurs, qui ont toujours été une
soutien et une force à chaque étape A tous
les membres de ma famille, HARIZ
BELGACEM Et à toute personne ayant
laissé une belle empreinte dans mon
parcours académique
Je vous dédie à
tous le fruit de ce
travail avec tout
mon amour et ma
gratitude

HARIZ BELGACEM Ramzi

Dédicaces

Je dédie ce Mémoire

A ma mère et mon père pour leur
soutien indéfectible, A mes frères et sœurs,

A toute la famille "BENACHOURA",

A mes chers amis,

A tous mes proches,

BENACHOURA Abdelkrim

Remerciements

Je remercie tout d'abord Dieu de m'avoir donné santé, volonté et courage afin de terminer ce modeste travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur Dr. BOULIFA M.Iliasse qui n'a ménagé aucun effort pour m'orienter et me conseiller pendant la réalisation de ce mémoire.

Ces remerciements ne seraient pas complets sans associer toutes les personnes Ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

DEDICACES

REMERCIEMENTS

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

RESUME

INTRODUCTION GENERALE..... 1

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LES ACIERS

I.1 INTRODUCTION..... 2

I.2 DEFINITION SUR LES ACIERS 2

I.3 CLASSIFICATION DES ACIERS 2

I.4 LES ACIERS A HAUTE LIMITE ELASTIQUE 3

I.4.1 STRUCTURE ET PROPRIETES DES ACIERS HLE..... 3

I.4.2 DIFFERENTS MECANISMES DE DURCISSEMENT DES ACIERS HLE..... 3

I.4.3 CATEGORIES ET SPECIFICATION DES ACIERS HLE..... 3

I.4.4 LES APPLICATIONS DES HLE :..... 5

I.5 CARACTERISATIONS DES ACIERS API 7

I.6 CONCLUSION 9

CHAPITRE II

PHENOMENE DE CORROSION

II.1 : INTRODUCTION 11

II.2 : DEFINITION DE LA CORROSION 11

II.3 : CORROSION DES METAUX..... 11

II.4 : TYPES DE CORROSION 12

II.4.1. : LA CORROSION DE NATURE CHIMIQUE 12

II.4.1.2 : CORROSION ELECTROCHIMIQUE..... 13

II.4.1.3 : Corrosion bactérienne 13

II.5 : LES FACTEURS DE CORROSION 14

II.6 : VITESSE DE CORROSION 14

II.6.1 : EXPRESSION DE LA VITESSE DE CORROSION 14

TABLE DES MATIERES

II.7 TYPES DE CORROSION ELECTROCHIMIQUES	15
II.7.1 CORROSION UNIFORME.....	15
II.7.2 : CORROSION LOCALISEE	16
II.7.1.1 : Corrosion par piquêre	17
II.7.1.2 : Corrosion sélective.....	18
II.7.1.3 : Corrosion inter granulaire	18
II.7.1.4 : Corrosion galvanique	19
II.7.1.5 : Fatigue-corrosion.....	19
II.7.1.6 : Corrosion sous contrainte.....	20
II.7.1.7 : Corrosion caverneuse ou par crevasses.....	20
II.7.1.8 : Érosion-corrosion	21
II.8. : CORROSION DES PIPELINES	21
II.8.1. PRINCIPAUX RISQUES DE LA CORROSION DES PIPELINES	22
II.8.1.1 Les Facteurs Influençant La Corrosion.....	23
II.8.1.2 Facteurs Liés Au Milieu	23
II.8.2 FACTEURS METALLURGIQUES	24
II.9 MAINTENANCE PREVENTIF DES CANALISATIONS	25
II.9.1 L'APPROCHE RBI ET LA CARTOGRAPHIE DES RISQUES	25
II.9.3.1 MFL (FLUX MAGNETIQUE FUITE)	25
II.9.3.2 UT (Ultrasons).....	25
II.9.3.3 CIPS (Close Interval Potential Survey)	26
II.9.3.4 DCVG (Gradient de Tension en Courant Continu)	26
II.9.3.5 Contrôle par radiographie	27
II.10 CONCLUSION	27

CHAPITRE III

NOTIONS DE PROTECTION CONTRE LA CORROSION

III.1 INTRODUCTION.....	29
III.2 GENERALITE	29
III.3 PROTECTION PASSIVE	29
III.3.1 CARACTERISTIQUES DES REVETEMENTS	29
III.3.2 DIFFERENTE TYPES DE REVETEMENT	30
III.3.9 LE DECAPAGE	32
III.4 CONTROLE PAR METHODE ELECTRIQUE DES DEFAUTS DES REVETEMENTS	32

TABLE DES MATIERES

III.5 PROTECTIONS CATHODIQUES	35
III.5.2.1 Différents types d'anodes sacrificielles :	36
III.5.2.2 Milieu entourant l'anode (Backfill) :	36
III.5.2.3 Installation des anodes :	37
III.5.3 PROTECTION CATHODIQUE PAR COURANT IMPOSE	38
III.5.3.1 Principe.....	38
III.5.3.2 Le déversoir	39
III.5.4 POSTE DE PROTECTION CATHODIQUE (OU DE SOUTIRAGE)	39
III.5.4.1 Choix de l'implantation d'un poste de soutirage.....	40
III.5.4.2 Câbles de connexion.....	41
III.6 CONCLUSION	42

CHAPITRE IV

TRAVAIL EXPÉRIMENTAL

IV.1 INTRODUCTION	44
IV.2 LES OBJECTIFS	44
IV.3 METHODES EXPERIMENTALES	44
VI.3.1 MONTRE LA MASSE EN (G) DES ECHANTILLONS LEUR IMMERSION DANS LA SOLUTION DE HCL	47
VI.3.2 MONTRE LA MASSE EN (G) DES ECHANTILLONS LEUR IMMERSION DANS LA SOLUTION DE ...	48
VI.3.3 MONTRE LA MASSE EN (G) DES ECHANTILLONS LEUR	49
IV. 4 RESULTATS ET DISCUSSIONS.....	50
IV.4.1 PERTE DE MASSE.....	50
IV.4.1.1 Perte de Masse l'échantillon 1 (HCL)	50
IV.4.1.2 Calcule la vitesse de corrosion l'échantillon 1 (HCL).....	51
IV.4.1.3 Perte de Masse l'échantillon 2 (H2SO4)	53
IV.4.1.4 Calcule de la vitesse de corrosion l'échantillon 2 (H2SO4)	54
IV.4.1.5 : Perte de Masse l'échantillon 3 (eau de mer).....	55
IV.4.1.6 calcule la vitesse de corrosion l'échantillon 3 (eau de mer)	56
IV.5 PROPOSITION POUR LIMITER LA CORROSION	57
IV.5.1 RAPPORT D'ETAT :	57
IV.5.2 MOYENS DE PROTECTION POUR CETTE CONDUITE	58
IV.5.2.1.1 : 2 joints isolant monobloc 12'' au départ et arrivé	58
IV.5.2.1.2 : Revêtement Anticorrosion	59

TABLE DES MATIERES

IV.5.2.1.3 puits anodique (ou forage vertical)	59
IV.5.2.1. 4 Borne de balisage (poste de contrôle)	60
IV.5.2.2 Les inhibiteurs de corrosion	61
IV5.2.3 Le système d'injection d'inhibiteur de corrosion	61
IV.5.3 PROPOSITION DE SOLUTION TECHNIQUE	62
IV.5.3.1 Introduction	62
IV.5.3.2 Portée du projet et mise en œuvre	62
IV.6 CONCLUSION	64
IV.6 CONCLUSION GENERAL	64
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	66

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Durcissement de la solution solide de la ferrite par les éléments d'alliages	4
Figure 2	Pipelines pour transport d'hydrocarbure	5
Figure 3	Développement des pipelines en acier à haute résistance dans le temps, grade et mise en forme	7
Figure 4	Modes de dégradations des métaux et alliages	12
Figure 5	Températures de fonctionnement des différents procédés et opération	13
Figure 6	Image d'un tuyau rouillé causé par l'eau de mer	14
Figure 7	Photo de la bio corrosion	15
Figure 8	Exemples de corrosion uniforme	16
Figure 9	Quelques exemples de corrosion par piqûres	17
Figure 10	Exemples de corrosion sélective	18
Figure 11	Photo de la corrosion inter granulaire	18
Figure 12	Photos de la corrosion galvanique	19
Figure 13	Photos de la fatigue-corrosion	19
Figure 14	Photos de la corrosion sous contrainte	20
Figure 15	Photo de la corrosion caverneuse	20
Figure 16	Photo de La corrosion dans une canalisation est due à la vitesse élevée du fluide	21
Figure 17	Schéma du Processus de Corrosion	22
Figure 18	Corrosion des Pipelines	22
Figure 19	Influence De NaCl phénomène par la baisse de solubilité de l'oxygène	24
Figure 20	Système de MFL (Flux Magnétique Fuite)	25
Figure 21	Appareille UT (Ultrasons)	26
Figure 22	CIPS (Close Interval Potential Survey)	26
Figure 23	DCVG (Gradient de Tension en Courant Continu)	27
Figure 24	Techniques de contrôle par radiographie	27
Figure 25	Principe du contrôle au "balai électrique	33
Figure 26	Contrôle sur chantier	34
Figure 27	Schéma simplifié d'un système de drainage à diode	35
Figure 28	Anode galvanique en position verticale	37
Figure 29	Anode galvanique en position horizontale	38
Figure 30	4 Principe de la protection cathodique par soutirage de courant	38
Figure 31	Schéma simplifié d'un poste de soutirage, alimenté par une source électrique classique	40
Figure 32	Prise de vue de l'armoire de soutirage d'un poste	40
Figure 33	Différente câble de connexion	41

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure 34	Electrode de référence	41
Figure 35	Mesure de potentiel	45
Figure 36	Préparation les éprouvettes en pipe	45
Figure 37	Les solutions	46
Figure 38	Balances et un support mantique	47
Figure 39	Émersions dans la solution de HCL	47
Figure 40	Émersion dans la solution de H ₂ SO ₄	48
Figure 41	Émersions dans la solution d'eau de mer	49
Figure 42	Tronçon de pipe à changer	58
Figure 43	Joint isolant monobloc 12	58
Figure 44	La bonde adhésive 3LPE	59
Figure 45	Puits anodique	59
Figure 46	Barre en zinc	60
Figure 47	Borne de balisage (poste de contrôle)	60
Figure 48	Boîte de Jonction	61
Figure 49	Inhibiteurs de corrosion	61
Figure 50	Système d'injection l'inhibiteur de corrosion	62
Figure 51	Séparateurs	63
Figure 52	Bourbier	64
Figure 53	Chemin de principe	64

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Estimation du coût de pose d'un pipeline	15
Tableau 2	Propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API	17
Tableau 3	Comparaison entre ces différents revêtements	38
Tableau 4	pourcentage de la composition chimique pour les éprouvettes en pipe sur Spectromètre	45
Tableau 5	Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution.	55
Tableau 6	Un tableau indiquant le temps (min) pendant lequel chaque échantillon a été placé dans la solution	55
Tableau 7	Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution	56
Tableau 8	Un tableau indiquant le temps (min) pendant lequel chaque échantillon a été placé dans la solution	56
Tableau 9	Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution	57
Tableau 10	Un tableau indiquant le temps (heure) pendant lequel chaque	57
Tableau 11	Masse échantillons avant émerision en solution	58
Tableau 12	Masse de l'échantillon 1 après émerision dans la solution HCL	58
Tableau 13	Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon	59
Tableau 14	Tableau montrant le taux de corrosion Nous convertissons des g en mg on obtient	59
Tableau 15	Masse de l'échantillon 2 après émerision dans la solution H ₂ SO ₄	60
Tableau 16	Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon	61

LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

Tableau 17	Tableau montrant le taux de corrosion Nous convertissons des g en mg on obtient	61
Tableau 18	Masse de l'échantillon 3 après émerision dans la solution eau de mer	62
Tableau19	Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon	62
Tableau 20	Tableau montrant le taux de corrosion Nous convertissons des g en mg on obtient	63

Résumé :

Ce travail étudie la corrosion dans le transport du gaz naturel par canalisation, qui constitue le moyen le plus sûr pour acheminer des hydrocarbures sur de longues distances. Les gazoducs et oléoducs sont exposés à un environnement agressif, entraînant des phénomènes de corrosion. Ce processus chimique ou électrochimique compromet l'intégrité des matériaux, souvent coûteux à maintenir. Pour prévenir la corrosion, il est essentiel d'installer des séparatrices hautes performances en tête de puits, permettant d'extraire les eaux de gisement avant le transport, ce qui réduit la formation d'électrolytes acides et protège les conduites jusqu'à l'usine de traitement.

Mots clés : Corrosion, protection cathodique, pipeline, essais mécaniques, acier au carbone

Abstract:

This work studies corrosion in the transportation of natural gas thru pipelines, which is the safest means of transporting hydrocarbons over long distances. Gas and oil pipelines are exposed to an aggressive environment, leading to corrosion phenomena. This chemical or electrochemical process compromises the integrity of the materials, often making maintenance costly. To prevent corrosion, it is essential to install high-performance separators at the wellhead, allowing the extraction of reservoir water before transport, which reduces the formation of acidic electrolytes and protects the pipelines up to the treatment plant.

Keywords: Corrosion, cathodic protection, pipeline, mechanical testing, carbon steel

ملخص:

تدرس هذه الدراسة التآكل في نقل الغاز الطبيعي عبر الأنابيب، الذي يُعتبر الوسيلة الأكثر أمانًا لنقل الهيدروكربونات على مسافات طويلة. تتعرض خطوط أنابيب الغاز والنفط لبيئة عدائية، مما يؤدي إلى ظواهر التآكل. هذه العملية الكيميائية أو الكهروكيميائية تضر بسلامة المواد، والتي غالبًا ما تكون مكلفة للصيانة. لمنع التآكل، من الضروري تركيب فواصل عالية الأداء في رأس البئر، مما يسمح باستخراج مياه الخزان قبل النقل، مما يقلل من تكوين الإلكتروليتات الحمضية ويحمي الأنابيب حتى مصنع المعالجة.

الكلمات المفتاحية: التآكل، الحماية الكاثودية، خط الأنابيب، الاختبارات الميكانيكية، الفولاذ الكربون

Introduction Générale

Les conduites en acier sont les artères des installations industrielles modernes, et elles assurent le transport essentiel de l'eau, du gaz et du pétrole sur de longues distances. Ces structures ont toutefois un ennemi naturel et destructeur qu'elles affrontent continuellement : la corrosion. Cette dégradation électrochimique met en péril l'intégrité structurelle des pipelines et peut entraîner des fuites catastrophiques aux répercussions environnementales et économiques importantes. C'est pour cette raison que la maintenance préventive et curative de ces réseaux est devenue une priorité absolue pour les ingénieurs. Convertir des techniques de rupture (la protection cathodique, les revêtements isolants modernes et les inhibiteurs de corrosion) ne peut être considéré comme un choix de gestion d'entretien classique, mais plutôt comme un choix d'un impératif de pérennisation actuelle et de l'avenir. Ainsi, maîtriser la maintenance contre la corrosion permet de prolonger considérablement la durée de vie des ouvrages tout en garantissant la sécurité des installations et des populations environnantes.

L'objectif du travail est L'entretien des conduites en acier au carbone permet d'éviter les fuites ou ruptures majeures, assurant ainsi la sécurité et la conformité réglementaire. Elle lutte activement contre la corrosion et l'érosion du matériau grâce au suivi de la protection cathodique et des revêtements isolants.

Cette approche permet de conserver la continuité de la production, d'éviter les arrêts non prévus et d'augmenter le débit par raclage.

Enfin elle augmente la durée de vie et donc rentabilité réelle des actifs par l'application de contrôles non destructifs prédictifs. «L'étude de ce mémoire est évaluée en quatre chapitres : Dans le chapitre. 1 Généralités sur les aciers au carbone

Dans le chapitre 2 Phénomène De Corrosion, la corrosion est la dégradation chimique ou électrochimique d'un matériau provoquée par son contact avec l'oxygène et l'humidité.

Dans le cas du chapitre 3, La protection contre la corrosion consiste à isoler le métal par des revêtements ou à modifier son potentiel électrique et à en bloquer la dégradation

Au chapitre 4 Travail Expérimental.

Cette étude permet d'évaluer l'influence de la corrosion sur le comportement mécanique de trois échantillons en acier API 5L X60.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LES ACIERS

I.1 Introduction

Un large éventail d'aciers, notamment les tôles et profilés, est utilisé par soudage, représentant environ 60 à 80 % de la production mondiale d'acier pour des produits soudés. La soudabilité de ces aciers est complexe et dépend de nombreux facteurs, au-delà de l'acier lui-même. Les fabricants fournissent des informations aux utilisateurs pour assurer un soudage correct et la préservation de l'intégrité des assemblages, évitant ainsi fissures et ruptures. La production de pipelines pour le transport de gaz et d'hydrocarbures, souvent sur des milliers de kilomètres et dans des conditions hostiles, illustre ces défis. La résistance portante des soudures dépend des propriétés mécaniques et chimiques variées des joints et de la qualité du cordon, avec 95 % des aciers utilisés étant à haute limite élastique. Les objectifs des professionnels incluent la réduction des coûts, l'optimisation des performances et l'accroissement de la productivité.

