

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



Faculté de Technologie

Département Génie Mécanique

## **Mémoire de Master**

En vue de l'obtention du diplôme de **MASTER** en :

**Filière : Electromécanique**

**Spécialité : Maintenance Industrielle**

### **THEME**

**Etude Expérimentale et Simulation Numérique de Gestion  
des Installations Pétrolières sous l'effet de Phénomène de  
Corrosion**

**Présentée par**

- Mlle. **MEZIANI** Hana

**Promoteur**

- **Pr. CHELLIL** Ahmed
- **Co- Promoteur**
- **Dr. MECHAKRA** Hamza

**Promotion 2023-2024**



## Remerciement

*Je remercie dieu le plus puissant pour m'avoir aidée à élaborer ce travail.*

*Ma gratitude et ma profonde reconnaissance au Professeur CHELLIL AHMED, le chef de département*

*Je tiens à remercier de même Le Professeur, MECHAKRA HAMZA, pour ses conseils avisés et son suivi attentif tout au long de la réalisation de mon mémoire de fin d'études. J'exprime également ma reconnaissance à l'ensemble de l'équipe du service corrosion de la société Sonatrach M<sup>r</sup> FARJHET LAZHARI, BALGACEM RADOUAN, Issam et madame HOUDA pour leur accueil chaleureux et leur collaboration, qui m'ont permis de mener à bien ce travail dans les meilleures conditions.*

*Je remercie particulièrement le personnel du service Corrosion AMINE TAHAR, FATIMA, SIDALI, pour leur aide et pertinentes conseils et excellentes explications qui ont grandement facilité ma compréhension des enjeux et des processus liés à ce projet.*

*Enfin, mes sincères remerciements s'adresse à tous le personnel de la direction de Sonatrach pour m'avoir accueilli au sein de leur groupe et m'avoir offert l'opportunité d'effectuer ce stage enrichissant."*



## Dédicace

*Avec tous mes sentiments de respect, avec l'expérience de ma reconnaissance, Je dédie ma remise de diplôme et ma joie mon paradis, à la prunelle de mes yeux, à la source de ma joie et mon bonheur, ma lune et le fil d'espoir qui qui allumer mon chemin, ma moitié Maman.*

*Celui qui m'a fait une femme, ma source de vie, d'amour et d'affection, à mon support qui était toujours à mes coté pour me soutenir et m'encourager, à mon prince papa.*

*À Mr **CHELLIL Ahmed** et **MECHAKRA Hamza**, mes encadrants, dont les conseils avisés, les orientations précieuses et le soutien constant ont été d'une aide inestimable dans l'élaboration de ce mémoire.*

*À ma grande et unique sœur **RADIA** qui n'ont pas cessée de me conseiller encourager et soutenir tout au long de mes études*

*À mes adorable frères **ABDELMALEK** et **YASSIN**, vous êtes bien plus que des frères, vous êtes mes guides, mes confidentes. Votre présence dans ma vie est un cadeau précieux que je chéris chaque jour. Merci pour votre force, votre soutien et votre amour.*

*À ma famille élargie, à mes tantes, oncles, cousins et cousines, dont le soutien et les encouragements ont été une source de force et de courage.*

*À mes amis, **NIAMA ANISSA SOUMIA ISLEM AKREM BOUCHRA KAMER CHAIMA IMEN AMIRA** qui ont partagé mes joies, mes peines et mes succès. Votre amitié est un trésor que je chérirai toujours.*

*Enfin, je dédie ce travail à toutes les personnes qui m'ont aimée et soutenue, qui ont cru en moi et m'ont encouragée. Votre confiance en moi a été ma plus grande motivation et je vous en suis infiniment reconnaissante."*

**HANA**

**TABLE DES MATIERES**

**1. Présentation de l'entreprise Sonatrach..... 1**

**2. DIRECTION REGIONALE DE HASSI MESSAOUD.....2**

**CHAPITRE I : GENERALITES SUR LA CORROSION DES INSTALLATIONS  
PETROLIERES**

2. DIRECTION REGIONALE DE HASSI MESSAOUD..... 2

2. DIRECTION REGIONALE DE HASSI MESSAOUD ..... 4

I.1 Introduction ..... 9

I.2 Définition de la corrosion ..... 9

I.3 Les types de corrosion ..... 9

I.3.1 Corrosion électrochimique ..... 10

I.3.2 Corrosion chimique (sèche) ..... 10

I.3.3 Corrosion biochimique ..... 10

I.4 Formes de corrosion ..... 11

I.4.1 Corrosion généralisée ou uniforme ..... 11

I.4.2 Corrosion localisée ..... 11

I.5 Les facteurs de la corrosion ..... 13

I.6 Lutte de corrosion ..... 14

I.7 Méthode d'étude de la corrosion..... 14

I.7.1 Méthodes électrochimiques ..... 15

I.8 Conditions d'utilisation..... 16

I.9 Définition des inhibiteurs..... 16

I.9.1 Classification des inhibiteurs ..... 16

I.9.2 Tracés des courbes de polarisation..... 18

I.10 Conclusion ..... 18

**CHAPITRE II : CONTROLE DE LA CORROSION DANS LES BACS DE  
STOCKAGE ET PIPELINES**

## **TABLE DES MATIERES**

---

II.1	Introduction.....	20
II.1	Le principe général du CND .....	20
II.2	Les différents types de contrôle les plus utilisés.....	20
II.2.1	Le contrôle non destructif .....	20
II.3	Conclusion .....	31
<b>CHAPITRE III: MOYENS ET METHODE EXPERIMENTALE DE PROTECTION</b>		
III.1	Introduction.....	32
III.2	Moyens de protection contre la corrosion.....	32
III.3	Protection contre la corrosion .....	33
III.3.1	Protection par revêtements .....	33
III.3.2	La protection cathodique .....	34
III.4	Les inhibiteurs de corrosion.....	36
III.4.1	Propriétés des inhibiteurs .....	36
III.5	Utilisateurs industriels fréquents.....	37
III.6	Les Classes d'inhibiteurs .....	37
III.7	Techniques expérimentales pour L'analyses de la corrosion .....	38
III.8	La méthode MONITORING :.....	39
III.9	Conclusion .....	40
<b>CHAPITRE IV: ETUDE EXPERIMENTALE DU CONTROLE DE LA CORROSION DES BACS DE STPCKAGE ET PIPELINE DES LE TRANSPORT DE HYDROBURES VERS LES RAFFINERIES</b>		
IV.1	Introduction.....	41
IV.2	Contrôle de la corrosion des bacs de stockage hydrocarbure et pipeline de transport de pétrole vers les unités de traitements.....	41
IV.2.1	Cas des bacs de stockage hydrocarbures .....	41
IV.2.2	Contrôle des épaisseurs par Ultrason .....	47
IV.3	Cas de pipeline de transport de pétrole vers les unités de traitements.....	50
IV.3.1	Contrôle de la ligne de collecte de diamètre 8" MD 575 vers MFD W4 par Ultrason50	

IV.3.2	Contrôle de la ligne de collecte de diamètre 8" MDZ 575 vers W4 par LRUT..	53
IV.3.3	Résultats et conclusion .....	57
<b>CHAPITRE V: SIMULATION NUMERIQUE DES EFFETS DE LA CORROSION</b>		
V.1	Introduction.....	59
V.2	Description du modele .....	59
V.2.1	Module PART .....	60
V.2.2	Condition initial et charges (module LOAD).....	61
V.2.3	Analyse numérique par MEF .....	62
V.2.4	Maillage de pipeline (Mesh PART) : .....	62
V.2.5	Résultats de la simulation (Module VIZUALISATION) :.....	62
V.3	Résultats de la simulation .....	63
V.3.1	Résultats de la Contrainte.....	63
V.3.2	Résultats des déplacements: .....	65
	Conclusion .....	66
	Conclusion générale.....	65
	<i>Références Bibliographiques</i> .....	<b>69</b>
	Annexes.....	70

## LISTE DES FIGURES

---

Figure I.1 : Situation géographique de Hassi Messaoud -----	1
Figure I.1.Schéma de la corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal [11] -----	11
Figure.I.2. Corrosion sous contrainte [16] -----	13
Figure I.3.Courbes intensité-potential et E-log i relatives au métal M dans une solution contenant Red/Ox -----	15
Figure I.4.Courbe de polarisation $I=f(E)$ [28] -----	18
Figure II.1.Schéma du principe général de CND -----	20
Figure II.2.Les types de contrôle non destructif CND -----	21
Figure II.3.Principe du ressuage-----	23
Figure II.4.Principe de la magnétoscopie -----	23
Figure II.5.Principe de la radiographie -----	24
Figure II.6. Principe des ultrasons-----	25
Figure II.7.Principe du CND par courant de Foucault -----	26
Figure II.8.Principe CND par émission acoustique-----	27
Figure II.9.Principe de la thermographie. -----	28
Figure II.10.Photographie des palpeurs de LRUT installés sur tube -----	30
Figure II.11.Photographie de l'appareil MFL -----	30
Figure III.1.Schéma du Principe de la protection cathodique anode sacrificiel -----	35
Figure IV.1.Photographie du bac de stockage-----	42
Figure IV.2.Plaque Signalétique-----	43
Figure IV.3.Le Fond du bac de stockage RSB -----	45
Figure IV.4.Scan du Fond du bac et numérotation des tôles -----	45
Figure IV.5.Schéma des zones affectées du fond du bac de stockage RSB-----	46
Figure IV.6.Histogramme des discontinuités détectées sur les tôles du fond-----	46
Figure V.1.Photo pipeline avec phénomène de corrosion interne. (a) : Corrosion biologique (interne) ; (b) : éclatement pipeline -----	60
Figure V.2.Le logiciel abaqes -----	60
Figure V.3.Géométrie et le modèle de pipeline en volume. -----	61
Figure V.4.Conditions aux limites et charges.-----	61
Figure V.5.Le module MESH-----	62
Figure V.6.Contrainte de mises-----	63
Figure V.7.Vue des distributions des Contraintes dans les axes principaux, (a) : selon l'axe X ; (b) : selon l'axe Y et (c) : selon l'axe Z.-----	64

## **LISTE DES FIGURES**

---

Figure V.8.Pression interne sur le défaut de corrosion. -----	64
Figure V.9.La zone d'éclatement prévue. -----	64
Figure V.10.Déplacements de la zone défectueux. -----	65
Figure V.11.Vue des déplacements dans les axes principaux, (a) : selon l'axe Y ; (b) : selon l'axe Z-----	65

**LISTE DE TABLEAUX**

Tableau 0-1.Les principaux facteurs de corrosion [2]..... 13

Tableau II-1.Les symboles pour les méthodes de CND..... 21

Tableau IV-1. Résultats de contrôle visuel au niveau de Bac .....43

Tableau IV-2.Photographie des zones dégradées des tôles du fond du bac de stockage ..... 44

Tableau IV-3.Nombre de discontinuités trouvées sur les tôles du fond de bac .....46

Tableau IV-4.Résultats de mesures d'épaisseur UTM aux niveaux des obstacles .....48

Tableau IV-5.Les mesures d'épaisseurs UTM de la Zone Critique .....48

*Tableau V-6.Résultats de mesures d'épaisseur au niveau des indications trouvées par contrôle  
MFL.*

.....

.....49

## **Résumé**

Cette étude approfondie se concentre sur l'application de la protection cathodique dans l'industrie pétrolière et gazière, en particulier pour prévenir la corrosion dans l'infrastructure de Sonatrach. La recherche couvre divers aspects des systèmes de protection cathodique, de leur conception à leur optimisation, en passant par l'évaluation de leurs performances. Les facteurs clés influençant l'efficacité de ces systèmes ; tels que la résistivité du sol, l'intégrité du revêtement et les interférences des courants parasites ; sont analysés en détail via de mesures in situ, des expériences en laboratoire et des simulations.

L'étude examine également l'applicabilité et l'efficacité des méthodes de détection et d'inspection de la corrosion ; comme la technologie MFL (Magnetic Flux Leakage) et les tests ultrasoniques (LRUT) ; dans le cadre des efforts de protection de l'entreprise. Ainsi, nous proposons des expériences de laboratoire visant à améliorer la qualité des outils de mesure approuvés par le Département de la protection cathodique du district de Hassi Messaoud.

**Mots clés :** Protection cathodique ; Corrosion ; Anode ; Courant électrique ; pipelines ; inhibiteurs et les structures métalliques.

## **Abstract**

This in-depth study focuses on the application of cathodic protection in the oil and gas industry, particularly for preventing corrosion in Sonatrach's infrastructure. The research covers various aspects of cathodic protection systems, from their design to optimization, including the evaluation of their performance. Key factors influencing the effectiveness of these systems, such as soil resistivity, coating integrity, and stray current interference, are analyzed in detail through in-situ measurements, laboratory experiments, and simulations.

The study also examines the applicability and effectiveness of corrosion detection and inspection methods, such as Magnetic Flux Leakage (MFL) technology and Long-Range Ultrasonic Testing (LRUT), within the company's protection efforts. Accordingly, we propose laboratory experiments aimed at improving the quality of measurement tools approved by the Cathodic Protection Department of the Hassi Messaoud district.

**Keywords:** Cathodic protection; Corrosion; Anode; Electric current; Pipelines; Inhibitors and metallic structures

## ملخص

تركز هذه الدراسة المعمقة على تطبيق الحماية الكاثودية في صناعة النفط والغاز، وخاصة لمنع التآكل في بنية شركة سوناطراك. تغطي الأبحاث جوانب مختلفة من أنظمة الحماية الكاثودية، من تصميمها إلى تحسينها، بما في ذلك تقييم أدائها. يتم تحليل العوامل الرئيسية التي تؤثر على فعالية هذه الأنظمة، مثل مقاومة التربة، وسلامة الطلاء، وتداخل التيارات الضالة، بالتفصيل من خلال القياسات في الموقع، والتجارب المعملية، والمحاكاة.

كما تدرس الدراسة قابلية تطبيق وفعالية طرق اكتشاف التآكل والفحص، مثل تقنية تسرب التدفق المغناطيسي (MFL) واختبارات الموجات فوق الصوتية طويلة المدى (LRUT)، في إطار جهود الشركة للحماية. وبناءً على ذلك، نقترح تجارب معملية تهدف إلى تحسين جودة أدوات القياس المعتمدة من قبل إدارة الحماية الكاثودية لمنطقة حاسي مسعود.

**الكلمات الرئيسية:** الحماية الكاثودية؛ التآكل؛ الأنود؛ التيار الكهربائي؛ خطوط الأنابيب؛ مثبتات والهياكل المعدنية

### 1. Présentation de l'entreprise Sonatrach

Sonatrach est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique, elle a été créée en 1963 pour être l'instrument de l'état, dans le secteur pétrolier aux côtés des compagnies françaises de pétrole. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Sa restructuration, en 1981 lui a permis de créer de nouvelles entreprises (NAFTAL, ENTP,...), afin d'élargir son secteur d'activités et de donner une meilleure maîtrise à la gestion de l'entreprise pétrolière.

Avec un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de \$ US, réalisé en 2010. Sonatrach est classée première compagnie en Afrique et douzième compagnie dans le monde. Elle est également quatrième exportateur mondial de GNL, troisième exportateur mondial de GPL, et cinquième exportateur de Gaz Naturel.

#### a. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 Km au Sud Est d'Alger et à 350 Km de la frontière ALGERO-TUNISIENNE. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km avec une surface imprégnée d'huile d'environ 2000 Km<sup>2</sup>.

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie (LSA) :

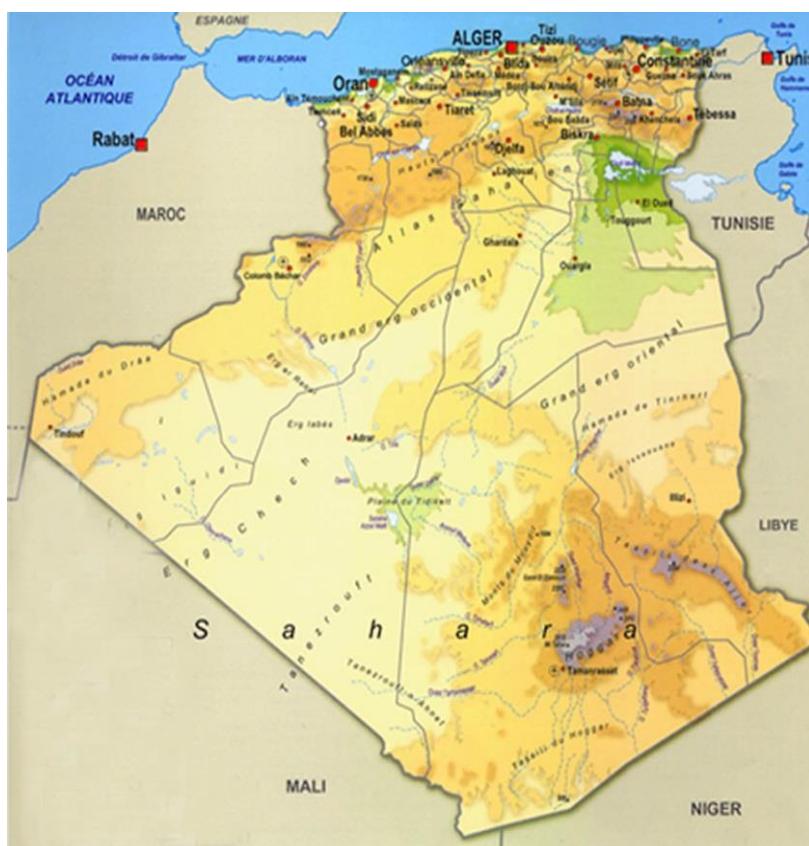


Figure 0.1 : Situation géographique de Hassi Messaoud

### **b. Historique de la découverte de gisement:**

Le 15 janvier 1956, la SN.REPAL a amorcé le premier forage du puits appelé MD1, non loin du puits chamelier de HASSI-MESSAOUD.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence à 3338 m de profondeur des grés d'âge Cambrien productifs de d'huile.

Mai 1957, la C.F.P.A confirmait l'existence d'un important gisement par le forage des puits OM1 situé à 07 Km au NNW.

Depuis sa découverte à ce jour, le gisement de HASSI-MESSAOUD compte environ 1330 puits dont la majeure partie est représentés par des puits producteurs d'huile. L'autre partie est constituée de puits injecteurs de gaz ou d'injecteurs d'eau pour le maintien de la pression de gisement en vue d'une récupération optimale d'huile. Il existe aussi des puits fermés pour débit très faible, mais ceux-ci font actuellement l'objet de reprise en forage dévié. Le gisement de HASSI-MESSAOUD était scindé en (02) deux parties :

- Le champ Nord (ex CFP (A)).
- Le champ Sud (ex SN REPAL).

Le 24 /02/1971, ces (02) deux concessions ont nationalisées par l'état Algérien et sont exploitées à ce jour par l'entreprise nationale SONATRACH.

Du point de vue production, le champ de HASSI-MESSAOUD a été subdivisé en zones de production relativement indépendantes l'une de l'autre et sont au nombre de 25. Chacune de ces zones correspond à un nombre de puits communiquant entre eux.

La stratégie de développement en cours mise en place par l'entreprise SONATRACH pour le champ de HASSI-MESSAOUD est axée sur les forages de puits horizontaux et le reprise en short radius d'anciens puits dont le débit est faible ou sec, comme mentionné plus haut.

Le nombre de forage horizontaux est d'environ 122 puits.

Les deux (02) derniers puits verticaux forés sur le champ de HASSI-MESSAOUD sont :

- OMO243 (15/10/01) – champ Nord
- Md531 (02/02/01) – champ Sud

### **c. Différentes installations pétrolières avec leurs capacités:**

- Complexe industriel Sud CIS
- Complexe industriel Nord CINA
- 05 Satellites Sud (E1C – E2A – S1A – W2A)

## **PRESENTATION DE L'ENTREPRISE**

---

- 09 Satellites Nord (OMP53 – OMN77 – OMP73 – ONM13 – OMP75 – OMP57 – OMJ82 – OMO13 – OMP 73)

### **d. Le complexe industriel SUD (CIS) :**

#### **a. Unités GPL :**

Le complexe industriel Sud est composé des unités suivantes :

**GPL1 :** Cette unité a été mise en service en 1973 pour extraire le GPL contenu dans le gaz, elle produit actuellement environ 1200 tonne/j du GPL.

**GPL2 :** Cette unité a été mise en service en 1997 pour extraire le GPL contenu dans le gaz, elle produit actuellement environ 4200 tonne/j du GPL.

#### **b. Stations de compression :**

Le centre industriel sud (CIS) de Hassi Messaoud comporte douze stations de compression de gaz pour la réinjection dans le gisement afin de maintenir la pression de ce dernier.

Ces stations sont :

- Station N°1 : démarrée en 1963 avec une capacité de  $2,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$

(Mise en arrêt définitif).

- Station N°2 : démarrée en 1973 avec une capacité de  $4 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$

(Arrêt pour modification).

- Station N°3 et N°4 : démarrées en 1976 avec une capacité de  $5.800000 \text{ m}^3/\text{jour}$  chacune.
- Station N°5 et N°6 : démarrées en 1987 avec une capacité de  $5000000 \text{ m}^3/\text{jour}$  chacune.
- Station N°7 et N°8 : démarrées en 1991 avec une capacité de  $5000000 \text{ m}^3/\text{jour}$  chacune.
- Station N°9, 10, 11, et N°12 : démarrées en 1999 avec une capacité de  $9000000 \text{ m}^3/\text{jour}$  chacune.

Le gaz est comprimé d'une pression de 28 bars à une pression 400bars, par des compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz.

La quantité injectée est d'environ 50 millions de  $\text{S m}^3/\text{j}$ .

#### **e. Traitement:**

C'est le service le plus important du CIS, il reçoit l'ensemble de la production en huile du champ SUD.

### f. Différentes structures de la direction régionale:

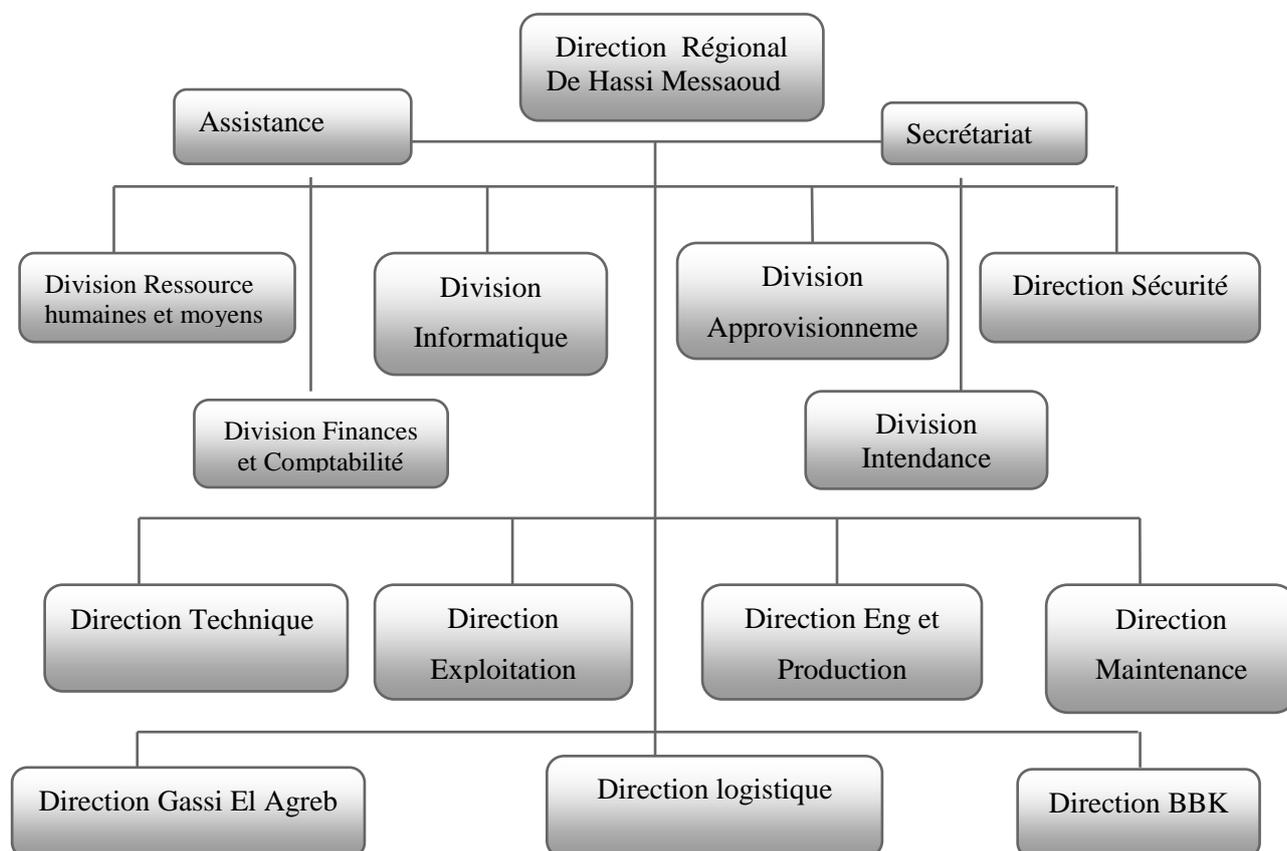
- ✓ Direction Engineering et production,
- ✓ Direction Exploitation,
- ✓ Direction Maintenance,
- ✓ Direction Technique,
- ✓ Direction Logistique,
- ✓ Division Finances,
- ✓ Division Sécurité,
- ✓ Division Approvisionnement,
- ✓ Division Ressources Humaines,
- ✓ Division Intendance,