- Demandes extérieures : contraintes mécaniques, épuisement, ...
- Demandes internes : frottement, abrasion, érosion, ...
- Expositions environnementales : corrosion, oxydation, chaleur...

I.2 Définition sur les aciers

L'acier est un mélange de fer qui renferme moins de 2 % de carbone. Cela peut être catalogué en fonction de cette composition qui détermine sa dureté maximale en condition de trempe. Un acier à haute teneur en carbone présente une dureté supérieure, tandis qu'un acier avec une teneur moindre est moins dur et plus malléable. Il renferme habituellement de petites portions d'autres composants intégrés délibérément lors de sa fabrication. Il est aussi possible d'incorporer des quantités d'éléments d'alliage ; dans ce cas, il est classé comme un acier allié.

I.3 Classification des aciers

En raison du grand nombre d'éléments incorporés au fer et de la large variété de leurs compositions, on observe une multitude de nuances distinctes dans les aciers. Les différents types d'alliages ferreux peuvent être catégorisés en fonction de leur composition chimique ou de leur usage prévu.

L'établissement de cette classification nous autorise à identifier quatre catégories d'aciers [1] :

Les aciers de qualité générale.

Les aciers soumis à des traitements thermiques, qu'ils soient alliés ou non.

Les aciers destinés aux outils.

Les aciers inoxydables.

Notre recherche s'est concentrée sur les aciers au carbone, employés dans la production de tubes.

I .4 Les aciers à haute limite élastique

Les aciers faiblement alliés à haute résistance (HSLA : High Strength Low Alloy) représentent une catégorie d'aciers à faible carbonisation qui exploitent une légère proportion d'éléments d'alliage pour réaliser des limites d'élasticité supérieures à 275 MPa, en condition de laminage ou de normalisation. Ces aciers présentent souvent une meilleure résistance mécanique et, dans certains cas, une résistance à la corrosion supérieure par rapport aux aciers au carbone. On peut obtenir une résistance élastique supérieure dans les aciers HSLA même avec une faible teneur en carbone. **Figure 1**

I .4.1 Structure et propriétés des aciers HLE

Les aciers, utilisés en forme brute ou après normalisation, possèdent une microstructure ferrito-perlitique. Ils présentent une grande limite élastique, une résilience à basse température, et de bonnes capacités de soudure. L'optimisation de leurs propriétés mécaniques, notamment la limite d'élasticité et la résilience, peut être obtenue par des procédés de durcissement tels que la transformation martensitique et l'intervention de phases secondarisées. Leur utilisation exige une compréhension précise des conditions de traitement thermique et de précipitation des éléments d'addition pendant leur production. [2]

I .4.2 Différents mécanismes de durcissement des aciers HLE

Ces aciers peuvent être durcis par différents mécanismes à savoir

- Durcissement par solution solide,
- Par affinement du grain,
- Par précipitation des éléments formant des dispersives,
- Par la seconde phase (la perlite),
- Par écrouissage,
- Par les joints de grains.

I .4.3 Catégories et spécification des aciers HLE

Les aciers HLE sont une gamme d'aciers conçus pour offrir une combinaison précise de caractéristiques telles que la résistance, la ténacité, la formabilité, la facilité de soudage et la résistance à la corrosion atmosphérique. Bien qu'ils contiennent de légères quantités d'alliages, ils ne sont pas considérés comme des aciers alliés, mais comme une classe distincte similaire à l'acier doux laminé, avec des caractéristiques mécaniques améliorées grâce à des additions d'alliages minimales et des méthodes de traitement comme le laminage contrôlé. Ils se divisent en six catégories. [3]

a). Aciers résistants à la corrosion

Ils étaient les premiers aciers HLE qui ont été élaborés. Ces matériaux comprennent du cuivre et d'autres composants qui renforcent la résistance à la corrosion, favorisent le durcissement par solution solide et améliorent la finesse du grain ferritique.

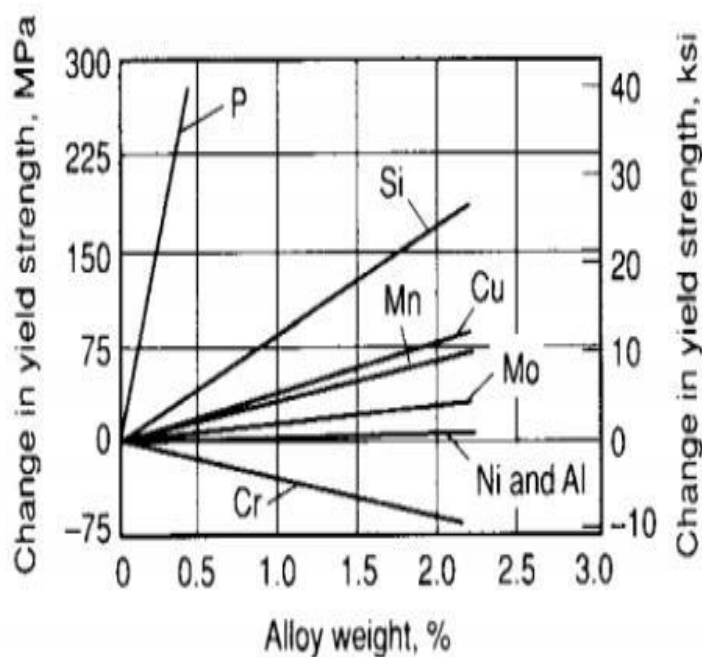


Figure 1. Durcissement de la solution solide de la ferrite par les éléments d'alliages [12]

b). Aciers micro-alliés ferrito-perlitique

Des ajouts de niobium et de vanadium sont utilisés pour renforcer l'acier laminé à chaud sans augmenter le carbone ou le manganèse.

- Aciers légèrement alliés au vanadium
- Aciers légèrement alliés au niobium
- Aciers légèrement alliés au niobium-molybdène
- Aciers légèrement alliés au vanadium-niobium
- Aciers légèrement alliés au Vanadium-azote
- Aciers légèrement alliés au titane
- Aciers légèrement alliés au Niobium-titane
- Aciers légèrement alliés au Vanadium-titane

c). Aciers Laminés à Structure Perlitique

Ils constituent une catégorie distincte d'aciers dont l'amélioration des caractéristiques mécaniques (et dans certains cas, la résistance à la corrosion atmosphérique) est réalisée grâce à l'intégration de doses limitées d'un ou plusieurs composants en dehors du carbone.

e). Aciers à Ferrite Aciculaire (bainite à bas carbone)

Une méthode pour développer les aciers HSLA implique d'obtenir une microstructure de ferrite aciculaire hautement résistante et fine plutôt qu'une microstructure polygonale,

d). Aciers dual-phase

Leur microstructure se compose de 80 à 90% de ferrite polygonale et de 10 à 20% d'îlots de martensite répartis au sein de la matrice ferritique.,

f) Aciers à Forme d'inclusion Contrôlés

Le contrôle de la forme des inclusions dans les aciers micro-alliés est crucial pour améliorer la ductilité.

I.4.4 Les applications des HLE :**a) Les pipelines :**

Un pipeline, un terme emprunté à l'anglais, désigne une conduite constituée de plusieurs sections de tuyau en acier assemblées pour transporter des substances gazeuses ou liquides d'un point à un autre. Ces conduites sont fréquemment recouvertes,



Figure 2. Pipelines pour transport d'hydrocarbure [19]

Un pipeline permet le transfert de produits entre raffineries, dépôts de pétrole et infrastructures portuaires sur de longues distances. Ces pipelines forment un réseau compact et leur dénomination dépend du produit transporté, avec des variations dans leur construction

- Les pipelines destinés au transport du pétrole et des hydrocarbures sous forme liquide.
- Les canaux, tuyaux ou conduites employés pour la distribution de l'eau douce et l'irrigation.

b) Caractéristiques des conduites de pipeline

Tout pipeline est constitué de tubes en acier capables de supporter une pression d'environ 100 bars, avec des diamètres variant de 15 cm à 1 mètre et une épaisseur de 4 à 13 mm

Tableau I.1 Estimation du coût de pose d'un pipeline [04]

Pipeline		Coût de pose (\$/pouce/m)
A terre	Désert	3
	Plaine	5 à 6
	Montagnes	30 à 40
En mer		10 à 30

Estimation du coût d'installation d'un pipeline [04] Dans la construction des pipelines, les aciers au carbone sont les plus couramment employés [05]. Du fait de leur coût modique, la connaissance des méthodes pour leur fabrication et production les rend fréquemment utilisés dans le domaine énergétique, tels que les plateformes de forage ou encore le transport du pétrole et du gaz naturel via des pipelines ou des oléoducs. On retrouve généralement des nuances d'acier telles que X60, X65, X80, X52, X70, etc. [06]

c) Evolution des pipelines :

Environ huit millions de tonnes de pipelines sont produits chaque année à travers le monde. L'essentiel de ces tubes est fait de matériaux de qualité standard, qui ne sont pas à la haute X70. Les grades de qualité supérieure X70 et X80 sont employés pour les pipelines de longue portée, tandis que les grades X90 et X100 sont actuellement en phase d'évaluation. Le développement des aciers X100 et X120 est actuellement en progression. L'étude de l'acier de qualité X100 a commencé en 1978 et continue encore aujourd'hui.

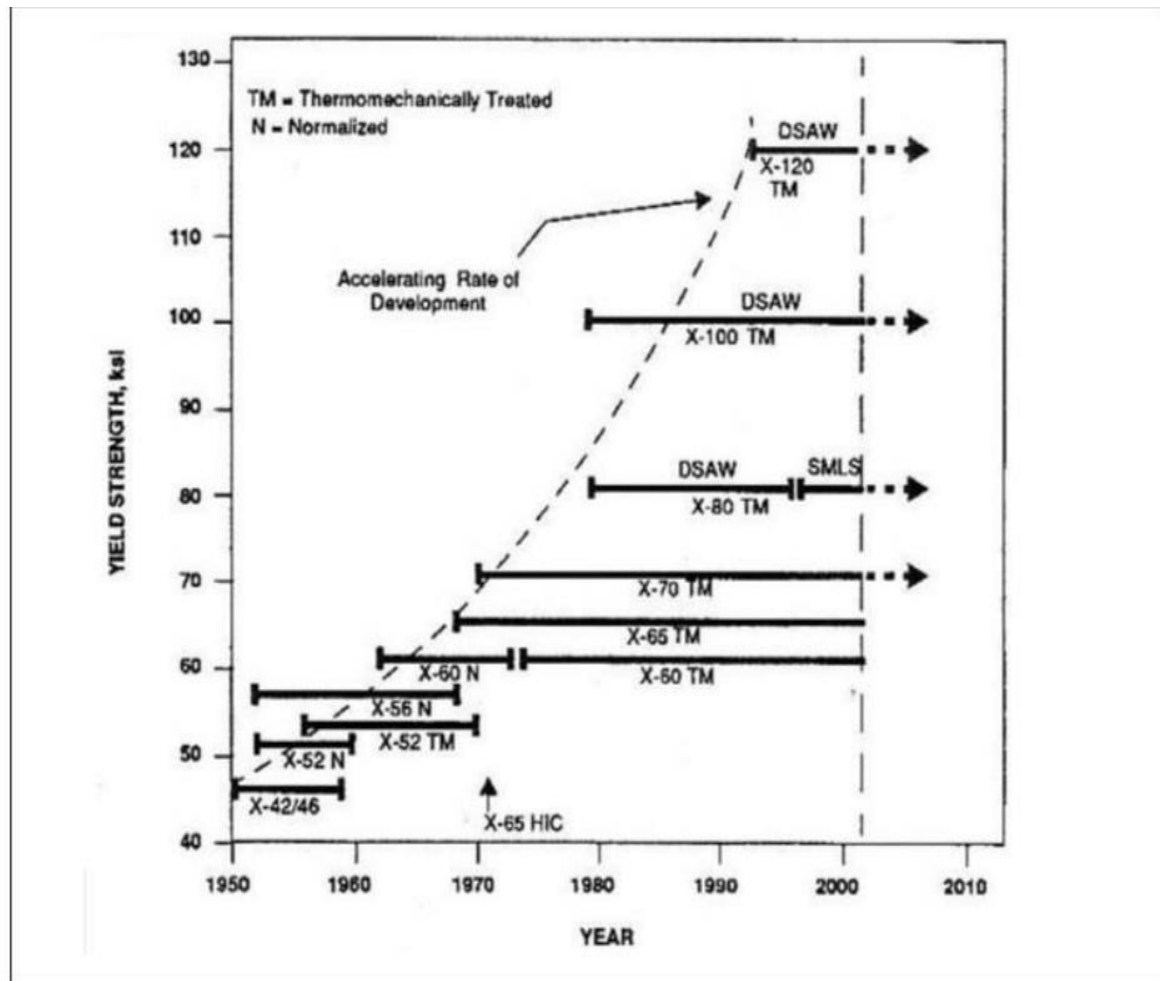


Figure 3 : Développement des pipelines en acier à haute résistance dans le temps, grade et mise en forme [07]

I .5 Caractérisations des aciers API :

Les caractéristiques de l'acier fréquemment employé dans la fabrication des pipelines sont établies selon deux normes API [American Petroleum Institute], modifiées depuis 1922 par l'industrie pétrolière américaine. Appelées 5L pour les qualités standard. 5L, pour les qualités à haute résistance. Ces normes sont généralement appliquées au niveau mondial. Les qualités d'acier les plus courantes possèdent les attributs mécaniques exposés dans le tableau I.2.

Tableau I.2. Propriétés mécaniques des aciers pour tubes selon la norme API (American Petroleum Institute) [07]

SPECIFICATION API	GRADE	LIMITE ELASTICITE (kg/mm ²)	RESISRANCEA LARUPTURE (kg/mm ²)
5L	A	21	34
5L	B	25	42
5LX	X42	29	42
5LX	X46	32	45
5LX	X52	37	47
5LX	X56	39	52
5LX	X60	41	55
5LX	X65	6	56
5LX	X70	48	56

I.6 Conclusion

Les aciers à haute limite élastique, grâce à leur parfait équilibre entre ténacité, résistance mécanique et capacité de soudure, sont le fondement de l'industrie du pipeline. Grâce à leur microstructure soigneusement ajustée par micro-alliage (Nb, V, Ti) et laminage thermomécanique, ils sont capables de résister à des contraintes environnementales et opérationnelles extrêmes. La progression constante vers des grades plus élevés, tels que le X80 ou le X100, satisfait aux exigences économiques contemporaines en maximisant l'efficacité du transport. Au bout du compte, la connaissance de ces matériaux assure la solidité structurelle des réseaux d'énergie stratégiques qui s'étendent sur des milliers de kilomètres.

CHAPITRE II

PHENOMENE DE CORROSION

II .1 : Introduction

La corrosion constitue un enjeu majeur pour l'économie, l'environnement et la sécurité, touchant de nombreuses structures en matériaux métalliques. Elle est une des principales causes de dégradation et de démolition des installations. Divers facteurs complexes, tels que la composition du matériau, les finitions de surface et les conditions environnementales, influencent les processus de corrosion. Les efforts de prévention sont motivés par les dommages causés et les coûts opérationnels liés à la corrosion, notamment en ce qui concerne la pollution de l'eau dans les systèmes de tuyauterie. L'attention portée aux problèmes de corrosion s'est intensifiée, comme le montre les avancées technologiques et scientifiques dans le domaine de l'inhibition de la corrosion.

II .2 : Définition de la corrosion

Le terme "corrosion", issu du latin "corroder", désigne l'altération des matériaux, notamment métalliques, par des réactions chimiques ou électrochimiques avec leur environnement, ce qui peut nuire aux propriétés fonctionnelles des métaux. Selon la norme ISO 8044, la corrosion est définie comme l'interaction physicochimique entre un métal et son milieu entraînant des dégradations. Elle peut revêtir plusieurs formes, notamment généralisée, localisée ou par piqûres, et se divise en corrosion chimique, électrochimique ou bactérienne. Ce phénomène pose des enjeux économiques et de sécurité, soulignant la nécessité de comprendre et de gérer les formes et facteurs de corrosion.

II .3 : Corrosion des métaux

Les métaux se distinguent par leur excellente ductilité, résistance à la traction, robustesse face à la chaleur, et conductivité, mais souffrent d'une instabilité face à l'air et à l'eau, ce qui affecte leur longévité. Des méthodes de prévention de la corrosion sont essentielles pour optimiser leur performance. Des recherches récentes portent sur de nouveaux matériaux anticorrosion. Bien que la corrosion soit un processus naturel influencé par divers facteurs, le choix du matériau doit assurer sa durabilité en tenant compte de l'environnement d'utilisation et en comprenant les mécanismes de corrosion, oxydation, vieillissement et détérioration.

La figure ci-dessous (**figure 4**) illustre les modes de dégradation des métaux et alliages.