## 2. DIRECTION REGIONALE DE HASSI MESSAOUD

Cette Direction est sous l'autorité hiérarchique de la Division Production, qui assure l'exploration, la production, l'exploitation et l'expédition des hydrocarbures du champ HMD. Le champ de HASSI MESSAOUD est le plus grand champ dans le pays avec environ 1500 puits forés depuis 1956.

### a. Organigramme de la Direction Régionale HASSI MESSAOUD

La Direction Régionale de Hassi Messaoud est subdivisée en 05 directions, 06 divisions 03 secteurs et un champ GEA.



### **b. Présentation de la direction technique :**

La Direction Technique a pour mission l'étude, le suivi et la réalisation des nouveaux projets, l'entretien, la protection contre la corrosion des conduites pipeline et des centres de production, le contrôle régulier des appareils (sous pression, gaz, levage) et des équipements électriques (sous station, cellules et transformateurs).

Les départements et services de la DT :

Elle se compose de trois départements et un service.

- Département inspection et corrosion
- Département travaux neuf pétrolier
- Département Engineering
- Département Réseau et Collecte
- Service Ordonnancement

### **c. Département inspection et corrosion :**

Ce département est subdivisé en (03) services :

#### ✓ **Service inspection :**

Sa principale mission est le contrôle réglementaire des appareils sous pression (APG), les appareils de levage (APL), les appareils électriques (APE) et les appareils (APV).

#### ✓ **Service corrosion :**

Ce service prend en charge le suivi et la protection contre la corrosion aux niveaux des installations de production du champ de Hassi-Messaoud

#### ✓ **Service protection cathodique :**

Sa mission principale est d'assurer la protection contre la corrosion externe des réseaux collectes, collecteurs et les pipes d'expédition ainsi que la protection interne des bacs de stockage.

#### **1. Département travaux neuf pétroliers :**

Sa fonction principale est l'entretien et la réalisation des nouveaux projets aux niveaux des centres de production, il se compose de (03) services

#### ✓ **Service travaux neuf :**

Sa tâche est d'entretenir les centres industriels et pipes.

#### ✓ **Service Méthode et Planning :**

Sa mission est l'approvisionnement en matériels (achats) ainsi que la gestion des équipements nécessaires pour la réalisation des projets.

## **PRESENTATION DE L'ENTREPRISE**

---

### ✓ **Service Génie civil :**

Sa mission est la réalisation et l'entretien des plates-formes, massifs, supports en béton.

### **2. Department engineering :**

Sa mission est l'étude des projets par:

- L'élaboration des cahiers de charges
- Suivi de la procédure de l'appel d'offres depuis le lancement de ce dernier jusqu'à la signature des contrats.
- Le suivi et réalisation des projets.

Il assure le suivi du mouvement des matériels dès réception de la commande technique jusqu'à son expédition sur chantier et met tous les moyens nécessaires pour :

- L'extension des installations pétrolières.
- La modification des installations pétrolières.
- Les nouveaux projets.
- L'intervention.

Ce département est composé de deux services :

### ✓ **Service Normalisation :**

Ce service est chargé de mettre à la disposition des structures les normes de travail nationales et internationales.

### ✓ **Service Etude et Réalisation :**

Sa mission principale est l'étude et réalisation des projets.

### **3. Département Réseau et Collecte**

Sa fonction principale est l'entretien et la réalisation des nouveaux projets aux niveaux des puits (Pipeline) du champ de Hassi Messaoud, il se compose de trois services

- ✓ **Service suivi et réalisation BP**
- ✓ **Service suivi et réalisation HP**
- ✓ **Service Entretien des réseaux de collectes.**

### **4. . Service Ordonnancement :**

Ce service joue un rôle administratif et comptable il assure le financement de toutes les opérations d'investissement.

### Introduction générale

Dans le monde industrialisé, l'acier est largement utilisé comme matériau de construction, grâce à la grande variété d'alliages disponibles permettant d'adapter ses propriétés à chaque usage. Son coût compétitif encourage également son utilisation, au détriment d'autres métaux comme l'aluminium ou l'acier inoxydable. Cependant, les aciers utilisés dans la construction d'équipements et de pipelines industriels sont sujets à diverses formes de dégradation par corrosion.

Le phénomène de la corrosion entraîne fréquemment des pertes de propriétés mécaniques initiales ; une réduction de l'épaisseur ; des perforations ou des fissurations du métal. Les conséquences peuvent être catastrophiques : arrêts de production, remplacement coûteux d'équipements et de pièces corrodées, accidents, et risques de pollution. Ces événements, souvent récurrents, peuvent engendrer de lourdes incidences économiques et écologiques.

Cette corrosion affecte la plupart des secteurs industriels, engendrant des coûts annuels qui peuvent atteindre des milliards de dollars. Dans de nombreux procédés industriels, les métaux sont exposés à l'action corrosive des acides. Ces derniers jouent un rôle crucial dans diverses applications telles que le raffinage du pétrole brut, le décapage acide, le nettoyage industriel, le détartrage acide et les procédés pétrochimiques. Ainsi, malgré leur importance, ces acides constituent une menace significative pour l'intégrité des équipements métalliques.

Parmi les diverses méthodes de protection contre la corrosion, l'utilisation d'inhibiteurs se révèle être l'une des techniques les plus efficaces. Particulièrement dans l'industrie pétrolière, où les équipements et pipelines sont souvent exposés à des environnements hautement corrosifs comme les milieux acides chlorhydriques, ces inhibiteurs ont démontré une remarquable capacité à préserver l'intégrité des matériaux métalliques. Leur efficacité élevée en fait ainsi une solution de choix pour lutter contre la corrosion dans ces conditions agressives.

Notre travail consiste à effectuer une étude expérimentale et numérique sur le suivi et diagnostic des installations pétrolières, notamment le cas des bacs de stockage et les pipelines. Ce mémoire s'articule sur cinq principaux chapitres :

## **PRESENTATION DE L'ENTREPRISE**

---

Dans le premier chapitre, nous présentons une synthèse bibliographique sur la corrosion des aciers au carbone, les diverses formes de corrosion, les éléments et les facteurs de la corrosion.

L'étude de la gestion de la corrosion utilisant des méthodes traditionnelles et non traditionnelles (Contrôle non destructif) sera illustré dans le deuxième chapitre .

C'est dans le troisième chapitre que nous allons présenter une analyse bibliographique sur les techniques de la protection cathodique contre la corrosion ainsi les méthodes inhibition de la corrosion.

Des études expérimentales seront élaborées dans le quatrième chapitre, où nous allons exposer les résultats et les discussions concernant les CND utilisés dans l'industrie pétrolière.

Le dernier chapitre est consacré à la simulation numérique d'un pipeline à l'aide du logiciel ABAQUS, en intégrant à la fois les scénarios avec et sans prise en compte du phénomène de corrosion, tel qu'observé lors de la phase expérimentale.

Nous terminons en fin par une conclusion générale, où nous allons présenter les principaux résultats et discussions tirés de cette étude, ainsi que les pistes de recherche et les perspectives futures envisagées.

# **CHAPITRE I**

## **Généralités sur la corrosion des installations pétrolières**

## I.1 Introduction

La corrosion correspond à la détérioration naturelle d'un métal dans un environnement corrosif. Les métaux se présentent fréquemment sous la forme de minerais (oxydes), afin de les transformer en métal, il est nécessaire de procéder à une réduction de l'oxyde en métal. Ainsi, les métaux ont tendance à se transformer en oxyde, ce processus de transformation métallique en oxyde (oxydation) est connu sous le nom de corrosion.

Différentes techniques de protection existent pour prévenir la corrosion des métaux, telles que les revêtements, la protection anodique, la protection cathodique et les inhibiteurs de corrosion.

Dans ce présent chapitre, nous allons explorer les diverses catégories d'inhibiteurs de corrosion, leurs rôles, leur classification et leurs caractéristiques principales. De cette manière, nous examinerons les techniques d'analyse électrochimique ainsi que les graphiques de courbes de polarisation.

## I.2 Définition de la corrosion

La corrosion est une réaction qui se produit de manière irréversible entre un matériau et un agent corrosif présent dans son environnement (milieu corrosif). Cela entraîne une consommation de métal et la production d'une forme réduite de l'agent corrosif [1].

Selon l'ingénieur constructeur, la corrosion se réfère à la détérioration du matériau ou de ses caractéristiques, ce qui le rend inutilisable pour une application prévue en raison d'une réaction chimique avec l'environnement. Cette définition reconnaît que la corrosion est un phénomène préjudiciable [4]. La corrosion se produit lorsque les métaux ont tendance à revenir à leur état d'oxyde initial en réponse à l'action d'agents atmosphériques ou de réactifs chimiques.

## I.3 Les types de corrosion

Les interactions chimiques entre un métal et son environnement sont responsables de la réaction de corrosion. Jusqu'à présent, les problèmes de corrosion sont complexes et non éclairés. Il n'existe pas de métal qui ne soit pas corrosif, un métal qui résiste à la corrosion dans des conditions spécifiques. Il est impossible de prédire avec certitude le comportement d'un métal en cas de corrosion par des essais de laboratoire.

Les étapes de la corrosion sont résumées de la manière suivante :

- La corrosion chimique (sèche)
- La corrosion électrochimique (humide)
- La corrosion biologique.

### I.3.1 Corrosion électrochimique

Chaque environnement où de l'eau entre en contact avec un métal est responsable de sa détérioration. La corrosion électrochimique ou humide est la forme la plus courante de corrosion dans le domaine de la pétrochimie. Afin d'éviter la corrosion, il est nécessaire de répondre à quatre conditions :

- **Anode** : les réactions d'oxydation qui se produit provoque la dissolution des actions dans le réactif.
- **Une cathode** : La réaction de réduction des cations présents dans l'électrolyte se produit où les protons  $H^+$  sont réduits. (Réduction de l'oxygène dans un environnement acide...).
- **Un conducteur ionique** : La migration des cations libérés de l'anode vers les anions libérés à la cathode est responsable de cela.
- **Un conducteur électrique** : Le contact entre la cathode et l'anode est assuré. [8-9]

### I.3.2 Corrosion chimique (sèche)

Les anions et les cations se propagent plus rapidement à travers un film compact à des températures élevées, ce qui entraîne une croissance rapide avec une vitesse équivalente à celle de la corrosion.