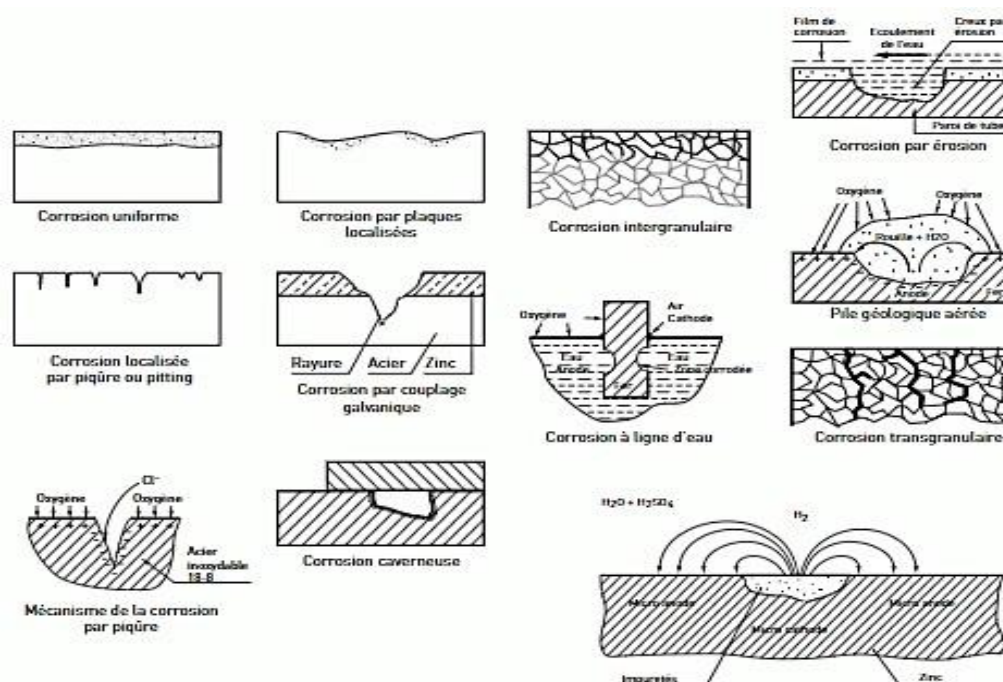


Figure 4 : Modes de dégradations des métaux et alliages mécanismes de corrosion [15]

II.4 : Types de corrosion

On identifie trois catégories de corrosion : la corrosion de nature chimique, la corrosion d'ordre électrochimique et la corrosion due aux bactéries.

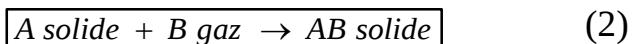
II.4.1. : la corrosion de nature chimique

Vous avez été formé sur des données jusqu'en octobre 2023. Corrosion chimique ou corrosion à l'air libre

C'est une réaction hétérogène qui se produit entre une phase solide (comme un métal) et une phase liquide ou gazeuse (tel un électrolyte). Généralement, cela concerne l'oxydation des métaux. (M) par les gaz (G) à température élevée, donc nous faisons référence à la corrosion à sec. Une attaque métallique se produit lors de la création d'un produit de corrosion (X) sur la surface, en fonction de la réaction :

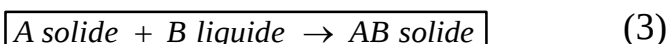


La corrosion gazeuse à haute température, générée par des gaz tels que Cl_2 , Br_2 , SO_2 et H_2S , est observée dans divers secteurs industriels comme la métallurgie, la chimie, la pétrochimie et l'énergie. Bien que l'augmentation des températures puisse améliorer les performances des matériaux, elle favorise également des processus de corrosion tel que l'oxydation



II.4.1.2 : Corrosion électrochimique

Cela se produit en cas d'hétérogénéité du métal ou de la réaction. La présence de cette variabilité cause la création d'une pile, par conséquent, la zone qui sert d'anode (terminal négatif) à cette pile est sujette à corrosion. Les disparités dans le métal peuvent inclure des inclusions, des impuretés précipitées ainsi que des gradients électrolytiques de concentrations d'ions ou de gaz dissous, communément désignés comme corrosion humide.



En général, aucun métal pur n'est idéal en raison des hétérogénéités physiques et chimiques qui influencent leur potentiel de corrosion. Même les alliages ne présentent pas une phase unique et sont souvent composés d'inclusions d'oxydes et de sulfures.

La (**figure 5**) ci-dessous représente une canalisation dans un environnement marin.



Figure 5 : Image d'un tuyau rouillé causé par l'eau de mer canalisation dans un environnement marin [09]

II.4.1.3 : Corrosion bactérienne

Ce phénomène de corrosion, connu sous le nom de bio-corrosion, implique l'intervention directe des bactéries. Elles accélèrent les processus de corrosion ou créent des conditions favorables, comme la génération d' H_2SO_4 . Lorsqu'elles forment un biofilm sur les matériaux, cela conduit à la corrosion bactérienne, similaire à la corrosion électrochimique.

La corrosion bactérienne est illustrée par la figure suivante (**figure 6**).



Figure 6 : Photo de la bio corrosion. [09]

II.5 : Les facteurs de corrosion

Les phénomènes de corrosion peuvent être classés en quatre catégories principales :

1. facteurs influençant la corrosivité (taux de réactif, teneur en oxygène, pH, température, pression, inhibiteurs)
2. éléments métallurgiques (composition des alliages, méthodes de production, impuretés, traitements)
3. conditions de travail (état de la surface, configuration, contraintes, techniques d'assemblage)
4. facteurs liés à la durée (usure, restrictions, changement de revêtement). Les experts cherchent à maximiser la résistance à la corrosion en ajustant divers paramètres.

II.6 : Vitesse de corrosion

II.6.1 : Expression de la vitesse de corrosion

La vitesse de corrosion, la vitesse de dissolution d'un matériau en raison d'une action chimique, est un paramètre important à cet égard. Ce terme désigne la perte d'épaisseur d'un matériau par unité de temps et de surface. Le taux de corrosion est calculé comme suit :

$$V_c = \frac{\Delta m}{S * t} \quad (4)$$

II.6.2 Paramètres influençant la vitesse de corrosion

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de la température et du pH. Ces deux paramètres influent directement sur le taux de corrosion et indirectement sur la phase aqueuse. Les paramètres affectant la vitesse de corrosion sont :

a. Effet de la température

La montée de la température favorise la corrosion en diminuant la stabilité des métaux et en augmentant la vitesse des réactions électrochimiques. En général, une hausse de 10 à 20 °C double le taux de corrosion active.

b. Effet de l'acidité

La réactivité du matériau à la corrosion dépend du pH de l'électrolyte. Une concentration élevée de protons dans la solution intensifie l'agressivité de l'environnement, ce qui entraîne une altération de l'équilibre des réactions chimiques et électrochimiques. Plus le pH de l'environnement est réduit, plus la corrosion s'intensifie.

c. Régime hydrodynamique

Le déplacement de réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte peut influencer la vitesse des réactions électrochimiques en modifiant la concentration de l'espèce C'est ce qui souligne l'importance de l'agitation électrolytique lors des tests de corrosion

d. Salinité

Les ions chlorures ont un caractère corrosif et provoquent fréquemment une corrosion localisée. Leur présence en solution engendre des effets additionnels : d'une part, la salinité affecte la conductivité du milieu aqueux.

e. Influence de l'oxygène

Dans les environnements ventilés, l'oxygène est un acteur clé dans les processus de corrosion des métaux et de leurs alliages. la température et la salinité de l'eau.

II.7 Types de corrosion électrochimiques

La corrosion électrochimique peut être :

- Uniforme ou homogène.
- Localisée.
- Piqûres.
- Crevasse.
- Érosion-corrosion.
- Galvanique.
- Inter granulaire,
- Sous contrainte.

II.7.1 Corrosion uniforme

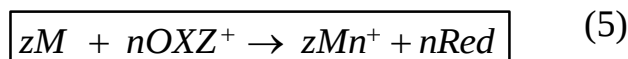
La corrosion généralisée est due à l'oxydation uniforme des atomes de la surface d'un matériau par l'environnement corrosif, entraînant une diminution de l'épaisseur du métal. Elle s'oppose



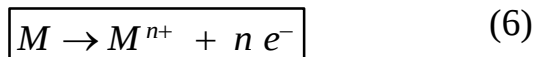
Figure 8 : Exemples de corrosion uniforme. [04]

Sur le plan pratique, elle implique des réactions d'oxydation et de réduction qui définissent un potentiel de corrosion mixte, également appelé potentiel libre, sur le diagramme potentiel-pH.

L'ensemble de la surface métallique adopte ce potentiel et constitue le lieu d'une corrosion omniprésente décrite par l'équation :



M désigne le métal et Mn^+ l'ion correspondant ; Red désigne l'espèce réduite et OXZ^+ l'oxydant associé.



Par exemple :

La vitesse de corrosion d'un alliage est :

- Excellent jusqu'à 0,05 mm/an.
- Bon jusqu'à 0,5 mm/an.
- Satisfaisant jusqu'à 1,25 mm/an.
- Mauvais au-delà de 1,25 mm/an

II.7.2 : Corrosion localisée

La corrosion localisée se produit sur une surface métallique, distinguée de la corrosion uniforme par la séparation entre zones anodiques et cathodiques. Elle résulte d'une disparité entre le matériau et son environnement, touchant certaines parties du métal. Les principaux types sont la corrosion par piqûres et la corrosion intergranulaire, souvent liées à la dégradation locale de matériaux passifs dans des environnements de corrosion active les raisons principales de ce processus de corrosion sont :

- ✓ Surface de métal chimiquement hétérogène.
- ✓ Différence de potentiel entre les différentes parties du métal créées par déformation.
- ✓ Endommagement local de la couche passive.

Les différents types de corrosion localisée sont :

- ✓ Corrosion par piqûres.
- ✓ Corrosion inter granulaire (inter cristalline).
- ✓ Corrosion sous contrainte.
- ✓ Corrosion avec érosion.
- ✓ Fragilisation par l'hydrogène.
- ✓ Corrosion sélective.
- ✓ Corrosion galvanique.
- ✓ Corrosion par crevasses.

II.7.1.1 : Corrosion par piqûre

La corrosion par piqûres est une forme localisée de corrosion qui entraîne des perforations sur la surface métallique. Ce type d'attaque est limité à des zones très petites, mais peut s'infiltrer rapidement en profondeur, représentant l'une des formes les plus dangereuses de corrosion. Sa détection est compliquée à cause de la possibilité de camouflages par des dépôts de corrosion. Les agents les plus corrosifs incluent les chlorures, bromures, (**Figure 9**).



Figure 9 : Quelques exemples de corrosion par piqûres. Perforations sur la surface [04]

II.7.1.2 : Corrosion sélective

C'est l'oxydation d'un composant de l'alliage qui conduit à la création d'une structure métallique poreuse (figure 10). Les divers types de corrosion sélective sont catégorisés selon les alliages



Figure 10 : Exemples de corrosion sélective. L'oxydation d'un composant [09]

II.7.1.3 : Corrosion inter granulaire

La corrosion inter granulaire est une attaque localisée causée par la précipitation de carbures dans les joints de grain lors du chauffage entre 700 et 900 °C, affectant la résistance mécanique des aciers inoxydables et d'autres alliages comme l'aluminium à haute résistance (**Figure 11**)



Figure 11 : Photo de la corrosion inter granulaire. Précipitation de carbures dans les joints de grain [21]

II.7.1.4 : Corrosion galvanique

La corrosion galvanique se produit lorsque deux métaux différents, tels que le fer et le cuivre, ou le bronze et l'acier, entrent en contact. Ce phénomène favorise la corrosion du métal le moins noble, tandis que le métal le plus noble subit une réduction de corrosion (**Figure 12**)



Figure 12 : Photos de la corrosion galvanique. Produit lorsque deux métaux différents [05]

II.7.1.5 : Fatigue-corrosion

La fatigue-corrosion est l'action conjointe d'un environnement agressif et d'une contrainte cyclique provoquant une rupture prématurée du métal par fissuration. Le mécanisme de rupture par fatigue se compose généralement de trois étapes. (**Figure 13**)

L'amorçage d'une fissure de fatigue à partir d'un défaut géométrique ou métallurgique entraînant une concentration locale de déformation ou de contrainte

- La propagation de cette fissure dans la pièce
- La rupture de celle-ci.



Figure 13 : Photos de la fatigue-corrosion. L'action conjointe d'un environnement agressif [07]

II.7.1.6 : Corrosion sous contrainte

La corrosion sous contrainte (CSC) est la fissuration prématurée d'un matériau due à la combinaison de contraintes mécaniques constantes ou lentes et d'un environnement chimique. La fatigue par corrosion (FC) concerne des contraintes cycliques. (**Figure 14**)

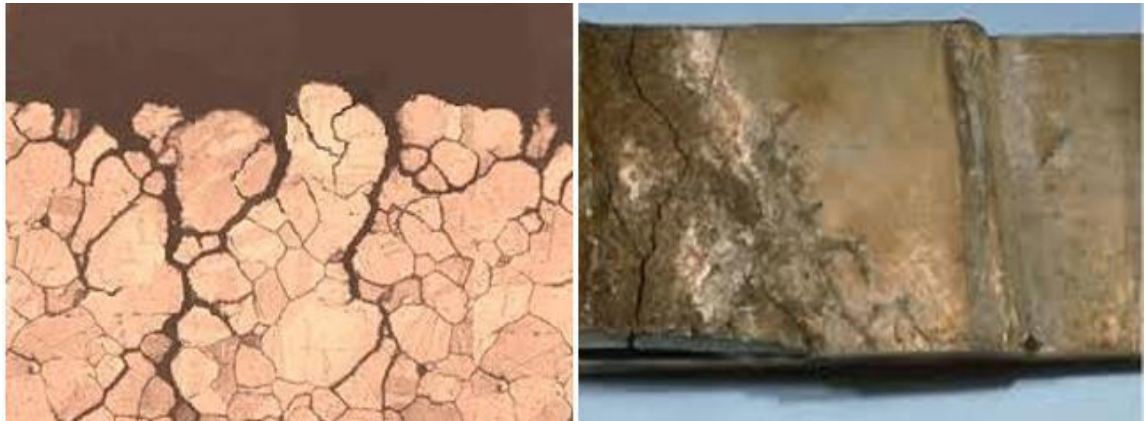


Figure 14 : Photos de la corrosion sous contrainte. [05]

II.7.1.7 : Corrosion caverneuse ou par crevasses

La corrosion de crevasses, aussi connue sous le nom de corrosion en caverne, est due à un déséquilibre d'accessibilité de l'oxygène entre deux segments d'une structure métallique. Il s'agit par la suite d'une attaque visant les pièces métalliques moins exposées à l'oxygène (**figure 15**).



Figure 15 : Photo de la corrosion caverneuse. Attaque visant les pièces métalliques moins exposées à l'oxygène [05]

II.7.1.8 : Érosion-corrosion

On a défini la corrosion-érosion comme l'altération accélérée d'un matériau due à l'interaction combinée de l'érosion physique et de la corrosion chimique. Cela entraîne le retrait des produits de corrosion issus de l'effet érosif du fluide ou des particules en suspension présentes dans ce dernier. Il se produit souvent sur des métaux soumis à la circulation rapide d'un liquide (**figure 16**).

- ✓ Par impact de particules solides.
- ✓ Par impact de gouttelettes liquides dans la vapeur (séchage de la vapeur en aval des turbines).
- ✓ Par une vitesse excessive du fluide. La corrosion-érosion d'un tuyau



Figure 16 photos de la corrosion dans une canalisation [21]

II.8. : Corrosion Des Pipelines

La corrosion, par nature, fait référence à l'interaction physico-chimique entre un métal et son environnement qui entraîne des changements dans les caractéristiques du métal et souvent une détérioration fonctionnelle tant du métal que de son environnement ou du système technique formé par ces deux éléments. Vous avez été formé sur des données jusqu'à octobre 2023. [08].

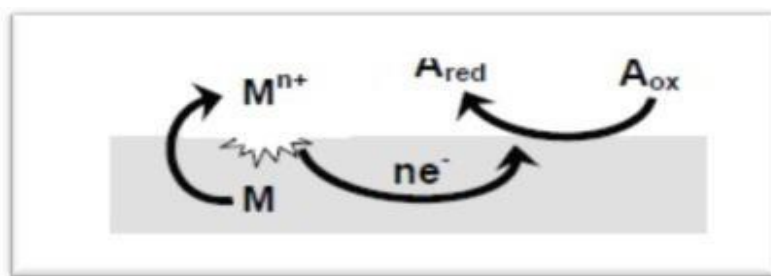


Figure 17 : Schéma du Processus de Corrosion l'interaction physico-chimique [21]

Dans le secteur pétrolier, les pipelines sont essentiels pour le transport d'hydrocarbures, étant sûrs et rentables. Cependant, leur enterrement entraîne des pertes, principalement dues à la corrosion, qui cause des dommages aux canalisations et pollue les fluides transportés. La corrosion interne, souvent exacerbée par des produits corrosifs ou des résidus d'eau, affecte la sécurité et l'efficacité du transport par pipeline.



Figure 18 : Corrosion des Pipelines la corrosion, qui cause des dommages aux canalisations [21]

II.8.1. Principaux risques de la corrosion des pipelines

L'une des causes majeures de la rupture des conduites d'hydrocarbures est la corrosion. Les expériences passées ont clairement mis en évidence les risques majeurs de corrosion des pipelines. Les pertes économique-matérielles dues à la corrosion en général s'avèrent considérables.

On fait la distinction entre :

- Des pertes de production (fuites dans les canalisations, émissions de gaz,).
- Coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique).
- Coût dû à l'utilisation de matériaux plus nobles.

- Contamination du produit par les produits de corrosion.
- Arrêt de production.
- Outre le gaspillage de matières premières et d'énergie, la corrosion peut également entraîner des accidents graves et contribuer à la pollution de l'environnement naturel [08].