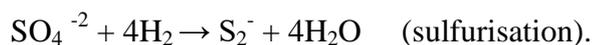
La surface interne du film est perçue comme une anode, tandis que la surface externe du film est perçue comme une cathode. Dans cette situation, l'oxyde agit simultanément comme un électrolyte et un conducteur électronique, à la différence des piles électrochimiques traditionnelles. [10]

### I.3.3 Corrosion biochimique

Les canalisations enterrées sont soumises à une attaque bactérienne appelée corrosion biochimique. Ces bactéries réagissent avec les éléments chimiques présents dans le métal afin de le transformer en oxyde. [11]

- On connaît particulièrement deux types de bactéries :
- **Bactéries sulfato-réductrices**

Il s'agit de bactéries anaérobies qui réduisent les sulfates, ce qui produit des sulfures en fonction de la réaction :



- **Bactéries oxydant le soufre**

On retrouve ce type de bactéries dans les gisements de pétrole et dans les égouts où elles attaquent rapidement le ciment. Le développement de ce type de corrosion dépend du pH, de la température et de la teneur en oxygène dissous. Ces bactéries aérobies sont capables d'oxyder le soufre des composés soufrés suivant la réaction : [10]



## I.4 Formes de corrosion

Étant donné que la première approche de la corrosion est généralement visuelle, on peut classer la corrosion en deux grandes catégories morphologiques : la corrosion généralisée et la corrosion localisée. [11]

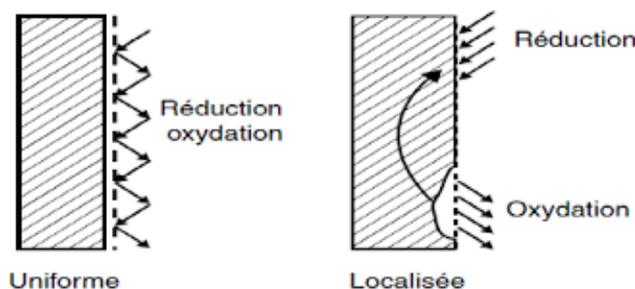


Figure 0.1. Schéma de la corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal [11]

### I.4.1 Corrosion généralisée ou uniforme

Le processus de corrosion uniforme ou généralisée se produit avec la même rapidité à tous les points du métal, ce qui entraîne une réduction régulière de son épaisseur ou simplement un changement de couleur (ternissement).

### I.4.2 Corrosion localisée

Il existe plusieurs types de corrosion, dont ce mode est le plus courant et le plus ennuyeux car il cible uniquement certaines zones bien définies du matériau.

- **Corrosion par piqûre** : Dans certaines conditions d'environnement, les métaux et alliages protégés par un film passif peuvent subir une attaque par piqûration, lorsqu'il se produit une rupture localisée du film. Ces piqûres se localisent en certains points de la surface métallique, elles développent de façon insidieuse et s'auto propagent : au fond de la cavité créée, l'hydrolyse des ions métalliques dissous entraîne une augmentation du degré d'acidité, ce qui entretient le phénomène de corrosion.
- **Corrosion intergranulaire** : Il s'agit d'une attaque sélective des joints de grains,

causée par des différences locales telles que l'appauvrissement d'un des composants ou au contraire, l'enrichissement en raison de précipitations lors d'un traitement thermique, par exemple. Il a ensuite mis en place des piles locales en dissolvant les zones anodiques.

- **Corrosion par crevasse** : Aussi connue sous le nom de corrosion cavernueuse, elle résulte d'une disparité d'accès à l'oxygène entre deux parties d'une structure métallique. Les parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène sont alors attaquées.
- **Corrosion galvanique** : Ce genre de corrosion est causé par la fusion électrique de deux métaux distincts qui sont immergés dans la solution. Il est en grande partie autonome par rapport aux données métalliques des matériaux. Le couplage galvanique vise à polariser les surfaces afin d'augmenter la résistance à la corrosion de l'alliage le plus noble (la cathode) et de diminuer la résistance à la corrosion de l'alliage le moins noble (l'anode).
- **Corrosion et dissolution sélective** : Il s'agit de la dégradation d'un élément de l'alliage, ce qui entraîne la création d'une structure métallique poreuse.
- **Corrosion par frottement** : Il s'agit de la dégradation qui survient à l'interface entre des surfaces en contact, sous l'effet de la corrosion conjuguée à un faible glissement réciproque des deux surfaces.
- **Corrosion sous contrainte et fatigue-corrosion** : Il s'agit d'une fissure du métal causée par l'association d'une contrainte mécanique (force de traction) et d'une réaction électrochimique. La corrosion causée par la fatigue est causée par la répétition de l'application de contraintes. [16]

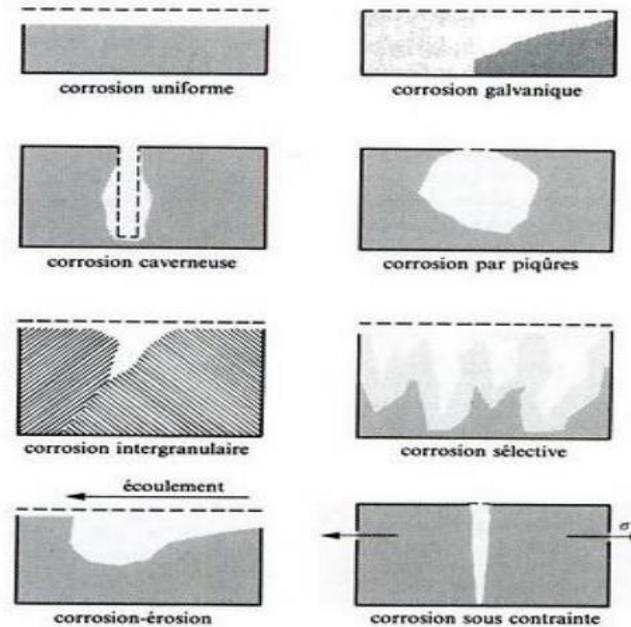


Figure.I.2. Corrosion sous contrainte [16]

### I.5 Les facteurs de la corrosion

Plusieurs facteurs influencent le comportement à la corrosion, qui est répartis en quatre groupes (Tableau I.1)

Tableau I-1. Les principaux facteurs de corrosion [2]

Facteur du milieu corrosif	Facteur métallurgique	Facteur définissant les conditions d'emploi	Facteur dépendant du temps
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Concentration du réactif</li> <li>• Teneur en oxygène</li> <li>• pH du milieu</li> <li>• Température</li> <li>• Pression</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Composition de l'alliage</li> <li>• Procédés d'élaboration</li> <li>• Impuretés</li> <li>• Traitement thermique</li> <li>• Traitement mécanique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etat de surface</li> <li>• Forme des pièces</li> <li>• Emploi d'inhibiteur</li> <li>• Procédés d'assemblage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vieillessement</li> <li>• Tensions mécaniques</li> <li>• Modification des revêtements protecteurs.</li> </ul>

Plusieurs paramètres influencent la vitesse de corrosion d'un métal dans un environnement corrosif :

- **Température :**

En augmentant la température, la réaction et les phénomènes de corrosion se renforcent, ce qui réduit le domaine de stabilité des métaux. [13]

➤ **Acidité**

Le pH influence l'agressivité d'un électrolyte, une concentration élevée de protons dans la solution accroît l'agressivité du milieu. Ainsi, la vitesse de corrosion augmente lorsque le pH du milieu diminue. [14]

➤ **Conditions hydrodynamiques**

En contrôlant le transport de matière dans la couche de diffusion (couche de Nernst), les conditions hydrodynamiques déterminent la vitesse de la réaction, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire. [15]

➤ **Salinité**

La présence de salinité accroît la conductivité de l'environnement, ce qui accélère la corrosion. [16]

➤ **Ions chlorures**

Les ions chlorures présents dans l'eau entraînent une acidification de l'environnement, ce qui accélère sa corrosivité en diminuant la capacité de protection des couches de surface du métal.

**Lutte contre la corrosion :**

Combattre la corrosion Cela implique de prendre toutes les mesures nécessaires pour préserver les métaux de l'impact néfaste du milieu. Il existe différentes approches de protection en pratique qui est répertoriées comme suit [20] :

- Protection par revêtements.
- Protection électrochimique.
- Prévention par une forme adaptée des pièces.
- Prévention par le choix du matériau.
- Protection par inhibiteurs.

## **I.6 Méthode d'étude de la corrosion**

Il existe différentes méthodes d'étude pour étudier les phénomènes de corrosion en fonction des caractéristiques physicochimiques des échantillons concernés. Une évaluation qualitative du type de corrosion qui se produit peut être effectuée par simple observation visuelle ou à l'aide de microscopes.

Selon les conditions d'utilisation de l'échantillon et en fonction du type de corrosion, il

est possible d'utiliser diverses méthodes pour évaluer la corrosion [23] :

- Mesures d'épaisseur.
- Vérification de la résistance mécanique (traction, compression...).
- Analyse chimique de l'environnement en utilisant des techniques électrochimiques d'analyse, comme les méthodes de polarisation.
- Méthodes électrochimiques.

### 1.6.1 Méthodes électrochimiques

#### ❖ Méthodes stationnaires :

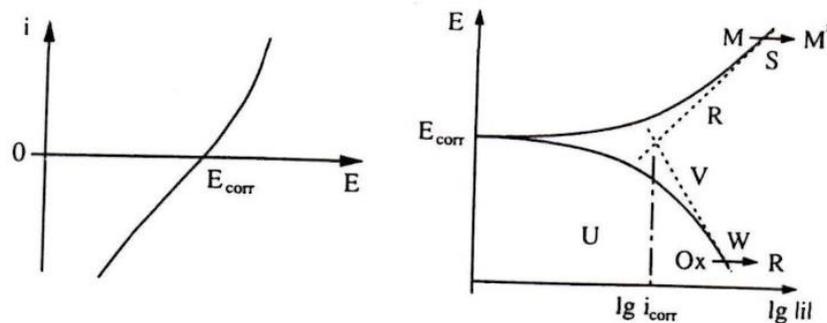


Figure 0.3. Courbes intensité-potentiel et  $E$ - $\log i$  relatives au métal  $M$  dans une solution contenant  $Red/Ox$

Le risque de corrosion La vitesse d'oxydation du métal est inversement proportionnelle à celle de la diminution de l'oxydant. L'augmentation du potentiel appliqué (déplacement vers l'adroite) entraîne une augmentation de la vitesse d'oxydation du métal ( $i > 0$ ) et une réduction plus lente de l'oxydant. La diminution du potentiel appliqué (déplacement vers la gauche) entraîne une faible vitesse d'oxydation du métal ( $i < 0$ ).

La courbe est presque tracée comme si l'oxydant était absent pour des valeurs de potentiels très élevés (segment RS), et inversement pour des valeurs de potentiels très faibles (segment VW). On peut évaluer l'intensité du courant de corrosion ( $I_{corr}$ ) qui circule entre la zone anodique et la zone cathodique en extrapolant les segments RS et VW. [23]

#### ❖ Méthodes des impédances électrochimiques :

Cette méthode vise à distinguer les phénomènes réactionnels en fonction de leur période de relaxation. Les processus rapides sont caractérisés par des fréquences élevées, tandis que lorsque la fréquence appliquée diminue, les étapes les plus lentes apparaissent (phénomène de diffusion). [21-22]

La spectroscopie d'impédance électrochimique est une technique temporaire qui permet d'obtenir des données sur les étapes fondamentales qui constituent le processus global. Il fonctionne en superposant une modulation du potentiel sinusoïdal de faible amplitude au potentiel de l'électrode et en suivant la réponse en courant pour différentes fréquences du signal superposé. [23]

## **I.7 Conditions d'utilisation**

En règle générale, un inhibiteur de corrosion doit être contrôlé pour plusieurs propriétés essentielles. [24]

- Stable et insensible au réactif.
- Résistant aux concentrations faibles.
- Améliorer la résistance d'un métal à la corrosion.
- Résistant aux températures élevées ou basses.
- Sans toxicité et inerte.