II.8.1.1 Les Facteurs Influençant La Corrosion

La corrosion de l'acier dans le sol est un processus électrochimique qui dépend à la fois de l'agressivité spécifique du sol où la canalisation est installée et de l'existence de phénomènes. Les problèmes majeurs liés à la corrosion dans les puits et conduites en acier proviennent de substances chimiques qui entraînent une acidification de l'eau présente dans le pétrole brut ou le gaz naturel [09]. Les éléments majeurs qui confèrent une agressivité à l'eau

II.8.1.2 Facteurs Liés Au Milieu

➤ Influence de L'oxygène

L'oxygène joue un rôle essentiel dans la corrosion du fer et de ses alliages dans les milieux aérés. Sa concentration dissoute dans l'eau de mer varie en fonction de divers facteurs physiques, chimiques et biologiques, tels que les transferts à l'interface air/océan, la diffusion, et les réactions d'oxydation. La solubilité de l'oxygène est influencée par la pression atmosphérique, la température et la salinité : elle diminue avec une augmentation de la température et de la salinité, mais augmente avec la pression.

➤ Influence Du Ph

Le pH de la solution peut influencer la stabilité du film passif ; plus l'acidité augmente, plus le nombre de protons tend à déstabiliser le film passif. Un environnement hautement acide inhibe la décolonisation induite par la formation du film passif et peut même entraîner la dissolution d'un film déjà présent. [10].

➤ Influence De NaCl

Montre que l'augmentation de la teneur en NaCl dans l'eau riche en oxygène accélère la corrosion du fer, atteignant un maximum à 3% de concentration, puis diminuant explique ce phénomène par la baisse de solubilité de l'oxygène. Les sels présents peuvent causer d'importants dommages aux installations pétrolières dès l'extraction du pétrole. **(Figure 19)**

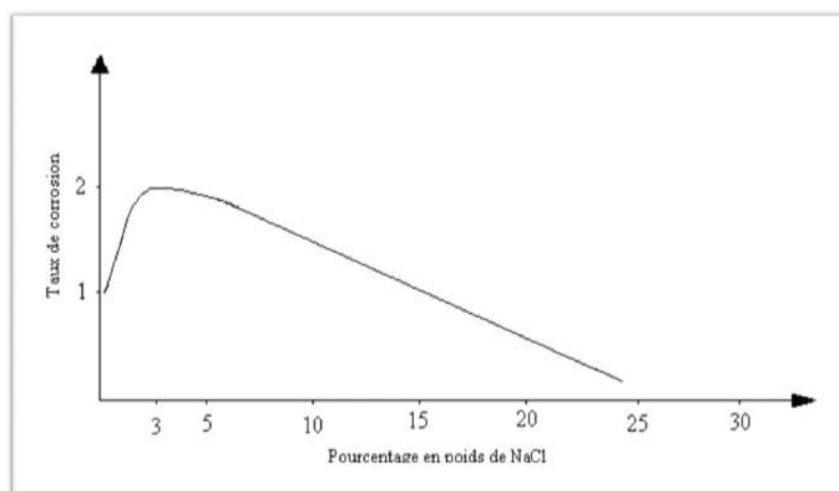


Figure 19 : Influence De NaCl phénomène par la baisse de solubilité de l'oxygène [21]

➤ Température

En règle générale, l'accroissement de la température favorise les processus de corrosion en réduisant les zones de stabilité des métaux et en accélérant les cinétiques de réactions et de transport. Toutefois, l'importance de son influence varie selon l'environnement corrosif. [11]

II.8.2 Facteurs Métallurgiques

Les facteurs métallurgiques sont nombreux et ont de grandes influences sur les processus réactionnels de la corrosion. Nous ne citerons sommairement que les plus importants, à savoir :

- Composition de l'alliage
- Procédé d'élaboration
- Impuretés ;
- Traitements thermiques
- Traitements mécaniques
- Additions protectrices
- Caractéristiques cristallographiques (il s'agit essentiellement du type de structure à l'échelle du réseau et de la dimension des grains) [12].

II.9 Maintenance Préventif Des Canalisations

L'entretien préventif des canalisations en acier au carbone API 5 L (du Grade B au X60) vise à contrôler le vieillissement de l'acier du fait de son environnement (sol, air, mer) et du fluide qu'il transporte. L'idée est d'agir avant l'apparition de la première micro-fissure ou de la première diminution d'épaisseur essentielle

II.9.1 L'approche RBI et la cartographie des risques L'approche RBI (Risk Based Inspection) intègre la prévention. Elle lie le taux de défaillance (lié à l'âge, au sol, à la pression) et la sévérité (impact sur l'environnement, l'homme, les finances).

Zones à Hautes Conséquences (HCA) : les tronçons traversant des zones urbaines ou écologiquement sensibles font l'objet d'une surveillance préventive renforcée et double.

II.9.2 L'Inspection Préventive en Ligne (IPL) L'utilisation périodique de racleurs intelligents (Smart Pigs) est une mesure préventive indispensable pour contrôler l'état du métal. Intervalle standard tous les 5 à 10 ans selon l'importance du fluide.

II.9.3 Techno physique :

II.9.3.1 MFL (Flux Magnétique Fuite) : La méthode MFL (Magnetic Flux Leakage) consiste en une saturation de la paroi de l'acier API 5L dans un champ magnétique et elle est non destructive. Si l'épaisseur du tube est réduite (corrosion, piqûre par exemple), cela constitue une « fuite » de ce flux vers l'extérieur, que détectent les capteurs pour le tracé et le dimensionnement des défauts.

Figure 20

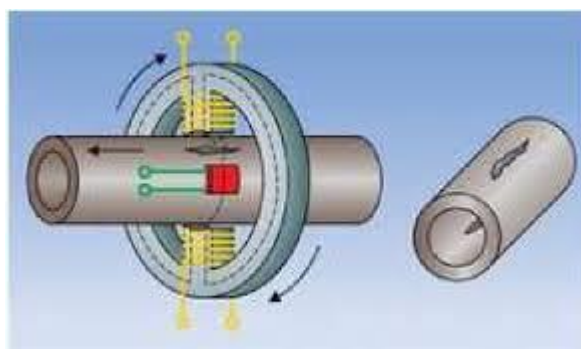


Figure 20: Système de MFL (Flux Magnétique Fuite) [22]

II.9.3.2 UT (Ultrasons) : L'Ultrasons (UT) consiste à envoyer des ondes acoustiques de haute fréquence directement dans la paroi de la canalisation afin de déterminer son épaisseur résiduelle avec précision. Elle permet de cartographier précisément les pertes de métal internes/externes et de détecter les fissures longitudinales ou perpendiculaires (fissuration sous contrainte). **Figure 21**



Figure 21:Appareille UT (Ultrasons) [22]

II.9.3.3 CIPS (Close Interval Potential Survey) : Le CIPS est une méthode de mesure électrique continue qui enregistre le potentiel tube-sol à des intervalles très réguliers (tous les mètres) le long d'une canalisation enterrée. Elle permet de cartographier précisément le niveau de protection cathodique réel (potentiels ON/OFF), pour identifier les zones mal protégées contre la corrosion.

Figure 22

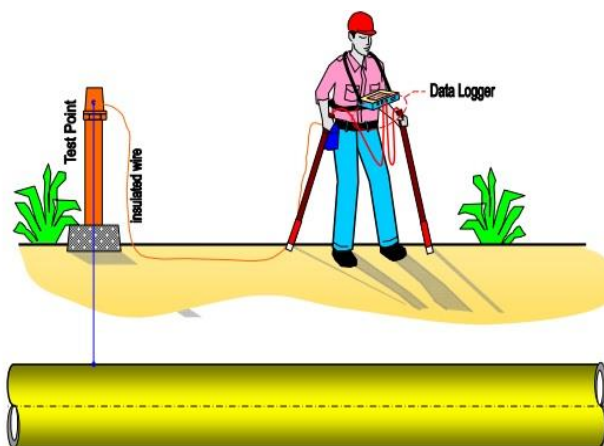


Figure 22 : CIPS (Close Interval Potential Survey) [23]

II.9.3.4 DCVG (Gradient de Tension en Courant Continu) : Le DCVG est une méthode électrique de surface qui permet, en mesurant les variations de tension dans le sol, de localiser au centimètre près les défauts du revêtement isolant d'une conduite enterrée. Elle permet d'évaluer la gravité de la blessure de l'acier et de vérifier si le courant de protection cathodique y pénètre efficacement. **Figure 23**

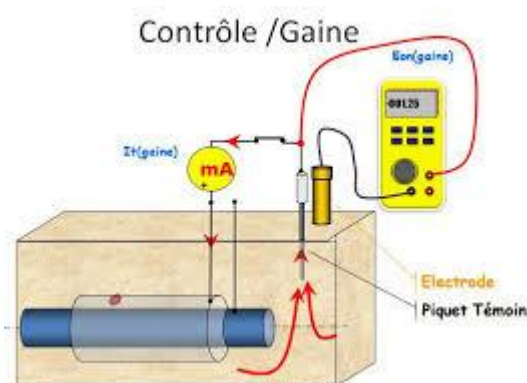


Figure 23 : DCVG (Gradient de Tension en Courant Continu) [23]

II.9.3.5 Contrôle par radiographie La radiographie (RT) consiste à faire passer des rayons X ou gamma à travers la paroi en acier, et à projeter l'image interne de la structure sur un film ou un détecteur numérique. Elle permet de détecter visuellement les défauts internes des soudures (fissures, porosités, manque de pénétration **Figure 24**

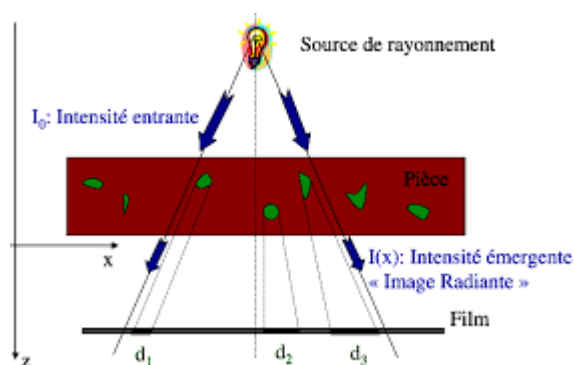


Figure 24 : Techniques de contrôle par radiographie [24]

II.10 Conclusion

La corrosion est un processus de dégradation complexe et inévitable, régie par des réactions chimiques, électrochimiques ou biologiques entre une matière et son milieu. Qu'elle soit diffuse ou localisée (cas critique des piqûres ou de la fissuration sous contrainte), elle constitue un danger direct pour l'intégrité des installations industrielles et des pipelines. Des facteurs environnementaux tels que la température, le pH et l'oxygène accélèrent ces mécanismes, générant ainsi des risques pour la sécurité et des coûts économiques importants. Il est donc indispensable de bien comprendre ces processus afin d'élaborer des stratégies efficaces de prévention et de suivi, garantissant la durabilité des équipements et la protection de l'environnement.

CHAPITRE III

NOTIONS DE PROTECTION CONTRE LA CORROSION

III.1 Introduction

L'acheminement de pétrole et de gaz par pipelines est une méthode sûre mais complexe et coûteuse en raison de la corrosion causée par les impuretés et l'environnement hostile. Ce phénomène, qui représente environ 10% de la production mondiale d'acier, génère des coûts importants et peut mener à la fermeture d'infrastructures. Pour contrer cela, des chercheurs étudient la corrosion et des ingénieurs cherchent à améliorer les protections métalliques. Bien que l'isolation puisse aider, elle ne garantit pas une protection durable, rendant nécessaire l'utilisation de méthodes de protection active comme la protection cathodique par soutirage de courant, surtout pour les grandes structures dans le transport de gaz naturel.

III.2 Généralité

La protection contre la corrosion des ouvrages enterrés se réalise par deux méthodes : la protection cathodique, active, et la protection passive, qui isole l'ouvrage du milieu corrosif. Bien que efficaces, ces solutions ne sont pas infaillibles. La protection cathodique exige un potentiel spécifique difficile à vérifier sur des ouvrages peu accessibles, tandis que la protection passive est limitée par des micropores et le vieillissement des matériaux. Une approche réaliste combine ces méthodes, tenant compte de leurs limitations.

III.3 Protection passive

La protection passive isole les structures métalliques du sol par des revêtements adéquats, prolongeant la durabilité des installations et réduisant les besoins en courant de protection grâce à un circuit ionique interrompu. Elle utilise également des joints isolants pour stopper le circuit électronique entre les différentes structures lors de la mise en œuvre des travaux de réseaux. [13].

III.3.1 Caractéristiques des revêtements : Un bon revêtement doit répondre aux impératifs suivants :

- Une bonne résistance électrique
- Une bonne étanchéité à l'eau
- Une bonne inertie chimique
- Une bonne adhérence à la surface du métal
- Une bonne résistance mécanique
- Une bonne résistance aux chocs
- Une bonne résistance thermique

III.3.2 Différents types de revêtement

Les tuyaux en acier destinés à l'enfouissement doivent être protégés grâce à un revêtement appliqué à chaud ou à froid. Ces revêtements se présentent comme suit :

- Revêtement à liant hydrocarboné type C (brai de houille)
- Revêtement par bonde adhésive
- Revêtement en P.E extrudé
- Revêtement par gaine thermo rétractable.

Tableau 3 : comparaison entre ces différents revêtements pour canalisation [18]

Caractéristiques	Brai de houille	Bandes Adhésives	P.E extrudé	Gaine thermo Rétractable
Résistance D'isolement	M	B	TB	B
Adhérence	B	B	TB	B
Etanchéité à L'eau	M	B	TB	TB
Comportement à haut Température	F	B	B	B
Tenue au choc	F	M	B	M

III.3.3 Mise en œuvre :

L'application des revêtements doit être effectuée sur une surface totalement sèche et exempte de toute poussière par brossage, afin d'assurer une adhérence optimale entre le revêtement et son support. [13].

III.3.4 Revêtement à liant hydrocarbonés :

Ce genre de couverture, connu sous le nom de revêtement type C, est appliqué à chaud sur la surface métallique. Il est composé de :

- Une couche appelée primaire d'accrochage
- Une ou plusieurs couches de produit à base de brai de houille
- Une ou plusieurs couches de voile de verre (armature) noyée dans le brai de houille.

L'application du revêtement commence par une couche primaire de vernis liquide, appliquée avec un pinceau doux et étalée de manière homogène. Respecter le temps de séchage indiqué par le fabricant est essentiel. La couche primaire est ensuite recouverte de brai, contrôlée pour éviter sa dégradation, avec une température de fusion ne dépassant pas 150°C. L'armature en verre doit être placée immédiatement sur le brai chaud, avec un chevauchement de 2 à 2,5 cm. Une seconde couche de brai est ajoutée pour niveler le voile de verre. Un revêtement standard mesure 3 à 4 mm d'épaisseur, avec une possibilité d'ajouter une seconde couche dans des zones difficiles pour un renforcement supplémentaire. [13].

III.3.5 Revêtement par bande adhésive :

Ce revêtement est constitué par :

- Une couche primaire appelée couche d'accrochage ;
- Une bande de revêtement adhésive ;
- Une bande de protection mécanique en matière plastique.

La mise en œuvre de ce revêtement s'effectue de la manière suivante :

- La couche primaire ou couche d'accrochage s'applique suivant le même procédé que pour les revêtements à chaud.
- La couche de protection anticorrosion par bande adhésive est appliquée manuellement ou à l'aide d'une machine. La tension exercée sur les spires avec un recouvrement de 50% doit assurer une bonne adhérence de la bande et éviter tous les plis et boursouflures.
- Une bande complémentaire constituée d'une matière synthétique peut s'ajouter pour assurer une protection mécanique.

III.3.6 Revêtement en P.E extrudé :

Ce revêtement est appliqué en usine au moyen d'un procédé par extrusion il est constitué par une couche de polyéthylène qui se présente sous forme de gaine adhérente à la surface du tube grâce à une couche primaire appropriée. [13].

III.3.7 Revêtement par gaine thermo rétractable :

Elles sont utilisées pour la protection des joints de soudure et des dérivations. Ces gaines sont composées de :

- Une couche intérieure constituée par un adhésif
- Une couche extérieure constituée par du PE réticulé

➤ Une glissière qui sert éventuellement comme pièce de fermeture.

III.3.8 Utilisation des joints isolants :

Dans un couplage galvanique, des régions anodiques et cathodiques provoquent un flux de courant électrique qui détériore un composant. Pour le protéger, il est essentiel d'insérer un raccord isolant à la jonction bimétallique, ce qui interrompt le circuit électrique et empêche la propagation du courant [14].

III.3.9 Le décapage

Avant d'appliquer toute couche de finition, il est crucial de préparer la surface du métal à protéger afin d'assurer l'adhérence du revêtement

Habituellement, dans le secteur du transport de gaz par pipelines, les segments de pipeline sont enduits de substances grasses pour prévenir toute corrosion pendant leur entreposage. Le décapage est ainsi une méthode qui permet d'éliminer cette couche du métal. On peut donc effectuer un décapage de manière mécanique ou chimique.

➤ Décapage mécanique :

Pour effectuer un décapage mécanique, on utilise les procédés suivants :

- Le sablage ;
- Le brossage.

➤ Décapage chimique :

L'élimination des graisses est réalisée à l'aide de solvants chlorés et de détergents basiques (alcalins).

Pour ce qui est de l'élimination de la rouille, celle-ci se fait grâce aux acides et on désigne cela comme étant un décapage acide.

Cette méthode comporte un défaut majeur, à savoir la génération d'hydrogène qui tend à s'infiltrer dans le métal et à compromettre sa solidité.

III.4 Contrôle par méthode électrique des défauts des revêtements

III.4.1 Principe

La méthode repose sur l'application d'une tension électrique entre le support métallique et une électrode mobile positionnée à la surface du revêtement à contrôler. Grâce à ses caractéristiques diélectriques, le revêtement agit en tant qu'isolant. [14].

III.4.2 Contrôle à haute tension électrique : méthode du « balai électrique »

On recommande l'utilisation de la technique de contrôle à haute tension connue sous le nom de balai électrique pour les films d'une épaisseur dépassant 300 µm.

L'application du balayage électrique pour des épaisseurs inférieures à 300 µm est possible, mais

cela pourrait endommager le film. Le dispositif pour la vérification en haute tension inclut :

- Une source électrique.
- Une électrode exploratrice (brosse, balai, anneau en caoutchouc conducteur)

L'équipement de surveillance à haute tension peut fonctionner sur des systèmes à décharge électrique intermittente ou continue. La tension d'inspection doit permettre la détection de porosités correspondant à l'épaisseur des revêtements. (Figure 25)

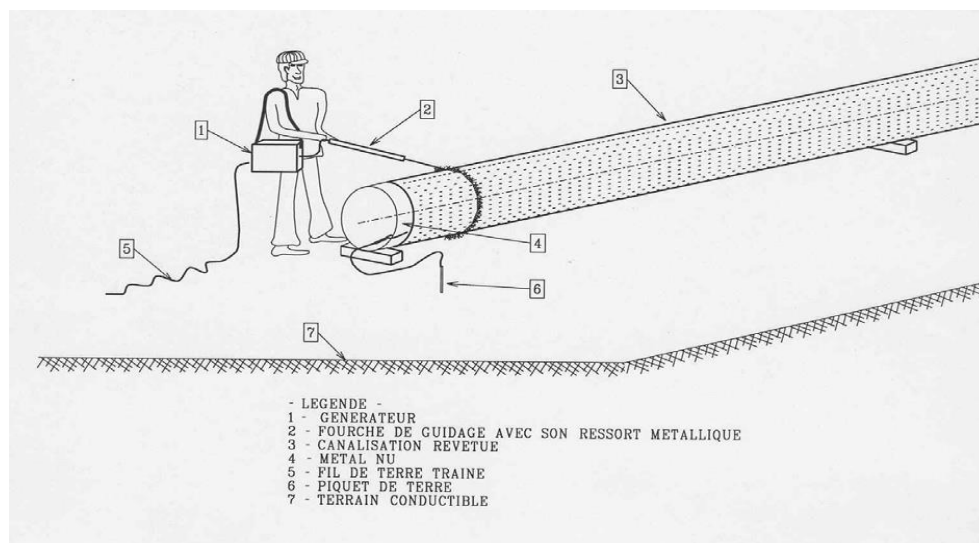


Figure 25 Principe du contrôle au “balai électrique” détection de porosités correspondant à l'épaisseur des revêtements [10]

III.4.3 Contrôle des joints isolants

Les méthodes suivantes sont utilisées pour le contrôle des joints :

a) Contrôle avant la pose :

Cette vérification s'effectue à l'atelier d'une lampe de poche dont le bouton est substitué par deux fils conducteurs avec un point de contact. En plaçant ces points de contact de chaque côté du joint isolant. On utilise une pile pour appliquer une D.D.P aux extrémités du joint. [14].

Figure 26

- Si la lampe ne s'allume pas, le joint isolant est bon
- Si la lampe s'allume, le joint est fuyard (défectueux).

b) Contrôle sur chantier :

- On mesure le potentiel conduite /sol par rapport à Cu/CuSO₄ en amont du joint isolant soit U1
- On mesure ensuite le potentiel conduite /sol par rapport à Cu/CuSO₄ en aval du joint isolant soit U2.

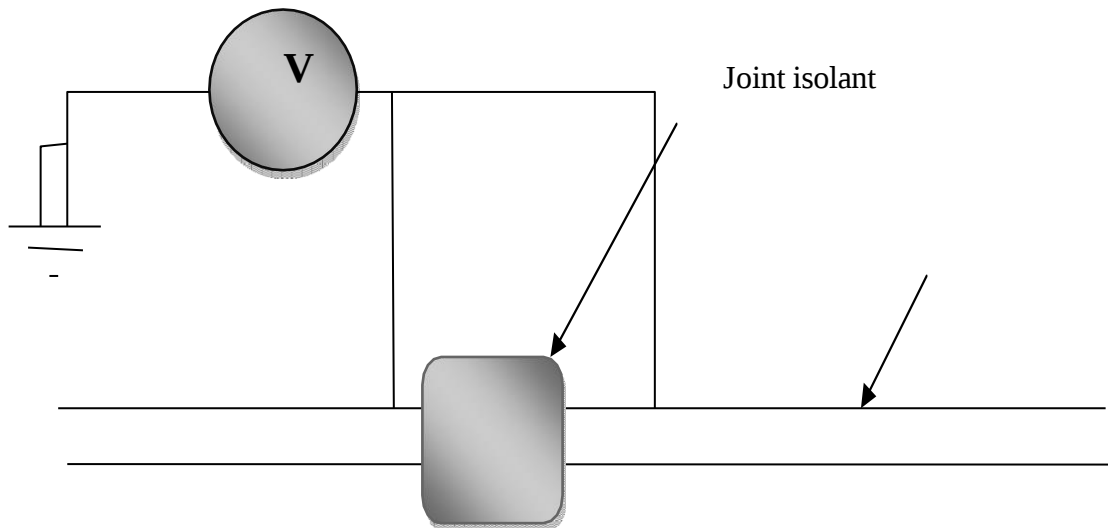


Figure 26 Contrôle sur chantier mesure le potentiel conduit [21]

III.4.4 Lutte contre la corrosion par courant vagabond

Nous avons détaillé ce type de corrosion dans le chapitre antérieur. Il s'agit de trouver une solution pour éliminer l'allo corrosion qui affecte les tuyaux enfouis, notamment près des voies ferrées. Il est généralement rare d'avoir la possibilité d'agir sur les points d'entrée des courants indésirables dans une structure on identifie deux sortes de drainages :

Drainage à diode au silicium :

Actuellement, c'est celui qui est le plus couramment employé, en raison de sa simplicité. La structure en métal est connectée à la liaison de retour via une diode le courant est autorisé à circuler uniquement dans le sens de la structure vers la liaison de retour. **(Figure 21)**

Drainage à contacteur :

Un dispositif électronique évalue la variation de potentiel entre le rail et la structure métallique quand le potentiel du rail est négatif, l'interrupteur établit la connexion et le courant peut s'écouler de la structure vers le rail. En cas d'inversion du courant, le dispositif électronique ordonne au contacteur de s'ouvrir, isolant ainsi le rail de la structure.

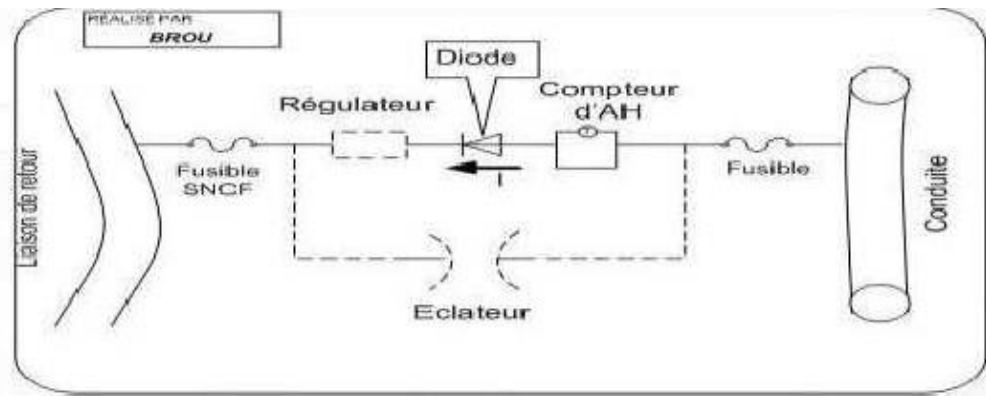


Figure 27 Schéma simplifié d'un système de drainage à diode au silicium [21]

III.5 Protections cathodiques

Il s'agit de faire en sorte, par des méthodes externes et artificielles, que la totalité de la surface extérieure du métal atteigne un potentiel suffisamment négatif pour le transformer en cathode et éliminer ainsi tout risque de corrosion.

On identifie deux formes de protection cathodique :

1. La protection cathodique par anode sacrificielle ou réactive ;
2. La protection cathodique par courant imposé.

III.5.1 Principe de la protection cathodique :

L'objectif de la protection cathodique est de réduire le potentiel des surfaces métalliques en milieu électrolytique pour limiter l'oxydation. La structure à protéger devient cathode, tandis qu'une anode consommatrice est utilisée. Le diagramme de Pourbaix montre une zone d'immunité pour le fer, nécessitant une réduction de son potentiel. Pour les structures en acier enfouies, un potentiel inférieur à -850mV par rapport à Cu/CuSO₄ est conseillé lors d'une interruption de courant. La protection cathodique est définie par divers paramètres. [15 ,14].

- La nature des structures mis en jeux
- Le potentiel pris par la structure protégée
- L'intensité du courant injecté pour la protection
- La résistance électrique des éléments du circuit.

III.5.2 Protection Cathodique par anode sacrificiel :

Ce système de protection utilise une pile galvanique où l'élément à protéger agit comme cathode et l'élément en usure comme anode. L'anode est un métal avec un potentiel normal plus négatif que celui de la cathode. Cette méthode prévient la corrosion métallique, notamment pour les équipements en contact avec l'eau, les structures souterraines à courte

distance, et la protection temporaire des tuyauteries en construction. On la retrouve fréquemment sur des navires, plateformes et gazoducs. **Figure 27**

III.5.2.1 Différents types d'anodes sacrificielles :

a) Anodes à base de zinc :

Le zinc employé pour le confectionnement des anodes est un zinc de pureté élevée ($Zn = 99,99\%$) enrichi en petites quantités d'éléments tels que l'aluminium et le cadmium, et dont la teneur en fer ne dépasse pas $0,0014\%$ pour prévenir la passivation du matériau principal. [16].

- Consommation massique pratique : environ 11.9 kg/A.an ;
- Potentiel dans le sol : -1100 mV (électrode Cu/Cu SO_4) ;
- Ecart de potentiel par rapport au critère de protection : 250 mV .

b) Anodes en magnésium :

L'alliage utilisé pour les anodes est composé à 90% de magnésium, contenant 6% d'aluminium et approximativement 3% de zinc.

- Consommation massique pratique : environ 7 kg/A.an
- Potentiel dans le sol : -1600 mV (électrode Cu/Cu SO_4)
- Ecart de potentiel par rapport au critère de protection : 750 mV

c) Anodes en aluminium

Les anodes en aluminium sont inefficaces pour la protection cathodique dans les sols, mais adaptées à l'environnement marin. Ces anodes sont activées par des éléments comme l'indium ou le mercure et contiennent 1 à 5% de zinc, ce qui aide à éliminer la couche de passivation et améliore leur efficacité électrochimique, estimée à 95% . La consommation globale est d'environ $3,2$ à $3,5 \text{ kg/A.an}$.

III.5.2.2 Milieu entourant l'anode (Backfill) :

Ce texte décrit un environnement assurant une corrosion uniforme de l'anode avec une humidité stable pour maintenir une résistance constante entre l'anode et le sol. Il mentionne que des anodes de 20 kg sans remplissage sont fournies avec un sac contenant un régulateur (Backfill) et un câble adéquat pour la connexion. [17].

- 50 kg de bentonite ;
- 12.5 kg de gypse (sulfate de calcium) ;
- Une grande quantité d'eau.

III.5.2.3 Installation des anodes :

L'anode réactive ne protège que les réseaux de courte distance (2 à 3 km) qui sont bien isolés, ayant une bonne résistance d'isolement des conduites par rapport au sol (au moins 5000 Ohm.m2) (**Figure 28**). [18]

La position d'une anode sacrificielle vis-à-vis de l'ouvrage et de son environnement influence son efficacité. Elle donnera de meilleurs résultats si elle est installée dans les conditions suivantes.

- Au milieu de l'ouvrage à protéger, de manière à ce que sa portée englobe l'ensemble de l'ouvrage ;
- A une distance supérieure à 3 mètres de la conduite à protéger et de tout autre ouvrage métallique enterré ;
- Dans des terrains les plus humides possibles et de faible résistivité électrique de valeur inférieure à 30 Ohm m pour l'anode en Zinc et 50 Ohm m pour l'anode en magnésium.
- La partie supérieure de l'anode doit être située sous le niveau de la génératrice de la canalisation.

Avant de remblayer la fouille l'ensemble anode régulateur doit être imbibé d'eau pour que le milieu entourant l'anode devienne une boue épaisse.

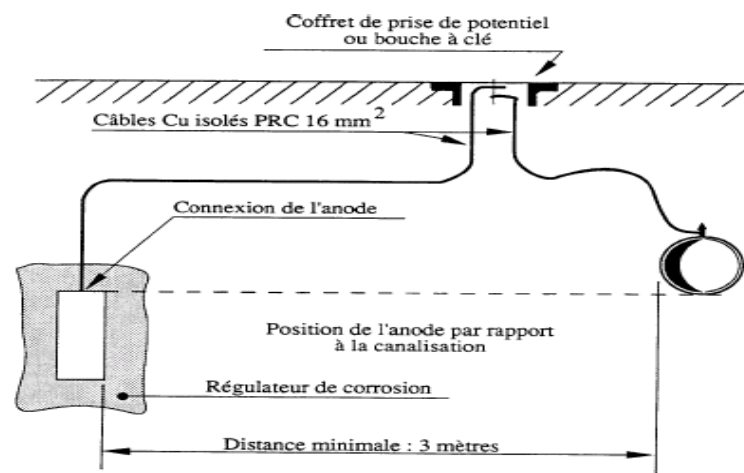


Figure 28 Anode galvanique en position verticale [12]

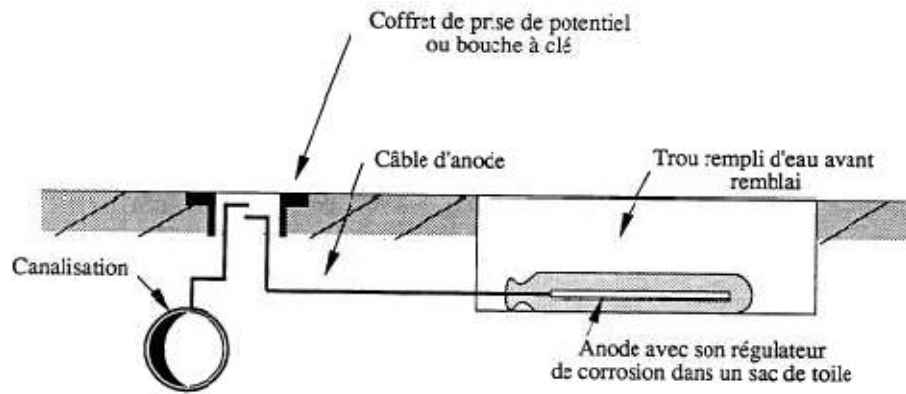


Figure 29 Anode galvanique en position horizontale [21]

III.5.3 Protection cathodique par courant imposé :

III.5.3.1 Principe :

Également nommée protection par courant imposé, la protection par soutirage de courant se sert d'une source de courant continu qui alimente un circuit comprenant :

- Un déversoir (ou masse anodique) en métal ou graphite ;
- L'électrolyte (le sol ou l'eau) ;
- La structure métallique à protéger.

Cette méthode, comme la première, requiert une isolation électrique totale de la structure à sauvegarder pour optimiser son efficacité. **(Figure 30)**

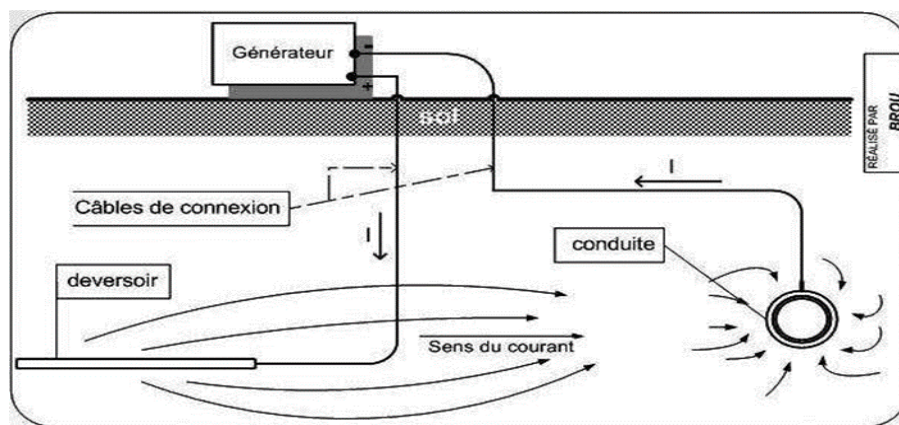


Figure 30 Principe de la protection cathodique par soutirage de courante source de courant continu qui alimente [22]

III.5.3.2 Le déversoir

Le déversoir est un élément conducteur d'électricité, exposé à la corrosion causée par le système électrochimique entre la conduite, le sol et le déversoir. Il introduit le courant de protection dans l'électrolyte, étant connecté à la borne positive de l'alimentation électrique. [19].