## **I.8 Définition des inhibiteurs**

Les substances chimiques appelées inhibiteurs de corrosion sont ajoutées à la solution afin de diminuer la vitesse de la corrosion. L'efficacité d'un inhibiteur est influencée par plusieurs paramètres comme : la température, la vitesse d'écoulement et la solubilité du film protecteur. [6]

### **I.8.1 Classification des inhibiteurs**

#### **I.8.1.1 Selon leur composition chimique**

- Inhibiteurs organiques.
- Antioxydants inorganiques (minéraux).

#### **I.8.1.2 Selon leur mode d'action**

- Antioxydants d'adsorption.
- Les inhibiteurs passivant (créent des films de passivation).

#### **I.8.1.3 Selon la nature électrochimique du processus**

- Inhibiteurs anodiques.
- Inhibiteurs cathodiques.
- Inhibiteurs mixtes.

#### **I.8.1.4 Selon leur composition chimique**

Souvent, les inhibiteurs de corrosion sont des substances organiques. Leur performance dépend de la composition, de la concentration et des caractéristiques chimiques du film créé.

La majorité de ces inhibiteurs contiennent des atomes d'azote, de soufre ou d'oxygène dans leur composition. Un inhibiteur organique exerce son action en s'adsorbant à la surface du matériau. Suite à leur adsorption à la surface, ils exercent une double action en ralentissant les processus anodique et cathodique en même temps. Ces inhibiteurs ont une grande efficacité à des concentrations faibles. Le poids moléculaire de l'inhibiteur accroît leur pouvoir inhibiteur. [25]

#### **I.8.1.5 Inhibiteurs d'adsorption**

Il existe deux types de liaisons entre la surface métallique et l'inhibiteur adsorbé : la liaison chimique et la liaison électrostatique, ce qui entraîne deux types d'adsorption : la chimi-sorption et la physi-sorption.

##### **a) Inhibiteurs passivant**

Des films tridimensionnels passifs sont créés entre les molécules de l'inhibiteur et la surface du métal par ces inhibiteurs.

##### **b) Inhibiteurs anodiques ou passivant**

- Les inhibiteurs anodiques
- Les inhibiteurs cathodiques
- Les inhibiteurs mixtes [26]

#### **I.8.1.6 Mécanismes et principes d'action**

Il est possible que l'inhibiteur ralentisse la vitesse de la réaction anodique ou de la réaction cathodique ou qu'il agisse simultanément sur les deux. Il est possible qu'un inhibiteur joue le rôle d'une barrière entre le métal et le milieu corrosif, et cette barrière peut être préexistante. La formation d'un film passif insoluble est responsable de l'inhibition, ce qui couvre les zones sensibles et réduit la vitesse de corrosion au fil du temps. Le mode d'action des inhibiteurs de corrosion n'est pas spécifique, mais ils sont associés au système de corrosion. [27]

En bref, il est possible de classer les inhibiteurs en trois groupes :

- ✓ Premier groupe : Les inhibiteurs d'adsorption sont les plus répandus. En général naturels. Sur la surface de l'acier, ils se fixent pour créer un film protecteur.
- ✓ Deuxième groupe types d'inhibiteurs oxydants passifs : généralement non organiques. Ils réagissent et sont entièrement absorbés par la réaction. Ne peuvent pas fonctionner sans oxygène. Il est essentiel d'avoir une dose précise d'inhibiteur afin d'assurer son efficacité.
- ✓ Troisième groupe : Inhibiteurs non oxydants passivateurs : En règle générale non

organiques. Les catalyseurs de l'oxygène jouent un rôle essentiel dans la consolidation du film protecteur sur l'acier. La réaction ne les consomme pas [27]. En réduisant eux-mêmes la surface de l'acier, ils renforcent le film de protection.

### 1.8.2 Tracés des courbes de polarisation

La méthode implique d'appliquer une tension spécifique à l'échantillon par rapport à une électrode de référence et de mesurer la densité de courant qui traverse l'électrode de travail. Les courbes de polarisation ou les courbes voltam-pérométriques sont utilisées pour décrire le comportement électrochimique de l'échantillon dans le milieu d'essai et pour suivre la formation du film inhibiteur [28].

#### ✓ Evolution de la résistance de polarisation ( $R_p$ )

Le calcul du courant de corrosion peut être effectué en utilisant la mesure de la résistance de polarisation «  $R_p$  », à condition de ne pas dépasser 20mV du côté anodique ou cathodique de l' $E_{corr}$ . [29]

La polarisation de la résistance  $R_p$  est représentée par :

$$R_p = \frac{\Delta I}{\Delta E}$$

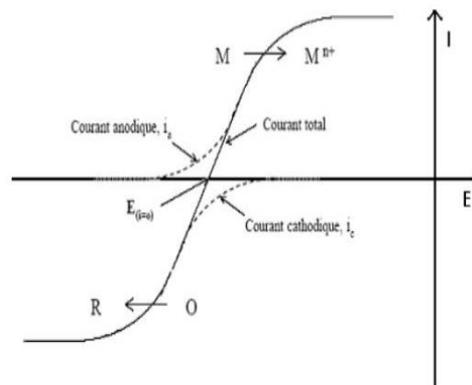


Figure 0.4. Courbe de polarisation  $I=f(E)$  [28]

## 1.9 Conclusion

Nous avons exploré dans ce chapitre les différents aspects de la corrosion dans les installations pétrolières. Ces différents types de corrosion (électrochimique, chimique, biochimique) ainsi que leurs formes (uniforme, localisée, piqûres, intergranulaire, etc.) ont été présentés. Les facteurs influençant la corrosion comme la température, le pH, les conditions hydrodynamiques, etc. ont également été abordés.

Pour lutter contre la corrosion, plusieurs méthodes existent dont l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion qui a été traitée en profondeur. Les inhibiteurs ont été classés selon leur composition chimique (organiques, inorganiques), leur mode d'action (adsorption, formant un film passif) et leur nature électrochimique (anodiques, cathodiques, mixtes). Leurs mécanismes d'action comme la formation d'une barrière ou d'un film passif ont été détaillés.

Enfin, les méthodes électrochimiques d'étude de la corrosion ont été présentées, notamment les méthodes stationnaires avec les courbes de polarisation et la résistance de polarisation, ainsi que la spectroscopie d'impédance électrochimique. Ces techniques permettent de caractériser le comportement électrochimique du système et de suivre la formation des films inhibiteurs.

## **CHAPITRE II**

### **Contrôle de la corrosion dans les bacs de stockage et pipelines**

## II.1 Introduction

Ce chapitre présente les principales méthodes de contrôle non destructif (CND) appliquées au transport des hydrocarbures par pipelines, dans le but de détecter et prévenir la corrosion. Après avoir introduit le principe général du CND, on décrit en détail dix techniques différentes couramment utilisées dans l'industrie pétrolière et gazière.

Ces techniques et méthodes abordées sont l'examen visuel, le ressuage, la magnétoscopie, la radiographie, les ultrasons, les courants de Foucault, l'émission acoustique, la thermographie infrarouge, les ondes guidées et la perte de flux magnétique. Pour chacune d'entre elles, les fondements théoriques, les principes de fonctionnement, les avantages et les limites sont exposés de manière approfondie et étayés par des schémas explicatifs et des illustrations.

### II.1 Le principe général du CND

Peu importe la méthode utilisée, il est possible de représenter la mise en place d'un système CND de la manière suivante :

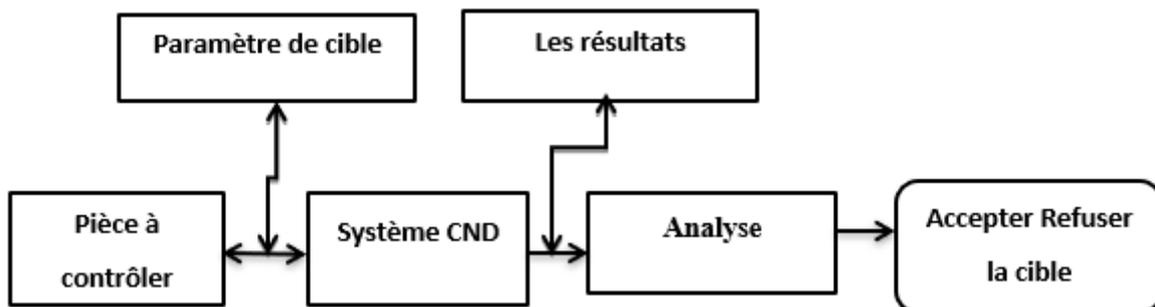


Figure II.1. Schéma du principe général de CND

La cible est un groupe de paramètres que l'on cherchera à évaluer pour établir un diagnostic d'intégrité.

## II.2 Les différents types de contrôle les plus utilisés

### II.2.1 Le contrôle non destructif

Le contrôle non destructif (CND) est un ensemble de méthodes qui permettent de caractériser l'état d'intégrité de structures ou de matériaux ; sans les dégrader ; soit au cours de la production ou en cours d'utilisation ou bien dans le cadre de maintenances.

Plusieurs symboles sont définis par les normes NF EN ISO 9712[30] et EN 4179 pour les

méthodes usuelles (Tableau-II.1)

Tableau II-1. Les symboles pour les méthodes de CND

Méthode CND	Symbole	Désignation
Examen Visuel	VT	Visual testing
Ressuage	PT	Penetrant testing
Magnétoscopie	MT	Magnetic testing
Radiographie	RT	Radiographic testing
Ultrasons	UT	Ultrasonic testing
Les ondes guidées	LRUT	Long range Ultrasonic testing
Perte de flux magnétique	MFL	Magnetic flow leakage

Mais en fait nous avons 10 types de contrôle non destructif CND et il y a ceux qu'on n'utilise pas.

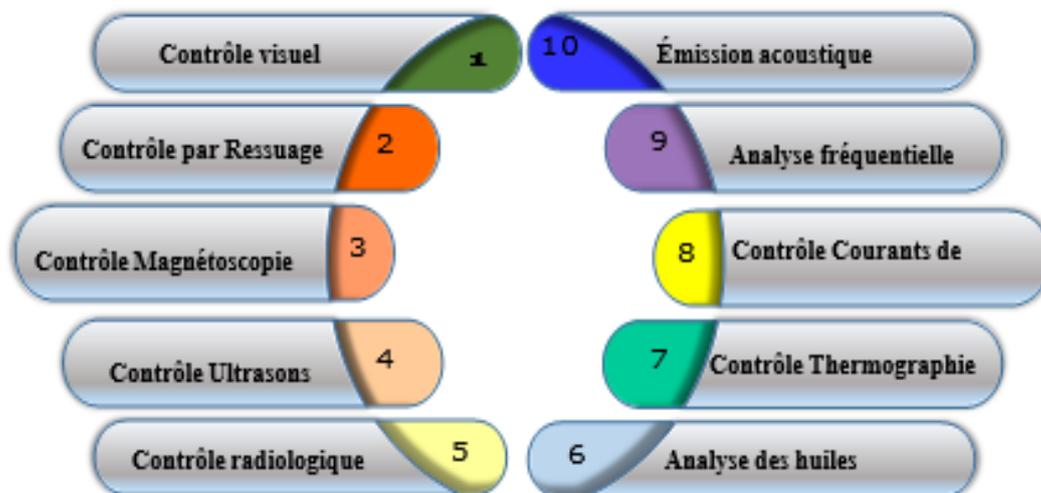


Figure II.2. Les types de contrôle non destructif CND

Dans la plupart des cas, le contrôle non destructif d'un objet ne se limite pas à la détection d'éventuels défauts. Effectivement, bien que le procédé, la méthode et le matériel aient été sélectionnés au préalable, il est donc nécessaire de considérer une procédure complète avec les objectifs suivants : fiabilité de l'examen, reproductibilité, localisation des défauts, identification, caractérisation de ceux-ci, notamment par leur taille, leur classement, leur présentation visuelle, décision concernant l'affectation de l'objet, enfin archivage des résultats

et des conditions d'examen. L'utilisation de l'informatique en temps réel permet désormais d'atteindre ces objectifs dans de bonnes conditions, grâce à des opérations d'étalonnage, de calibrage, de balayage de la sonde et de traitement des données.