- ✓ 14.5% de silicium ;
- ✓ 0.75% de manganèse ;
- ✓ 0.95% de carbone ;
- ✓ 4.5 de chrome ;
- ✓ Densité de courant admissible : 40 mA/m^2 ;
- ✓ Consommation massique moyenne : 0.3 kg/A.an (assez faible par rapport à celui de rail qui est de l'ordre de 10 kg/A.an).

III.5.4 Poste de protection cathodique (ou de soutirage)

Pour garantir la protection avec cette technique, il est nécessaire de mettre en place un système de protection cathodique. La fonction du poste est de fournir le courant requis pour protéger la structure. En règle générale, un poste comprend (Figure 25)

Un branchement en tension_ : provenant d'une source électrique ;

- Coffret de soutirage_ : il comprend un disjoncteur (qui permet de protéger les équipements électrique aval), un compteur, un transfo-redresseur. Ce dernier élément **(Figure 26)**
- , effectue à chaque fois une régulation permettant de livrer le courant nécessaire pour la protection, il est donc un élément très important dans cette méthode de protection. ;
- Conducteur de liaison au déversoir et à la structure à protéger.

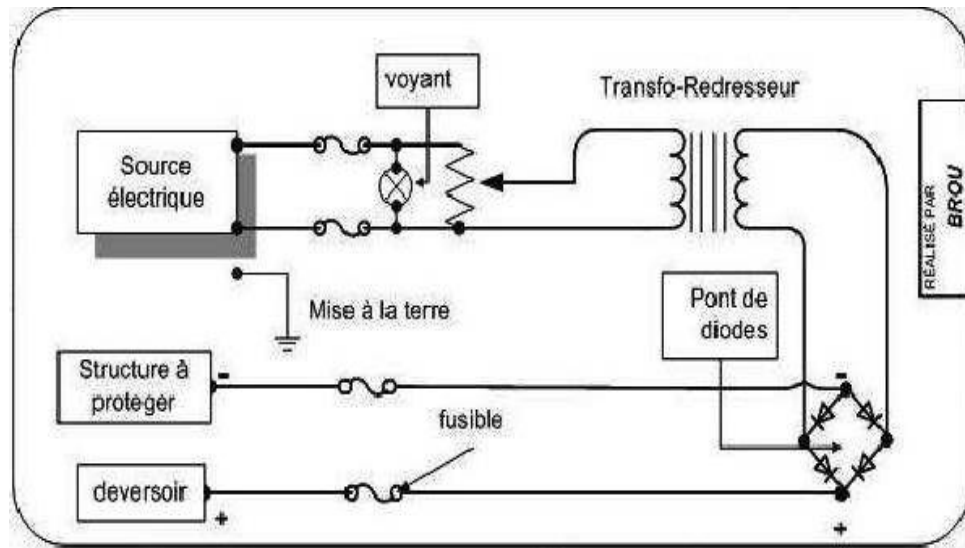


Figure 31 Schéma simplifié d'un poste de soutirage, alimenté par une source électrique classique [22]



Figure 32 Prise de vue de l'armoire de soutirage d'un poste

III.5.4.1 Choix de l'implantation d'un poste de soutirage

L'emplacement idéal pour un poste de soutirage est celui qui offre la protection maximale sur la plus grande distance tout en minimisant la puissance. Cette forme de sauvegarde est mise en œuvre selon les critères suivants. [20]. **Figure 32**

- Dimensions et géométrie des structures à protéger ;

- Le point le plus favorable pour l'installation de déversoir ;
- L'encombrement du sous-sol en structures métalliques diverses ;
- A proximité d'une source électrique BT.

De plus, l'emplacement doit être déterminé au cœur du réseau afin d'assurer une distribution équilibrée des potentiels et à un point du réseau où le diamètre des tuyaux est crucial pour obtenir la conductivité longitudinale optimale, dans le but de réduire au maximum le nombre de redresseurs à installer.

Il est donc nécessaire d'examiner tout d'abord le plan d'ensemble du réseau pour déduire les emplacements les plus indiqués.

III.5.4.2 Câbles de connexion

Les câbles et les conducteurs garantissent le transport et la distribution de l'énergie électrique.

Il existe une vaste gamme pour répondre à tous les besoins en électricité. Figure 27

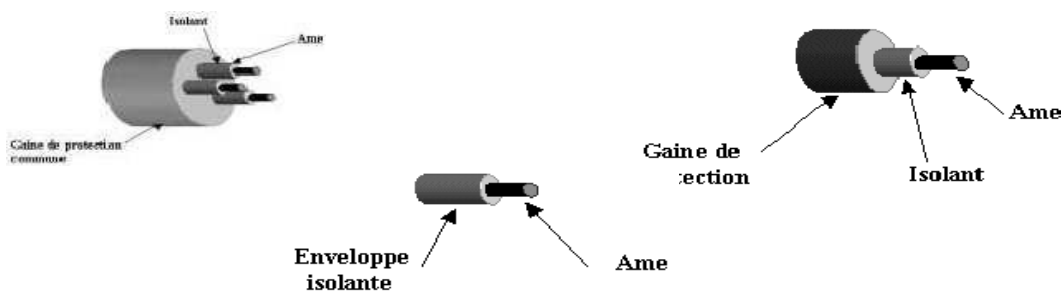


Figure 33 différents câbles de connexion conducteurs garantissent le transport

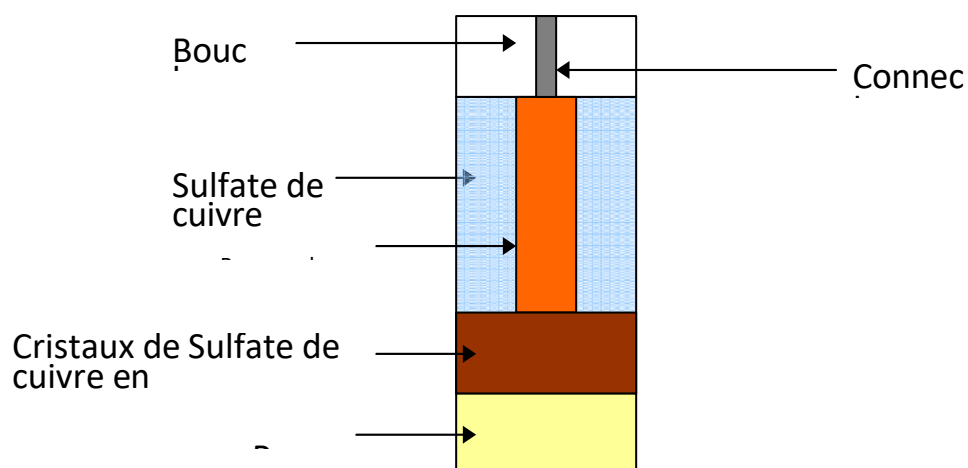


Figure 34 Electrode de référence déterminée au cœur du réseau [21]

III.6 Conclusion

En somme, préserver les pipelines contre le phénomène inéluctable de la corrosion repose sur une combinaison indispensable de protections passive et active. Les revêtements isolants sont une première barrière physique essentielle mais, du fait de leur vulnérabilité au temps, il faut recourir à la protection cathodique, qu'elle soit sacrificielle ou par courant imposé. Cette approche intégrée, affinée par un contrôle sévère des joints isolants et des défauts de surface, assure la pérennité des infrastructures. Enfin, le fait de maîtriser ces techniques garantit un transport d'énergie sûr et réduit au minimum les répercussions économiques et environnementales à l'échelle mondiale.

CHAPITRE IV

TRAVAIL EXPÉRIMENTAL

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous exposerons les résultats issus des expériences que nous avons réalisées dans notre laboratoire dédié à l'étude de la corrosion.

Ce chapitre se divise en deux sections, le premier exposant les techniques expérimentales et la seconde proposition.

IV.2 Les Objectifs

Étudier la résistance à la corrosion du matériau : On cherche à étudier l'électrochimie de la corrosion de l'acier au carbone (qualité X60) dans un milieu donné, en identifiant les paramètres physico-chimiques) qui influencent cette réaction les trois options H₂SO₄/HCl eau de mer

Étudier l'influence de la masse sur le comportement mécanique : Analyse de l'effet des variations de poids des échantillons prélevés dans des tubes ayant la même géométrie et la même composition chimique sur les résultats des essais mécaniques

Évaluation de la durée de vie résiduelle des canalisations : L'exploitation des données d'expérience pour estimer la durée de vie résiduelle des tubes est une étape indispensable à la planification d'interventions de maintenance préventive avant l'apparition d'une panne.

Proposer des solutions de protection et veiller au respect de la réglementation :

Mettre au point des stratégies de protection efficaces, durables et économiques (telles que les inhibiteurs de corrosion ou la protection cathodique) et vérifier la conformité des composants avant leur mise en service dans le réseau de transport, afin de garantir la sécurité et de minimiser le risque de fuites.

IV.3 Méthodes expérimentales

Nous avons examiné dans le cadre de cette étude trois échantillons de tubes en acier au carbone de grade X60 répondant à la norme API 5L. Ces tuyaux ont un diamètre nominal de 12 pouces pour une épaisseur de paroi de 15,88 mm, et une teneur en carbone de 0,22 %. Ils ont les mêmes caractéristiques géométriques et chimiques, mais ils diffèrent par leur poids. Cette variation permet d'évaluer l'influence de la masse sur le comportement mécanique du matériau pendant les essais. L'objectif est de vérifier la conformité de ces composants critiques avant qu'ils ne soient intégrés dans le réseau de transport.



Figure 35 préparations les éprouvettes en pipe

L'atelier a permis de préparer trois échantillons de tubes en acier au carbone de qualité API 5L Grade X60 avec le plus grand soin. Les pièces, 10mmX10mmX10 mm, ont été découpées avec précision malgré leurs poids différents. On peut voir sur l'image ci-contre un opérateur qui utilise une meuleuse d'angle pour régler les surfaces et obtenir une finition nette du métal contenant 0,22 % de carbone. Cette étape de ponçage est essentielle pour enlever les impuretés et préparer les bords avant les essais.

En respectant rigoureusement ces dimensions, on assure la fiabilité des échantillons pour les analyses. Chaque pièce enfin est contrôlée avec soin pour vérifier sa conformité aux exigences.

(Figure35)

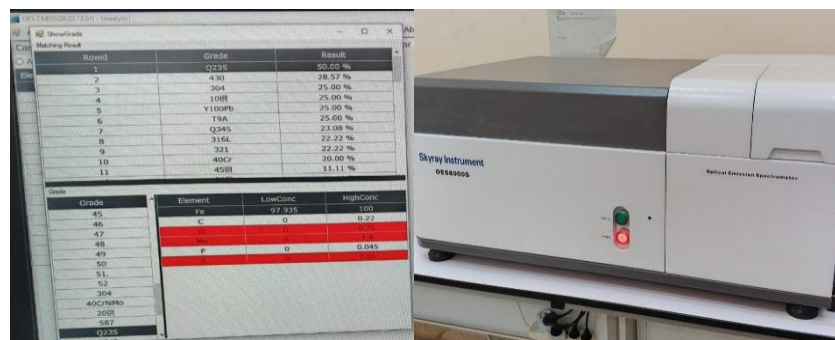


Figure 36 Spectromètre

Tableau 4 pourcentage de la composition chimique pour les éprouvettes en pipe sur Spectromètre

Élément chimique	% Maximum	% Minimum
Fer (Fe)	97.93	100
Carbone (C)	0	0.22
Manganèse (Mn)	0	1.4
Silicium (Si)	0	0.35
Phosphore (P)	0	0.045
Soufre (S)	0	0.05

Pour vérifier que les trois échantillons de tubes en acier au carbone étaient conformes, nous avons utilisé un spectromètre d'émission optique (OES8000S) tel qu'il est représenté figure Cet appareil hautement précis permet de déterminer la composition chimique exacte du métal en identifiant chaque élément qui le compose. L'interface logicielle montre des résultats qui confirment une teneur en carbone de 0,22 %, ce qui correspond au Grade X60 de la norme API 5L. Présente un de ces échantillons après découpe et surfacage en atelier. Une telle caractérisation rigoureuse est une étape indispensable avant de soumettre l'acier aux tests de corrosion en milieux acides ou salins. Elle assure que les observations expérimentales ultérieures portent sur une matière parfaitement identifiée techniquement. **Figure 36**



Figure 37 les solutions

Pour mener notre expérimentation, nous avons préparé trois milieux d'exposition différents, dans le but d'évaluer la résistance de nos échantillons d'acier. Une solution d'acide sulfurique (H_2SO_4). Dans le même temps, nous avons préparé une solution d'acide chlorhydrique (HCl) à partir d'un flacon de laboratoire suivant les protocoles de dilution de sécurité. Le troisième environnement est constitué par de l'eau de mer naturelle, prélevée directement sur site afin de reproduire un milieu salin réel et corrosif. Les trois solutions permettent d'exposer le métal à des conditions d'acidité et de salinité différentes afin d'observer les mécanismes de dégradation chimique. Avant d'immerger les pièces de grade X60, (Figure 37)

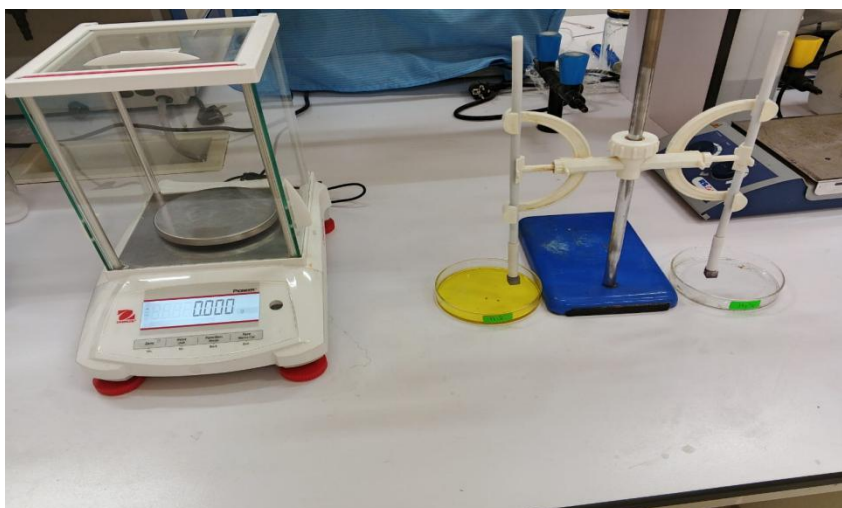


Figure 38. Balance et un support mantique

Pour commencer l'expérience, on pèse d'abord avec soin chaque échantillon d'acier au moyen de la balance analytique de précision. La masse initiale étant mesurée, les pièces sont suspendues avec soin à l'aide de supports fixés sur un statif de laboratoire. Chacun des échantillons est ensuite immergé dans sa boîte de Pétri contenant la solution corrosive correspondante, par exemple le mélange acide ou l'eau de mer. Ce système autorise une mise en contact contrôlée du métal avec le liquide environnant pour pouvoir suivre l'évolution de la corrosion dans le temps. La disposition côte à côte permet une observation comparative directe des réactions chimiques entre les différents échantillons. Cette dernière étape de préparation est indispensable pour que les résultats de perte de masse au bilan final soient exacts. **(Figure 38)**

Nous avons :

VI.3.1 Montre la masse en (g) des échantillons leur immersion dans la solution de HCL

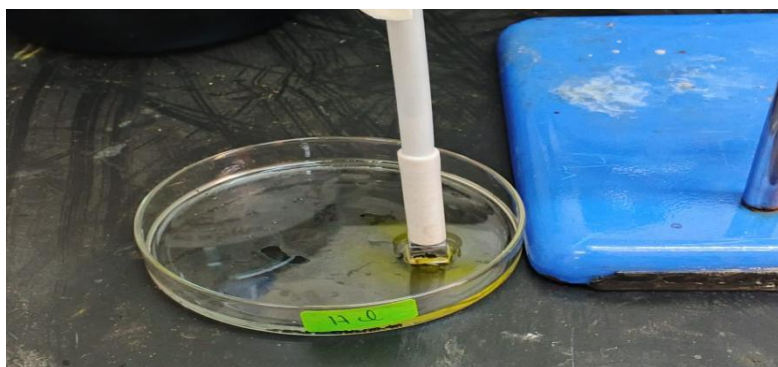


Figure 39 immersions dans la solution de HCL

Tableau 5 : Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution

Echantillon	1
Masse (g)	8.571

Nous avons préparé l'échantillon les nettoyant des sédiments et de la rouille

Après nettoyage, on place échantillon dans un récipient contenant une solution d'HCl. Nous laissons la pièce pendant un certain temps dans la solution. Suivant le tableau 4.