### **II.2.1.1 Le Contrôle par examen visuel (VT) [32]**

Le contrôle visuel est une pratique incontournable lors du contrôle non destructif. L'état extérieur d'une pièce est susceptible de renseigner sur son état : des défauts évidents (comme des plis, des ruptures, de l'usure, de la corrosion ou fissures ouvertes). Des défauts non visibles en superficie peuvent traduire un défaut plus profond. Choisir la technique la plus adaptée en CND pour des examens plus poussés indique des limites sur les autres procédés CND retenus (accès, état de surface...). Les contrôles d'étanchéité, les essais pneumatiques et les épreuves d'étanchéité comportent également un contrôle visuel pour mettre en évidence des défauts de fuite éventuels.

Des défauts cachés sous-jacents présentant une irrégularité sur la surface extérieure peut être une indication de défaut plus grave à l'intérieur.

Nous mentionnons les conditions de réussite de ce contrôle doivent être :

- La surface doit être propre.
- Prévoyez un bon éclairage
- La personne effectuant l'examen doit être proche de la surface à examiner (inférieure à 50 cm) et son angle supérieur à 30°.

### **II.2.1.2 Le Contrôle par ressuage (PT) [33]**

Méthode propre à mettre en évidence une fissure ouverte en surface de pièces métalliques, essentiellement, mais aussi en céramique .Le principe est d'enduire (par trempage ou pulvérisation électrostatique, parfois mais exceptionnellement pinceau) la cible avec un liquide mouillant de type fluorescent ou coloré en rouge et s'infiltrer dans le ressuage des fissures. Après nettoyage de la cible, on applique un révélateur et, par le seul truchement (le ressuage ) du liquide resté dans les fissures, on les met en évidence. Voilà sûrement une procédure extrêmement simple à mettre en œuvre et il est assez aisé de mettre en évidence des fissures de 1 µm d'ouverture, 100 fois plus fines qu'un cheveu.

Cette méthode nécessite l'emploi de produits non récupérables, voire contaminés après usage (exemple : centrale nucléaire : on cherche à réduire la quantité et le volume des déchets). Cela dit cette méthode est irremplaçable pour la mise en évidence de discontinuités débouchantes dans les matériaux non ferromagnétiques ou non conducteur d'électricité.



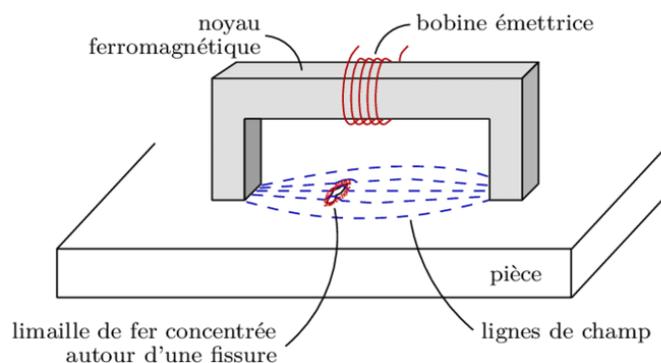
*Figure II.3.Principe du ressuage*

### II.2.1.3 Le Contrôle par magnétoscopie (MT)

Un champ magnétique est généré par un courant électrique dans un matériau conducteur. Un champ magnétique peut alors être créé en modifiant la direction du courant électrique qui magnétise. Il y a deux catégories de magnétisation :

- **la magnétisation circulaire** : permet de repérer des imperfections obliques de la génératrice. Le concept consiste à créer un champ magnétique circonférentiel autour du tube lorsque le courant électrique traverse un conducteur axial. Le champ magnétique est toujours perpendiculaire à la direction du courant qui génère les lignes de champ.
- **La magnétisation longitudinale** : se produit lorsque le courant électrique traverse une bobine, ce qui entraîne un champ magnétique parallèle à l'axe de celle-ci. Cette approche offre la possibilité de repérer des défauts traversés et circonférentiels. [34]

Ensuite, on peut généralement observer les flux de fuite magnétique en utilisant un produit indicateur contenant de la limaille de fer, un film magnétisable (Magnétographie) ou des appareils de mesure de champ magnétique, comme illustré dans la figure (I-4).



*Figure II.4.Principe de la magnétoscopie*

#### II.2.1.4 Le Contrôle radiologique (RT)

On peut comparer la radiographie industrielle à la radiographie médicale : elle implique de faire passer la matière à l'examen par un rayonnement électromagnétique de très courte longueur d'onde, tel que les rayons X ou les rayons  $\gamma$ . Lorsqu'ils entrent dans la pièce, les photons sont absorbés entièrement ou en partie par la matière, en fonction de sa densité. Derrière la pièce, un film est irradié par les photons qui sont encore énergétiques. Le radiogramme est donc récupéré, les zones présentant des défauts étant représentées par une variation de densité optique (figure I – 2).



*Figure II.5.Principe de la radiographie*

#### II.2.1.5 Le Contrôle par Ultrasons (UT)

Le processus de contrôle par ultrasons repose sur la transmission, la réflexion et l'absorption d'une onde ultrasonore qui se propage dans la pièce à surveiller. Le signal émis est analysé pour les imperfections, puis retourne vers le traducteur (qui est souvent à la fois l'émetteur et le récepteur).

En analysant les signaux, il est possible de localiser le défaut et de déterminer ses dimensions relatives. La méthode offre une grande résolution spatiale et permet de détecter

des défauts à la fois dans le volume de la matière et en surface. L'inversion est une étape facile, du moins pour les pièces géométriquement et matériellement simples. Il est essentiel de réaliser un balayage mécanique complet de la pièce pour cette méthode. De plus, il est fréquent de vérifier plusieurs surfaces de la pièce afin de pouvoir réaliser une représentation tridimensionnelle des défauts (figure I – 3)

Avantage :

- Seulement une seule face d'accès nécessaire
- Aucun risque lié à l'utilisation de source radioactive et de rayonnements ionisants
- Une plus grande sensibilité de contrôle pour les pièces de grande épaisseur
- Résultats de contrôle en temps réel
- Contrôle plus rapide pour des épaisseurs importantes
- Une meilleure sensibilité de contrôle pour les défauts filiformes (fissures, tapures, criques) d'orientation aléatoire

Les inconvénients:

- Il est difficile de contrôler certains matériaux métalliques (matériaux à gros grains)
- Le contrôle est plus lent pour les gros grains.
- Une sensibilité accrue à la détection de porosités.



*Figure II.6. Principe des ultrasons*

### **II.2.1.6 Contrôle par courant de Foucault**

On réalise ce genre de contrôle en excitant la surface d'une pièce métallique avec un champ magnétique variable. Si les courants induits dans la pièce sont perturbés, cela

entraînera une variation de l'impédance observée aux bornes du capteur. En modifiant la fréquence du courant d'excitation et la configuration des bobines, il est possible de réaliser différents contrôles. [35]

Le contrôle par courant de Foucault est l'une des méthodes électromagnétiques les plus appréciées dans le domaine de la CND. Cette technique ne concerne que les pièces électriquement conductrices et convient parfaitement aux pièces cylindriques telles que les barres, les tubes, etc. [36]

Selon cette méthode, une pièce est soumise à l'action d'un champ magnétique évoluant dans le temps en utilisant une bobine (excitatrice) qui est parcourue par un courant électrique variable. Cela entraîne la création de courants induits dans la pièce à contrôler, dont la trajectoire sera perturbée soit par la géométrie, soit par les caractéristiques internes de la pièce.

Le champ magnétique généré par ces courants va à son tour s'opposer au champ initial d'excitation (loi de Lenz), et le champ obtenu sera influencé par les paramètres physiques et géométriques de la cible.

Il sera possible de définir la cible en mesurant directement ce champ ou l'une de ces grandeurs dérivées (tension, impédance...etc.). La représentation graphique suivante illustre le principe figure (II-7).

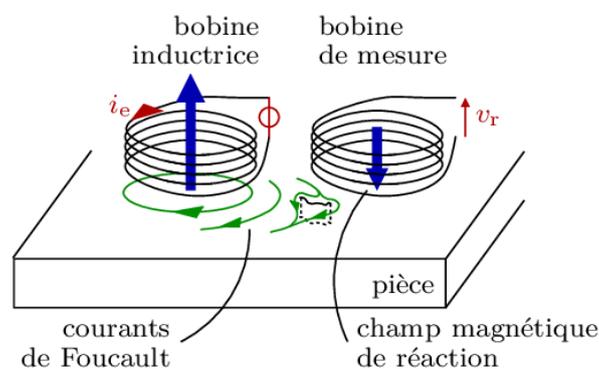
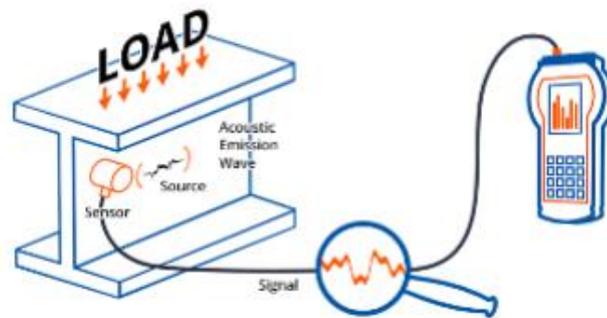


Figure II.7.Principe du CND par courant de Foucault

### II.2.1.7 Contrôle par Emission Acoustique

L'émission acoustique du Contrôle Non Destructif (CND) est une technique qui utilise la détection des ondes élastiques transitoires émises par un matériau lorsqu'il est soumis à une sollicitation. Cette méthode permet de repérer des imperfections évolutives telles que des fissures, des inclusions, de la corrosion, du délaminage, etc., ce qui permet d'effectuer une analyse en temps réel, d'évaluer la gravité des dommages et de localiser précisément les sources des imperfections. La détection précoce de défauts, le contrôle dynamique en temps

réel, la prévention des risques industriels et le suivi continu des structures en service sont autant d'avantages du CND par émission acoustique. On utilise fréquemment cette méthode dans différents secteurs tels que la vérification de l'intégrité des équipements sous pression, la surveillance des structures industrielles, la surveillance des installations en marche, la détection de la corrosion, la recherche et développement, et bien d'autres applications industrielles. [37] [38] [39]



*Figure II.8.Principe CND par émission acoustique*

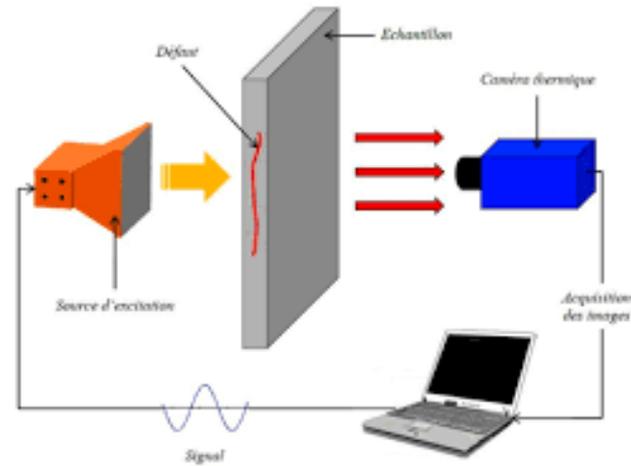
### II.2.1.8 Contrôle par thermographie

La thermographie consiste à mesurer les températures sans avoir à les toucher. Elle offre la possibilité d'étudier la surface d'un objet qui émet un rayonnement infrarouge. Lorsqu'une corp présente des défauts, la carte thermique de ce dernier est modifiée.

Ces modifications facilitent le repérage des imperfections.

➤ **Principe de la thermographie :** [40]

Le principe de la thermographie est illustré dans la figure (II.9) :



*Figure II.9. Principe de la thermographie.*

L'inhomogénéité de propagation ou de diffusion d'une impulsion thermique est utilisée en CND en fonction des discontinuités de la structure de la pièce à analyser. La transmission du flux de chaleur à la pièce est une composante essentielle du succès de la méthode.