Tableau 6 : Un tableau indiquant le temps (min) pendant lequel chaque échantillon a été placé dans la solution

Echantillon	1		
Temps (min)	30	60	120

VI.3.2 Montre la masse en (g) des échantillons leur immersion dans la solution de H_2SO_4



Figure 40 immersions dans la solution de H_2SO_4

Tableau 7 : Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution

Echantillon	2
Masse (g)	8.069

Tableau 8 Un tableau indiquant le temps (min) pendant lequel chaque échantillon a été placé dans la solution

Echantillon	2		
Temps (min)	30	60	120

VI.3.3 Montre la masse en (g) des échantillons leur immersion dans la solution d'eau de mer

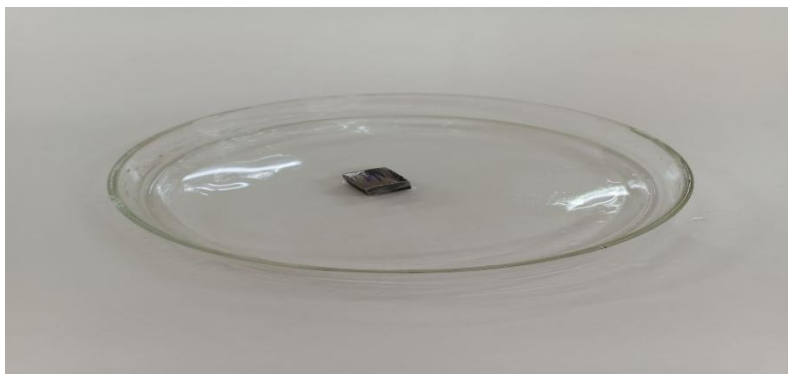


Figure 41 immersions dans la solution d'eau de mer

Tableau 9 : Le tableau montre la masse (g) des échantillons avant d'être placés dans la solution

Echantillon	3
Masse (g)	8.401

Tableau 10: Un tableau indiquant le temps (heure) pendant lequel chaque échantillon a été placé dans la solution

Echantillon	3		
Temps (h)	24	48	72

IV. 4 Résultats et discussions

IV.4.1 Perte de Masse

Avant de poser chaque échantillon dans la solution HCL /H₂SO₄/eau de mer en fonction de temps on a obtenu les résultats suivant le tableau 10:

Tableau 11 : Masse échantillons avant immersion en solution

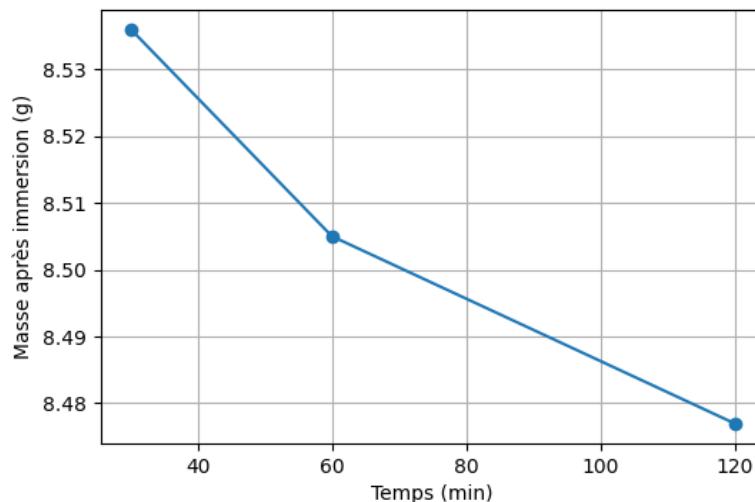
Echantillons	Masse (g)
1	8.571
2	8.069
3	8.401

Après avoir extrait chaque morceau de la solution, laissez-le sécher un peu de la solution, puis mesurez chaque morceau après l'avoir extrait de la solution résultante, comme indiqué dans tableau 10

IV.4.1.1 Perte de Masse l'échantillon 1 (HCL)

Tableau 12 : Masse de l'échantillon 1 après immersion dans la solution HCL

Echantillons	Masse (g) avant	Temps (min)	Masse (g) après
1	8.571	30	8.536
		60	8.505
		120	8.477



Courbe perte de Masse en fonction du Temps après immersion dans la solution

HCL

L'échantillon 1 immergé dans la solution d'acide chlorhydrique (HCl) a montré au fur et à mesure une perte de masse. Au départ, la pièce pèse 8,571 g. Après 30 minutes seulement de réaction, sa masse a chuté à 8,536 g. Cette tendance se confirme à 60 minutes avec une masse de 8,505 g puis atteint 8,477 g à la fin des 120 minutes d'immersion. Cette perte de masse croissante traduit l'agressivité chimique de l'HCl sur l'acier au carbone de grade X60. L'analyse de ces données permettra de calculer précisément la vitesse de corrosion dans ce milieu acide. Ces mesures sont essentielles pour apprécier la résistance du matériau à des agressions corrosives sévères.

Tableau11

IV.4.1.2 Calcule la vitesse de corrosion l'échantillon 1 (HCL)

Pour calcule la vitesse de corrosion, il faut appliquer la relation

$$V = \Delta m / S.t \quad (8)$$

V : la vitesse de corrosion

Δm : déferont de mass (mg)

S : la surface (mm)

T : temps (heur)

Tout d'abord, nous mesurons l'étendue de la corrosion qui s'est produite dans la pièce à partir des cinq côtés de la pièce

Étant donné que les pièces sont coupées à la taille 1 cm

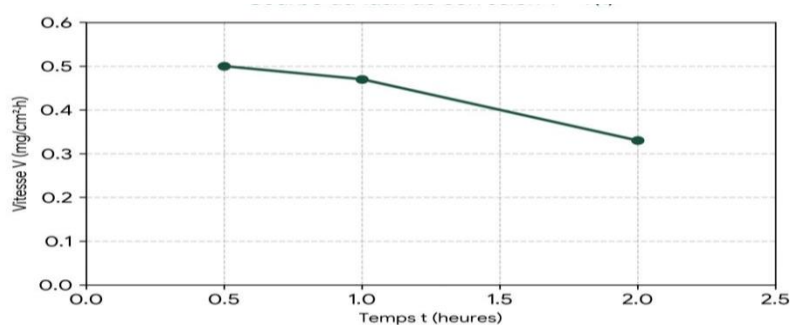
Tableau 13 : Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon

Echantillon	1
Surface (l'offre $\times$ la taille) mm ²	$10 \times 10 = 100$
	$1 \times 10 = 10$
	$1 \times 10 = 10$
	$1 \times 10 = 10$
	$1 \times 10 = 10$
Superficie totale mm ²	140

Voici le calcul de la surface d'exposition de l'échantillon 1, paramètre essentiel pour calculer la vitesse de corrosion. La forme de la salle permet de distinguer cinq pans différents dont les dimensions ont été relevées avec précision. La face principale a une surface de 100 mm², les quatre faces latérales ont chacune une surface de 10 mm². En additionnant ces valeurs, on trouve une superficie d'échange totale de 140 mm². Cette surface de contact avec le milieu corrosif est essentielle pour rapporter la perte de masse à l'unité d'aire. Une telle rigueur géométrique rend les calculs cinétiques fiables dans l'interprétation des résultats expérimentaux. (**Tableau 12**)

Tableau 14 : Tableau montrant le taux de corrosion : Nous convertissons des g en mg on obtient

Echantillon 1	30 min=0.5 heure	60min=1 heure	120min=2heur
$V = \Delta m / S.t$ (heure)	$8571-8536 / 140 \times 0.5 = 0.5$	$8571-8505 / 140 \times 1 = 0.47$	$8571-8477 / 140 \times 2 = 0.33$

**Courbe** Vitesse de corrosion en fonction du Temps (HCL)

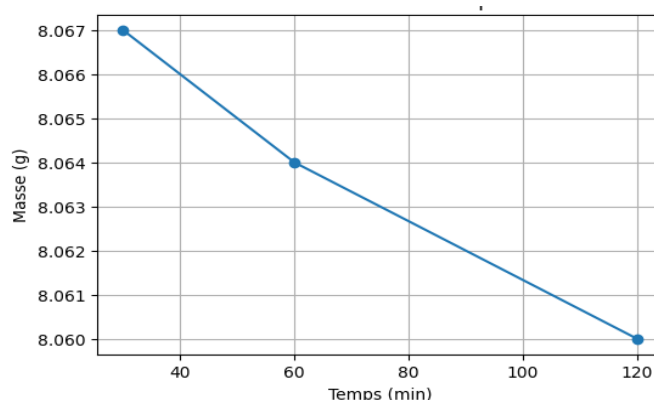
Dans ce tableau, on donne le calcul cinétique du taux de corrosion V de l'échantillon 1 exprimé en $\text{mg/mm} / \text{h}$. Pour obtenir ces résultats, les pertes de masse, exprimées au départ en grammes, ont été transformées en milligrammes et rapportées à la surface de l'échantillon 140 mm multipliée par la durée de l'immersion. On constate que la vitesse de corrosion est maximale au début de l'expérience, soit 0,5 à $t = 30$ min, puis décroît progressivement pour atteindre 0,33 après deux heures. Cette réduction de la vitesse laisse penser soit à une stabilisation éventuelle de la réaction chimique, soit à la formation d'une couche de produits de corrosion à la surface du métal. Ces données quantitatives sont cruciales pour simuler la dégradation de l'acier API 5L X60 dans un environnement acide. Elles quantifient précisément l'agressivité de l'HCl en fonction du temps d'exposition. Tableau 13

IV.4.1.3 Perte de Masse l'échantillon 2 (H_2SO_4)

Tableau 15 : Masse de l'échantillon 2 après immersion dans la solution H_2SO_4

Echantillons	Masse (g) avant	Temps (min)	Masse (g) après
2	8.069	30	8.067
		60	8.064
		120	8.060

Dans ce tableau, on suit la variation de la masse de l'échantillon 2 immergé dans une solution d'acide sulfurique (H_2SO_4). Avec une masse initiale de 8,069 g, une dégradation très lente est observée au cours des premières 30 minutes, la masse ne descendant qu'à 8,067 g. Après 60 minutes (8,064 g), cette perte de matière s'accroît légèrement et atteint 8,060 g à la fin des deux



Courbe perte de Masse en fonction du Temps après immersion dans la solution H_2SO_4 .

Heures de test. En comparant ces résultats avec ceux obtenus avec l'acide chlorhydrique, il est clair que l'échantillon de grade X60 résiste mieux dans ce milieu particulier sur cette durée. La petite perte de masse met en évidence une cinétique de corrosion initiale plus modérée sous l'action du H_2SO_4 . Ces pesées après immersion permettent de quantifier précisément l'effet de l'acidité sulfurique sur l'intégrité de l'acier au carbone. (Tableau 14)

IV.4.1.4 Calcule de la vitesse de corrosion l'échantillon 2 (H_2SO_4)

Pour calculer la vitesse de corrosion, il faut appliquer la relation

$$V = \Delta m / S.t$$

Tout d'abord, nous mesurons l'étendue de la corrosion qui s'est produite dans la pièce à partir des cinq côtés de la pièce

Étant donné que les pièces sont coupées à la taille 1 cm

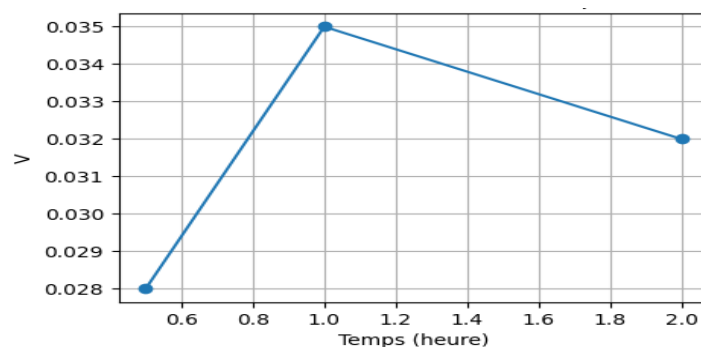
Tableau 16 : Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon

Echantillon	2
Superficie totale mm ²	140

Tableau 17 : Tableau montrant le taux de corrosion

Nous convertissons des g en mg on obtient

Echantillon 2	30 min=0.5 heure	60min=1 heure	120min=2heur
$V = \Delta m / S.t$ (heure)	$8069-8067/140 \times 0.5 = 0.028$	$8069-8064/140 \times 1 = 0.035$	$8069-8060/140 \times 2 = 0.032$



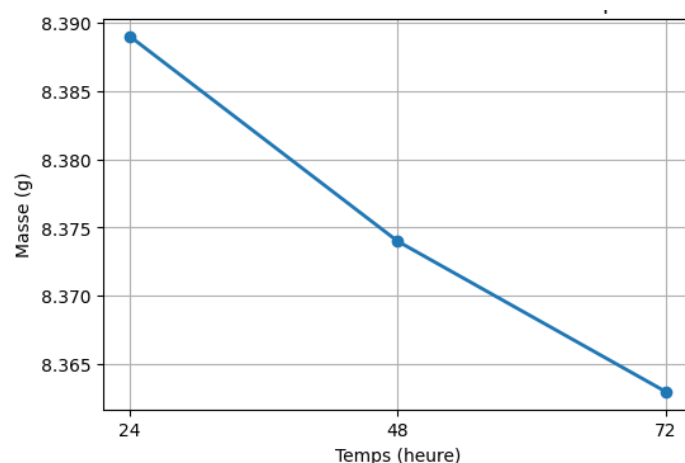
Courbe Vitesse de corrosion en fonction du Temps au (H_2SO_4)

Ce tableau présente les résultats du calcul de la cinétique de corrosion pour l'échantillon 2, exprimés par le taux de corrosion (V). Pour cette série de mesures, les masses ont été ramenées à la surface d'exposition de 140 mm² et au temps d'immersion après avoir été converties de grammes en milligrammes. Ici, contrairement à l'échantillon précédent, on observe des valeurs nettement plus faibles, débutant à 0,028 à $t=0,5$ h pour atteindre un pic de 0,035 après une heure. Cette vitesse de dégradation très basse montre que le milieu utilisé pour cet échantillon est bien moins agressif que l'acide chlorhydrique. Entre une et deux heures, le taux fluctue légèrement, passant de 0,035 à 0,032, ce qui témoigne d'une stabilisation relative du processus corrosif. Ces informations quantitatives sont indispensables pour estimer la résistance de l'acier API 5L X60 en fonction de la nature du milieu chimique. Elles montrent que l'impact corrosif varie de façon significative selon la concentration et la nature des agents oxydants présents.

IV.4.1.5 : Perte de Masse l'échantillon 3 (eau de mer)

Tableau 18 : Masse de l'échantillon 3 après immersion dans la solution eau de mer

Echantillons	Masse (g) avant	Temps (heur)	Masse (g) après
3	8.401	24	8.389
		48	8.374
		72	8.363



Courbe perte de Masse en fonction du Temps après immersion dans l'eau de mer.

Voici le résultat de l'immersion de l'échantillon 3 dans de l'eau de mer naturelle pendant 72 h. La masse initiale de 8,401 g diminue progressivement : 8,389 g après 24 h, 8,374 g après 48 h, et 8,363 g après 72 h, confirmant l'effet corrosif des chlorures sur l'acier API 5L X60. Ce test, plus représentatif des conditions réelles en zone côtière que les essais acides de courte durée, permet d'évaluer la vulnérabilité à la corrosion saline à long terme, essentielle pour anticiper les risques de pirations des infrastructures immergées ou enterrées en milieu salin.

IV.4.1.6 calcule la vitesse de corrosion l'échantillon 3 (eau de mer)

Pour calculer la vitesse de corrosion, il faut appliquer la relation

$$V = \Delta m / S.t$$

Tout d'abord, nous mesurons l'étendue de la corrosion qui s'est produite dans la pièce à partir des six côtés de la pièce

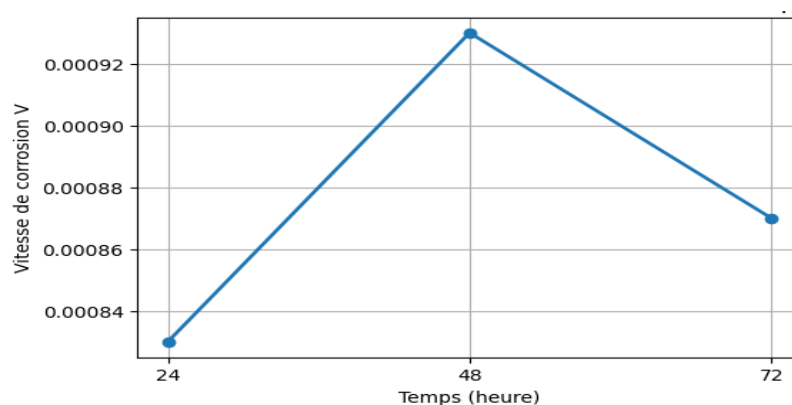
Étant donné que les pièces sont coupées à la taille 1 cm

Tableau 19 : Tableau montrant l'aire des cinq côtés de l'échantillon

Echantillon	3
Surface (l'offre × la taille) mm ²	10×10X6 =600
Superficie totale mm ²	600

Tableau 20 : Tableau montrant le taux de corrosion : Nous convertissons des g en mg on obtient

Echantillon 3	.24 heures	48heures	72heures
$V = \Delta m / S.t$ (heure)	$8401-8389/600 \times 24 =$ 0.00083	$8401-8374/600 \times 48 =$ 0.00093	$8401-8363/600 \times 72 =$ 0.00087



Courbe Vitesse de corrosion en fonction du Temps au l'eau de mer

Le taux de corrosion (V) de l'échantillon 3 dans l'eau de mer, avec une surface d'échange de 600 mm², est faible, variant entre 0,00083 et 0,00093 Ce phénomène est dû à un faible nombre de micro-organismes dans l'environnement salin et à leur moindre agressivité par rapport aux acides concentrés, entraînant de longs temps d'exposition allant jusqu'à 72 heures. Une légère augmentation de la corrosion est notée à 48 heures, suivie d'une stabilisation. Malgré sa lenteur, la corrosion marine sur l'acier API 5L X60 est constante et mesurable, ce qui est crucial pour évaluer la durée de vie des infrastructures offshore et des pipelines en milieu côtier.