La discontinuité dans la propagation de la chaleur est déterminée par :

1. La nature de la pièce.
2. La taille, la nature et l'emplacement du défaut.

L'étude se déroule en mode transitoire, car à l'équilibre, les variations de rayonnement causées par les éventuelles imperfections sont souvent invisibles. Pour des pièces de grande taille, il peut être compliqué d'assurer un chauffage homogène. Dans ce cas, une source est utilisée. Le déplacement de l'apport thermique local sera lié à celui du système de détection.

### **II.2.1.9 Le Contrôle par les ondes guidées (LRUT)**

Dit aussi les ondes guidées, c'est une méthode de CND qui analyse les défauts ou les pertes d'épaisseur en envoyant des ondes ultrasoniques longitudinales et elle reçoit les données en transversal. Cette méthode est utilisée lorsque les pipes sont au-dessous des pistes.

Depuis quelques années des nouvelles méthodes de contrôle par ultrason ont vu le jour. L'une de ces méthodes est la technique des ondes guidées. Cette méthode n'a pas encore été normalisée, mais est utilisée par certains industriels. Des équipements industriels sont déjà proposés sur le marché.

Le CETIM a donc entrepris de tester cette nouvelle technique afin d'en évaluer les performances. Ces essais ont permis par ailleurs la comparaison de deux technologies différentes générant des ondes guidées. Ses onde générées par effet piézoélectrique ou

magnétostrictif dans le matériau à contrôler et se propagent entre les parois de la structure. Les fréquences utilisées sont comprises entre 20 kHz et 130 kHz.

La présence d'une perte d'épaisseur induit une réflexion de l'onde émise. L'analyse des signaux reçus (temps de parcours et amplitude) permet de repérer les zones suspectes. Des CND complémentaires peuvent permettre ensuite un contrôle plus approfondi.

Le CETIM a mené des essais d'évaluation de cette méthode mettant en évidence :

- La détection de pertes d'épaisseur de moins de 1% de la section du tube ( $\Phi$  12" 3/4, épaisseur 7,1 mm) situé à 18 m de la sonde. (Défauts calibrés et défauts réels)
- La présence d'une « zone morte » après un piquage.
- La détection de perte d'épaisseur dans un tube coudé (90°).

➤ **Principe :**

La méthode des ondes guidées est une technique émergente permettant une inspection globale et rapide de structures tubulaire ou de plaques. Les ondes ultrasonores sont créées dans le matériau à contrôler et se propagent entre les parois de la canalisation ou de la plaque. La vitesse de propagation dépend de la fréquence de l'onde et de la géométrie du milieu. La présence de défaut induit une réflexion de l'onde et l'analyse des signaux reçus (temps de parcours et amplitude) permet de repérer des zones suspectes. Celles-ci peuvent faire l'objet par la suite d'un contrôle plus approfondi utilisant d'autres techniques.

➤ **Système à effet piézo-électriques :**

Le système est composé

- D'un ensemble de transducteurs.
- D'une unité électronique émetteur / récepteur ayant la possibilité
- D'introduire un déphasage entre chaque élément.
- D'un PC permettant de piloter l'électronique.
- D'une pompe à vide pour assurer le maintien du contact transducteur / pipe.



*Figure II.10. Photographie des palpeurs de LRUT installés sur tube*

### **II.2.1.10 Le Contrôle par perte de flux magnétique (MFL)**

Fuites de Flux Magnétique (MFL), cette technologie est utilisée dans l'inspection des tôles (matériaux métalliques ferromagnétiques) des fonds des bacs de stockage pour la détection et dimensionnement de la corrosion avec un rapport software avancé.

La mesure de l'état de corrosion des tôles de fond de bacs, réservoirs ou cuves de stockage est une méthode préventive efficace dans le cadre de la protection de l'environnement et de nos équipements.

C'est dans ce cadre que nous mettons à votre disposition les moyens de garantir un niveau de sécurité optimal visant à vous prémunir d'une fuite ou d'une rupture de ces installations.

La méthode « MFL » consiste en l'application d'une quantité de champ magnétique depuis le pôle d'un aimant dans un support magnétique et de le récupérer par retour sur l'autre pôle afin d'en analyser la perte.



*Figure II.11. Photographie de l'appareil MFL*

➤ **Les étapes de travail :**

- Contrôle visuel à l'intérieur du bac.
- Etalonnage de l'appareil : se fait sur une tôle d'épaisseur 8mm normalisé.
- Le Traçage des tôles du bac.
- Balayage des tôles avec la machine MFL.
- Contrôle des zones inaccessibles par mesure d'épaisseur.
- Confirmation des réductions d'épaisseur détectée par MFL

### **II.3 Conclusion**

En résumé, nous avons présenté les dix principales techniques de contrôle non destructif utilisées pour détecter et prévenir la corrosion des pipelines d'hydrocarbures. Chaque méthode, qu'il s'agisse de l'examen visuel, du ressuage, de la magnétoscopie, de la radiographie, des ultrasons, des courants de Foucault, de l'émission acoustique, de la thermographie, des ondes guidées ou de la perte de flux magnétique, possède ses spécificités, avantages et limites.

Le choix judicieux et souvent la combinaison de plusieurs de ces techniques permettent une évaluation fiable et complète de l'intégrité des pipelines. Grâce aux progrès technologiques constants, ces méthodes de contrôle non destructif gagnent en précision, rapidité et automatisation, devenant des outils indispensables pour garantir la sécurité et la pérennité des infrastructures de transport des hydrocarbures.

**CHAPITRE III**

**MOYENS ET METHODES**

**EXPERIMENTALES DE PROTECTION**

### III.1 Introduction

Le domaine de protection cathodique des installations pétrolières a connu des développements assez conséquents ces dernières années de point de vue fondamental qu'expérimental. Pour ceci nous envisageons dans ce chapitre donner un aperçu concis des différentes formes de protection contre la corrosion, qui englobent une multitude d'approches, de plus, nous présenterons les méthodologies expérimentales utilisées dans cette étude.

La méthode gravimétrique et les techniques électrochimiques seront expliquées pour mettre en évidence leur importance et leur applicabilité dans l'examen de la corrosion et de l'inhibition de la corrosion.

L'objectif n'est pas de compiler un recueil complet de connaissances sur les méthodes de protection contre la corrosion et les approches expérimentales pour étudier la corrosion. Ces informations sont facilement accessibles dans diverses sources, y compris les guides techniques destinés aux ingénieurs de Robert G. Kelly et al. Ainsi que de nombreuses ressources en ligne.

### III.2 Moyens de protection contre la corrosion

À principale raison des fuites et des ruptures des canalisations d'hydrocarbures est la présence de corrosion interne et externe. Cette corrosion a un impact significatif sur l'intégrité des pipelines et entraîne des conséquences coûteuses.

La mise en place de mesures de protection a été rendue nécessaire par la détérioration annuelle des matériaux. Ces méthodes sont conçues pour économiser à la fois les matériaux et l'énergie, des mesures supplémentaires étant prises.

Afin de trouver une solution à la fois efficace et durable, il est crucial de répondre à diverses contraintes, la non-pollution étant un facteur particulièrement important. La prise en compte de divers facteurs, notamment les limites économiques et les normes scientifiques, doit être prise en compte lors de la détermination de la solution optimale. Il est crucial de trouver un équilibre qui réponde à toutes ces préoccupations, notamment en matière de protection.

Il est possible d'agir de deux manières différentes : soit directement sur le matériau lui-même grâce à une sélection rigoureuse, une mise en forme appropriée et des contraintes spécifiques à l'application, soit en traitant la surface du matériau avec des revêtements, des

peintures ou d'autres méthodes.

L'impact du matériau peut être influencé par divers facteurs, tels que le type de traitement de surface appliqué ou l'environnement dans lequel il entre en contact.

Néanmoins, le fait de sélectionner des matériaux résistants à la corrosion n'est pas suffisant. Il est également nécessaire de prendre en compte toutes les interactions électrochimiques, mécaniques et physiques prévisibles qui peuvent influencer le comportement du système dans certaines situations.

métal/environnement [48]. Combattre la corrosion des installations, des circuits hydrauliques et des équipements.

Les pipelines peuvent être pris en compte sous différentes perspectives, les principales étant les suivantes

### **III.3 Protection contre la corrosion**

#### **III.3.1 Protection par revêtements**

Dans l'industrie pétrolière, le revêtement organique est propre aux pipelines de transport de gaz [49]. L'intérêt de protéger les canalisations par des revêtements organiques peut donc être important pour diminuer le risque de colonisation bactérienne. En effet, les processus de corrosion mettent en jeu l'eau en tant qu'électrolyte, et les oxydants capables de piéger les électrons produits lors de l'oxydation du métal. La fonction du revêtement est alors de limiter la circulation de ces produits en créant une barrière physique. Ces revêtements sont donc épais (quelques millimètres) et ont également un rôle mécanique de protection du tube lors du remblai des tranchées, bien qu'il ne s'agisse pas de leur rôle principal. Cette protection n'est cependant pas complètement efficace puisque l'expérience a montré que la majorité des défauts de revêtement constatés sur les canalisations avaient été créés par des pierres tombées sur les conduites ou les ayant poinçonnées [47,50]. Ils peuvent être métalliques, non métalliques ou organiques.

##### **III.3.1.1 Protection par revêtements inorganiques non métalliques**

Les revêtements inorganiques sont classés en deux catégories :

- Les couches de conversion.
- Les couches étrangères au substrat

##### **III.3.1.2 Protection par revêtements organiques**

Les revêtements constituent une barrière plus ou moins résistante entre le matériau métallique et l'environnement, et ils peuvent être divisés en trois catégories :

- Les revêtements en bitume.

- Les revêtements polymériques.
- Les peintures et vernis.

### III.3.1.3 Protection par revêtements métalliques

Les revêtements métalliques sont couramment utilisés pour protéger l'acier, en particulier contre la corrosion atmosphérique. On utilise aussi sur d'autres substrats le cuivre et le laiton. Ils sont en fait la plupart du temps utilisés pour leurs propriétés anticorrosion. Ils ont en plus souvent une propriété décorative. Selon leur comportement vis-à-vis de la protection contre la corrosion du substrat, on distingue deux types de revêtements métalliques :

#### ❖ Revêtements anodiques

Le principe de la protection est de pousser le métal à protéger jusqu'à un potentiel réel tel que seules des réactions de réduction puissent avoir lieu sur sa surface. Il devient cathode par rapport à la tension et la durée du traitement n'est alors plus limitée par une compression de l'anode. Cette protection est réalisable malgré la présence d'une discontinuité du revêtement. Par contre, la durée du traitement est limitée, elle est approximativement proportionnelle à l'épaisseur. [51].

#### ❖ Revêtements cathodiques

Le métal d'enrobage est plus noble que le métal de base, c'est le cas notamment du Nickel ou du cuivre sur l'acier. S'il existe dans ce dépôt une fissure traversant le fer, c'est l'agent corrodant qui forme avec l'anode (le fer) une pile [51]. La continuité du revêtement est alors à prendre en compte.

## III.3.2 La protection cathodique

Lorsque le revêtement sur les équipements et le pipeline ne joue plus son rôle de barrière, le métal est susceptible de se corroder puisque continuellement en contact d'eau et de produits à potentiel corrosif. Dans ce cas la protection cathodique sera l'alternative idéale qui permettra de limiter tous les dégâts dans la mesure du possible des fuites.

### III.3.2.1 Principe de la protection cathodique

Le principe est de porter le métal à un potentiel inférieur, de nature à ralentir très significativement la vitesse de la réaction anodique, donc la corrosion [52].

### III.3.2.2 Techniques la protection cathodique

Deux techniques sont utilisées pour fournir ces courants de protection cathodique :

- **Par Anode sacrificielle** : Cette méthode implique de mettre en contact la structure à protéger avec un matériau métallique moins noble que l'acier, favorisant ainsi un couplage galvanique qui conduit à la corrosion du matériau sacrificiel au bénéfice de

la protection de la structure, tel que représenté dans la (Figure – III.1).