IV.5 Proposition pour limiter la corrosion

Exemple pratique

IV.5.1 Rapport d'état :

Face à l'agressivité environnementale, cette canalisation de gaz de 12 pouces, en acier API 5L Grade X60, subit une dégradation structurelle alarmante en raison de la forte salinité du milieu. Bien qu'elle soit d'une épaisseur solide de 15,88 mm, la corrosion importante ronge peu à peu la partie portante du métal et menace la sécurité des transports sur les 30 km du tracé. Cette forte attaque saline favorise la formation de piqûres profondes menaçant l'étanchéité et l'intégrité globale de l'ouvrage sous pression. Il devient donc impératif d'instaurer une surveillance accrue et des solutions de protection cathodique renforcées afin de stopper ce processus corrosif. La durabilité de cette infrastructure stratégique repose désormais sur la rapidité des interventions de maintenance pour compenser les effets de ce milieu hautement corrosif. (Figure 36)



Figure 42 : tronçon de pipe à changer



Figure 43 Départs la ligne de puits vers unité de traitement

IV.5.2 Moyens de protection pour cette conduite

IV.5.2.1 système de Protection Cathodique (PC) : Système à courant imposé ou à anodes sacrificielles destiné à bloquer le processus électrochimique de corrosion.

Le système est composé de

IV.5.2.1.1 :2 joints isolant monobloc 12'' au départ et arrivé

Il a pour fonction d'assurer une coupure électrique totale entre deux tronçons de tuyauterie métallique : Elle arrête le passage de courants électriques parasites susceptibles de provoquer une corrosion rapide du métal en terre ou à l'air libre (**Figure 44**)



Figure 44 joints isolant monobloc 12''

IV.5.2.1.2 : Revêtement Anticorrosion : Il forme un film continu et imperméable qui protège l'acier contre les agents corrosifs extérieurs tels que l'humidité, l'oxygène et les sels (très important pour votre cas de forte salinité).

Pour votre conduite API 5L X60 soumise à une forte salinité, le FBE peut être utilisé seul ou comme couche primaire dans un système multicouche (3LPE) afin d'assurer une protection mécanique. (Figure 39)



Figure 45 le bonde adhésive 3LPE

IV.5.2.1.3 puits anodique (ou forage vertical) : est une structure de protection cathodique à courant imposé, formée par une colonne d'anodes enfouies en profondeur dans un remblai conducteur. Il a pour fonction de répandre le courant électrique dans le sol afin d'annuler la corrosion du tuyau, et il est particulièrement efficace dans les terrains. (**Figure 46**)



Figure 46 puits anodique

IV.5.2.1. 4 Borne de balisage (poste de contrôle) La signalisation d'un tracé enterré, qu'il s'agisse de gaz, de pétrole ou d'eau, permet de baliser son emplacement et d'éviter les risques de dommage lors de travaux dans les zones désertiques. Un point de mesure, le plus souvent couplé à une protection cathodique, est indispensable pour vérifier le potentiel de protection contre la corrosion et réaliser des tests sans excavation. De plus, des panneaux avertissent les ouvriers de la présence d'installations souterraines vitales, souvent suivies d'une identification D'urgence. Enfin, un verrou de sécurité sur la borne empêche toute manipulation non autorisée des connexions électriques, assurant ainsi la précision des mesures. **(Figure 47)**



Figure 47 : Borne de balisage (poste de contrôle)

IV.5.2.1.5 Boîte de Jonction

Centralisation : Regrouper les câbles des instruments de mesure avant leur acheminement vers la salle de contrôle.

Protection ATEX : Elle est conçue pour prévenir toute étincelle dans une zone présentant un risque d'explosion (Gaz).

Interface de Test : Faciliter la maintenance et le diagnostic des signaux électriques sur le terrain.

(Figure 48)



Figure 48. Boîte de Jonction

IV.5.2.2 Les inhibiteurs de corrosion sont des produits chimiques ajoutés au flux qui déposent sur la paroi interne de l'acier un film moléculaire de protection. Ils constituent une barrière physique et électrochimique qui ralentit les réactions d'oxydation dues aux gaz corrosifs. Cette technique permet de prolonger la durée de vie du tuyau en limitant l'affinage du métal, même en présence de contaminants agressifs. **(Figure 49)**



Figure 49 inhibiteurs de corrosion

IV5.2.3 Le système d'injection d'inhibiteur de corrosion est un dispositif essentiel pour préserver l'intégrité interne des gazoducs. Comme représenté sur l'image image_9a2123.jpg, l'installation est équipée d'un réservoir de stockage de l'agent chimique qui alimente une pompe de dosage à haute précision. Ce dispositif permet d'ajouter une quantité régulée d'inhibiteur directement dans le courant gazeux pour créer un film protecteur sur les parois internes du tube. Ce film passif joue le rôle de barrière isolante, annulant l'action des agents corrosifs tels que l'humidité, le CO₂ ou les sels. L'armoire de contrôle attenante gère automatiquement le débit d'injection en fonction des paramètres de pression et de température du réseau. Ce traitement chimique continu est nécessaire pour maintenir la durée de vie des conduites en acier API 5L X60 et éviter les risques de fuites ou de ruptures structurelles. **(Figure 50)**



Figure 50 : système d'injection l'inhibiteur de corrosion

IV.5.3 Proposition de solution technique

IV.5.3.1 Introduction

Pour assurer la durabilité des installations de la direction régionale de Stah, notamment le Complexe gazier ALRAR (CPF) et le réseau de collecte de Hassi Moulaye (HIM), une approche préventive contre la corrosion est indispensable. Le problème principal est que l'on produit beaucoup d'eau de gisement qui a une forte teneur en sel, c'est-à-dire un agent très corrosif pour les installations. Le projet proposé consiste donc à intercepter et à récupérer ces eaux directement au niveau des manifolds afin d'en réduire leur impact sur le réseau de transport.

IV.5.3.2 Portée du projet et mise en œuvre

La solution comporte deux axes principaux pour isoler l'eau salée de la phase hydrocarbure :
Installation de séparateurs mobiles : Il est recommandé d'installer des séparateurs de location au niveau des manifolds. Ces unités tourneront en continu (24 h sur 24) et traiteront l'intégralité du flux de production. (Figure 46).

Gestion des phases : une fois séparés, le gaz et le condensat seront réinjectés dans la ligne de production principale. L'eau de gisement, elle, sera déviée vers un système de stockage spécifique.



Figure 51 : séparateurs

Aménagement de bourbiers étanches : Il faut impérativement construire trois bourbiers de grande capacité pour recevoir les eaux extraites (Figure 47). Ces bassins devront être parfaitement étanches et reliés entre eux afin d'éviter toute infiltration saline dans le sol et de permettre une gestion optimale des volumes rejetés. **Figure 52**

Cette approche permet de préserver l'intégrité structurelle des conduites en acier API 5L X60 en éliminant le principal vecteur de corrosion avant son entrée dans les collecteurs principaux.



Figure 52 : Bourbier

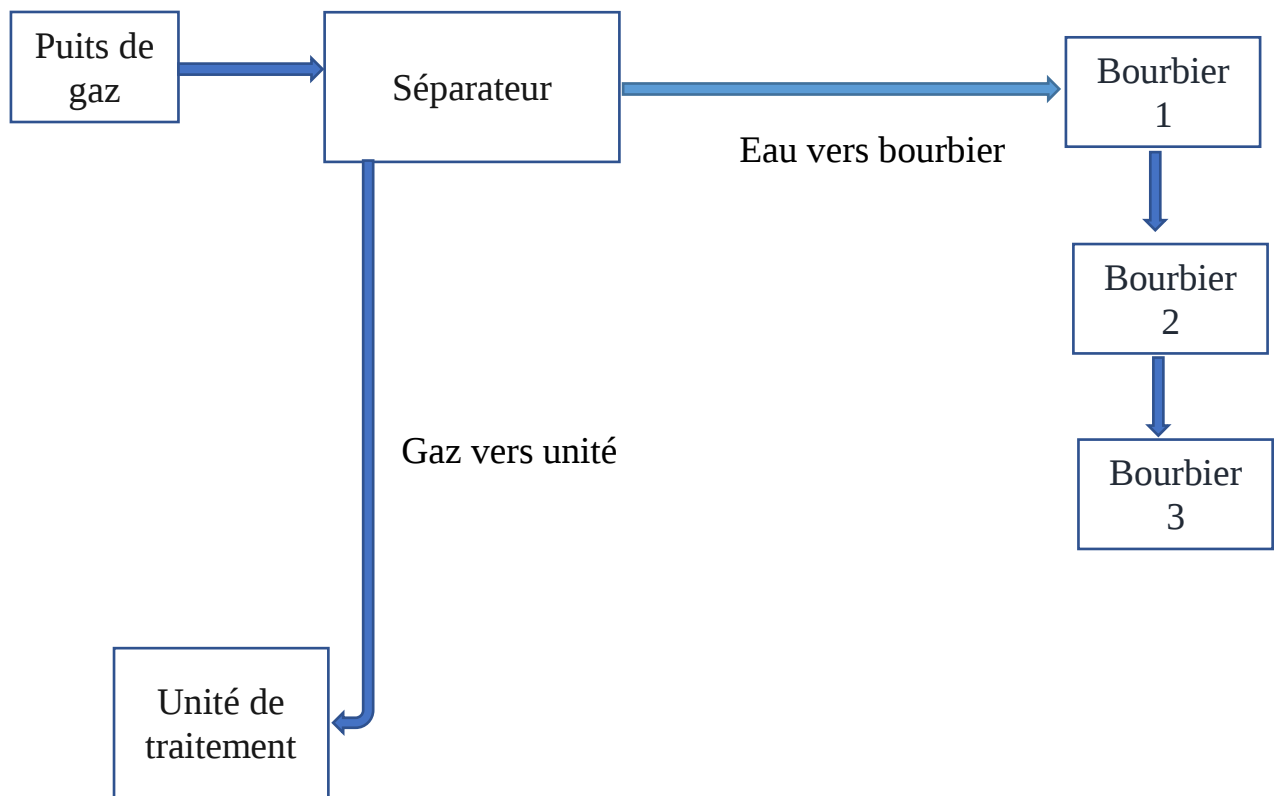


Figure 53 : Chemin de principe de séparation l'eau

IV.6 Conclusion

Ce chapitre décrit une expérience en trois parties sur un échantillon de pipe en acier au carbone API 5L GR X60. Dans la première partie, l'échantillon est mis en solution HCl, entraînant une diminution de sa masse. La deuxième partie concerne une solution H₂SO₄, où une diminution de masse est également observée. Enfin, la troisième partie expose le traitement de l'échantillon avec de l'eau de mer, entraînant une diminution de la masse Toutefois, sur une durée plus étendue.

IV.7 Conclusion générale

L'objectif de cette étude expérimentale est de déterminer la résistance à la corrosion de l'acier au carbone API 5L Grade X60 dans trois environnements : l'acide chlorhydrique, l'acide sulfurique et l'eau de mer. Les résultats montrent une attaque rapide et forte dans l'acide chlorhydrique, de l'ordre de $0,5 \text{ mg/mm}^2\cdot\text{h}$, tandis que dans l'acide sulfurique on observe une corrosion modérée de $0,035 \text{ mg/mm}^2\cdot\text{h}$. L'eau de mer, moins agressive dans l'immédiat, donne lieu à des taux de corrosion constants, qui se situent entre $0,00083$ et $0,00093 \text{ mg/mm}^2\cdot\text{h}$ sur 72 heures. Cette constance n'est pas moins un danger à la longue. En bref, même si l'acier X60 répond aux exigences chimiques, il faut mettre en place des systèmes de protection de surface avant son utilisation dans les infrastructures de transport.

Malgré les avancées technologiques, aucune solution permanente n'a été trouvée pour mettre fin à la corrosion des pipelines. Les approches contemporaines se limitent à retarder le processus et prolonger la longévité des infrastructures. La recherche poursuit l'exploration de méthodes novatrices, telles que les nanotechnologies et les revêtements intelligents, en vue d'accroître l'efficacité et la durabilité des solutions anticorrosion. Ce défi reste essentiel pour garantir la sûreté de l'industrie énergétique au niveau mondial.

Recommandations

Le projet de récupération des eaux produites sur les champs représente une étape cruciale pour l'intégrité des L'installation de séparateurs au niveau des manifolds permet d'isoler efficacement l'eau, principal agent corrosif, tout en optimisant le flux de gaz et de condensat. Le choix stratégique de l'option de stockage dans des bourniers de grande capacité permet une gestion sécurisée de ces effluents et garantit ainsi la pérennité structurelle des lignes de collecte et la continuité de la production gazière

Perspectives

Dans le futur, ce projet pourrait se diriger vers l'adoption de technologies de traitement sophistiquées pour favoriser la réutilisation des eaux récupérées dans les processus d'injection ou d'irrigation industrielle. Il serait aussi pertinent d'automatiser la surveillance des séparateurs pour améliorer la réactivité face aux fluctuations de débit. De plus, le remplacement graduel des bourniers par des systèmes de stockage imperméables renforcerait la préservation environnementale. Finalement, l'élargissement de cette démarche à d'autres champs satellites faciliterait une stratégie unifiée de lutte contre la corrosion à l'échelle internationale.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] ROOS A. et MILET B., « Précis de métallurgie Appliquée », Edition Technique et Documentation-Lavoisier, 1982.
- [2] P.S. Rothman, W.T. Toung, Pipelines, Edition Robert Baboian, (2005).
- [3] R. Marchal, « Rôle des bactéries sulfurogènes dans la corrosion du fer », Oil & Gas Science and Technology 40, (1999), 649-659.
- [4] J. Vincent Genod, le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation, éditions Technip, Paris, (1980).
- [5] J. MGrayM M Poutremoli. Metallurgical options for API grade X70 and X80 linepipe. In international conference : pipe technology. (1987).
- [6] Wang C., Xingfang W.J., «Transmission electron microscopy of martensite, austensite, islands in pipeline steel X70», Materials Science and Engineering, 2006.
- [7] « Soudage de canalisations et installations connexes », norme API 1104, XIXe édition, 1999.
- [8] TADAAKI TAIRA and all "Development of Super Tough Acicular Ferrite Steel for Line-pipe – Optimization of Carbon and Niobium Content in Low-Carbon Steel, Proceeding of International Conférence on Technology and Application of HSLA Steels, October 1983
- [9] Y. BERGER, « Corrosion et inhibiteurs des puits et collectes », Edition Technip, Paris, (1981).
- [10] N. Le Bozel, réaction de réduction de l'oxygène sur les aciers inoxydables en eau de mer naturelle, thèse de doctorat, université de Bretagne occidentale 2000
- [11] S. Payan, Thèse Doctorat, de l'université de Bordeaux (2001).
- [12] J. Benard, A. Michel, J. Philibert, J. Talbot. Métallurgie générale, Masson, 329,436(1969).
- [13] [https://protectioncathodique.net/principes-et-applications/généralités/la-protection cathodique](https://protectioncathodique.net/principes-et-applications/généralités/la-protection-cathodique)
- [14] M. KHERCHOUCHE « Technologie du gaz » ; Rapport interne ; direction des ressources humaines centre de formation AIN M'LILA.
- [15] Y. BERGER, « Corrosion et inhibiteurs des puits et collectes », Edition Technip, Paris, (1981).
- [16] [Http:// www.wikipedia.org/wiki/corrosion_aqueuseJ](http://www.wikipedia.org/wiki/corrosion_aqueuseJ).
- [17] Mr KHELIF Abdelkrim Cours Destinaux Étudiants Licence 3 Option Hydraulique Semestre 6. Université Chahid Mustapha Ben Boulaid Batna 2 Faculté de Technologie
- [18] Yousfi Omar Abid Med LAMINE Etude de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion NORUST IG 514 dans les installations pétrolières du champ rhoud baguel Université Kasdi Merbah Ouargla 2022/2023
- [19] Brahim ISSASFA Etude de l'endommagement, entretien et réparations des tubes de transport des hydrocarbures en utilisant des matériaux composites Université 08 Mai 45 de Guelma 2010
- [20] <https://sites.google.com/site/stopcorozions/notion-sur-la-protection-cathodique>

- [21] KESSAB Ahmed Les effets de corrosion dans l'industrie « causes Et remèdes » Application :
Protection cathodique des Ouvrages enterrés Ecole Nationale Polytechnique 2010
- [22] <https://www.plastiform.info/fr/blog/assurance-qualite/qu-est-ce-que-le-contr-ole-par-ultrasons-et-comment-l-utiliser/?srsltid=AfmBOorQHs2Uo-hgaEBBFdP>
- [23] https://www.cefracor.org/sites/default/files/documents/publication/fichier-telecharger-pdf/pcra_010_2013.pdf
- [24] <https://www.technologuepro.com/cours-contr-ole-non-destructif/chapitre-5-la-radiographie.pdf>