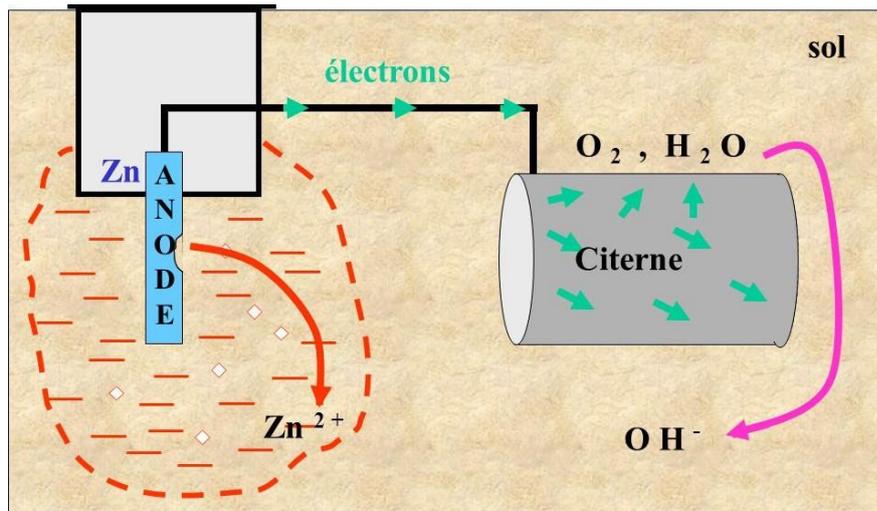


Figure III.1. Schéma du Principe de la protection cathodique anode sacrificiel

- **Par courant imposé** : Un dispositif connu sous le nom de redresseur transformateur (ou poste de soutirage) fournira un courant continu commandé, circulant depuis une pièce anodique nommée déversoir (ou anode déversoir) pour entrer dans le métal à protéger, le rendant ainsi cathodique [52].



Figure III.2 Poste de soutirage simple



Figure III.3 La mesure du potentiel à l'aide d'un multimètre

Cette technique est présentée dans la Figure III.4.

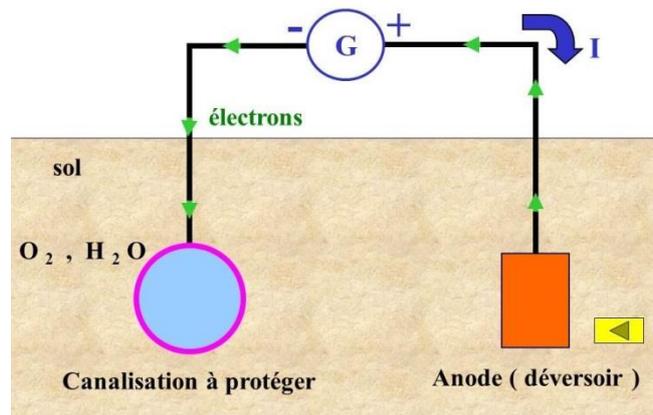


Figure III.4.Principe de la protection cathodique par courant externe imposé

### III.4 Les inhibiteurs de corrosion

Les inhibiteurs de corrosion représentent une approche novatrice dans la lutte contre la corrosion des métaux. Leur caractère unique réside dans le fait qu'au lieu d'appliquer un traitement directement sur le métal, ils agissent en modifiant l'environnement corrosif lui-même.

Bien qu'il existe plusieurs définitions des inhibiteurs de corrosion, celle adoptée par la National Association of Corrosion Engineers (NACE) est la suivante : un inhibiteur de corrosion est une substance chimique qui ralentit le processus de corrosion lorsqu'elle est ajoutée en faible concentration à un environnement corrosif. [8]

#### III.4.1 Propriétés des inhibiteurs

Les inhibiteurs de corrosion doivent posséder plusieurs propriétés clés pour être efficaces. Tout d'abord, ils doivent être capables de diminuer considérablement le taux de corrosion dans l'environnement spécifique [53]. Ils doivent également maintenir leur stabilité chimique dans les conditions d'utilisation prévues (température, pression, pH, etc.) et ne pas se décomposer rapidement [54].

De plus, les inhibiteurs doivent être compatibles avec les autres éléments du système, comme les lubrifiants, les joints ou les revêtements. Dans la mesure du possible, il est préférable qu'ils soient non toxiques et respectueux de l'environnement [55]. Leur application doit être simple, facile à manipuler et à doser pour qu'ils soient efficaces [56], il est important qu'ils puissent être facilement retirés du système si besoin, en utilisant un rinçage ou un traitement approprié [57], ainsi le prix des inhibiteurs devrait être équitable en fonction des bénéfices qu'ils procurent en matière de protection contre la corrosion [58].

Enfin, il est possible de combiner certains inhibiteurs afin d'obtenir une protection plus élevée grâce à des effets synergiques.

### III.5 Utilisateurs industriels fréquents

Les inhibiteurs peuvent être utilisés dans différents domaines traditionnels :

- Industrie pétrolière et gazière : Les inhibiteurs sont largement utilisés pour protéger les équipements de forage, les pipelines, les réservoirs de stockage et les installations de production contre la corrosion par les fluides de forage, le pétrole brut et les gaz [59].
- Production d'énergie : Dans les centrales électriques, les inhibiteurs sont employés pour prévenir la corrosion des chaudières, des condenseurs, des circuits de refroidissement et des systèmes de traitement des effluents [60].
- Procédés chimiques : Les inhibiteurs sont utilisés pour protéger les équipements de transformation chimique, tels que les réacteurs, les cuves de stockage et les tuyauteries, contre la corrosion par les produits chimiques acides, alcalins ou salins [61].
- Traitement des métaux : Dans les procédés de décapage, de nettoyage, de revêtement et de finition des métaux, les inhibiteurs sont ajoutés aux solutions pour minimiser la corrosion des pièces métalliques [62].
- Systèmes de refroidissement : Les inhibiteurs sont couramment utilisés dans les circuits de refroidissement industriels et de climatisation pour prévenir la corrosion des échangeurs de chaleur, des pompes et des conduites par les fluides de refroidissement [63].
- Structures métalliques : Les inhibiteurs peuvent être incorporés dans les revêtements et les peintures utilisés pour protéger les structures métalliques extérieures, telles que les ponts, les bâtiments et les installations offshores, contre la corrosion atmosphérique [64].

### III.6 Les Classes d'inhibiteurs

- ❖ **Inhibiteurs anodiques** : Ils forment une couche passive sur la surface métallique, bloquant la réaction anodique de dissolution du métal. Exemples : chromates, nitrites, molybdates.
- ❖ **Inhibiteurs cathodiques** : Ils ralentissent ou suppriment la réaction cathodique, généralement la réduction de l'oxygène ou des ions hydrogène. Exemples : polyphosphates, silicates, zinc.

- ❖ **Inhibiteurs d'adsorption** : Ils forment un film protecteur en s'adsorbant sur la surface métallique. Exemples : amines grasses, composés azotés hétérocycliques, composés soufrés.
- ❖ **Inhibiteurs de formation de film** : Ils réagissent avec les ions métalliques pour former un film insoluble sur la surface. Exemples : phosphates de zinc, tannins, silicates.
- ❖ **Inhibiteurs volatils** : Ils se vaporisent et se condensent sur la surface métallique pour former un film protecteur. Exemples : sels d'ammonium quaternaire, amines cycliques.
- ❖ **Inhibiteurs verts/écologiques** : Dérivés de sources naturelles ou respectueux de l'environnement. Exemples : extraits de plantes, composés à base de biomolécules.

### III.7 Techniques expérimentales pour L'analyses de la corrosion

#### ➤ Méthodes gravimétriques :

Cette méthode a l'avantage d'être facile à mettre en place, de ne pas exiger un équipement élevé, mais elle ne permet pas d'analyser les mécanismes impliqués lors de la corrosion. Il est basé sur la mesure de la perte de poids  $\Delta m$  subie par un échantillon de surface  $S$  pendant le temps  $t$  d'immersion dans une solution corrosive maintenue à température constante. La relation suivante donne la vitesse de corrosion :

$$V_{\text{corr}} = \frac{\Delta m}{S \cdot t} \quad (9)$$

On peut mesurer le  $V_{\text{corr}}$  en  $\text{mg} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{h}^{-1}$ .

La relation suivante donne l'efficacité inhibitrice d'un composé organique :

$$P(\%) = \frac{V_{\text{corr}} - V_{\text{inh}}}{V_{\text{corr}}} \times 100$$

Les vitesses de corrosion dans la solution sans inhibiteur et avec inhibiteur sont  $V_{\text{corr}}$  et  $V_{\text{inh}}$ . [69]

#### ➤ Méthodes électrochimiques

On peut distinguer deux catégories de méthodes électrochimiques utilisées pour étudier le phénomène de corrosion :

- Méthodes stationnaires
- Méthodes transitoires.

#### ➤ Méthodes d'analyse Surface

Différentes techniques permettent d'analyser la surface d'un matériau. Deux techniques sont fréquemment employées.

#### ➤ L'analyse spectrale des photo-électrons (XPS)

La spectroscopie des photoélectrons (XPS) (Spectroscopy of X-ray Photoelectrons) ou

(ESCA) (Spectroscopy of Electrons for Chemical Analysis) est la méthode la plus répandue. Elle est plus appropriée pour analyser le processus d'adsorption et identifier la nature du film adsorbé sur la surface métallique. Elle est fondée sur l'utilisation de l'effet photoélectrique découvert par Einstein. Ainsi, l'énergie cinétique des photoélectrons émis par le matériau irradié par un faisceau de rayonnement X est mesurée lors de la spectroscopie des photoélectrons.

➤ **La microscopie électronique à balayage**

La microscopie électronique à balayage (MEB) est l'une des techniques les plus répandues pour observer la topographie d'une surface. Son principe repose sur l'exploration de la surface de l'échantillon par un faisceau d'électrons très fin qui balaye la zone point par point, en lignes successives. Le signal provenant des électrons rétrodiffusés ou secondaires émis par l'échantillon est ensuite transmis à un écran cathodique. Le balayage de cet écran est synchronisé de manière précise avec le balayage du faisceau d'électrons incident sur la surface de l'échantillon. Ainsi, l'image affichée sur l'écran représente fidèlement la topographie de la zone balayée, permettant d'observer les caractéristiques morphologiques de la surface avec une résolution élevée. [70]

### **III.8 La méthode MONITORING :**

Le monitoring de corrosion par DLAB (Electrical Resistance) consiste à mesurer la variation de la résistance électrique d'une sonde métallique exposée à l'environnement corrosif. Cette sonde, constituée d'un alliage dont la composition est similaire à celle du matériau à surveiller, est intégrée dans le circuit de mesure ; lorsque la sonde se corrode, sa section diminue progressivement, entraînant une augmentation de sa résistance électrique. Cette variation de résistance, directement liée à la perte d'épaisseur de la sonde, permet de quantifier le taux de corrosion et d'estimer la vitesse de dégradation du matériau.

La méthode DLAB présente l'avantage d'assurer un suivi en continu des conditions corrosives sans perturber le procédé. Les données sont acquises et enregistrées en temps réel pour un monitoring précis de l'évolution de la corrosion.



*Figure III.5.RSL Retriever .COSASCO*

### III.9 Conclusion

Ce chapitre a couvert les différents moyens de protection contre la corrosion, en se focalisant sur les inhibiteurs de corrosion qui offrent une approche innovante en agissant sur l'environnement corrosif plutôt que sur le métal directement. Les éléments clés concernant les inhibiteurs ont été détaillés, à savoir leur définition, leurs propriétés essentielles, leurs domaines d'utilisation traditionnels et leurs différentes classes. Ensuite, les principales techniques expérimentales pour étudier la corrosion ont été présentées, comprenant les méthodes gravimétriques, électrochimiques (courbes de polarisation, spectroscopie d'impédance, bruit électrochimique) et d'analyse de surface (XPS, MEB). Bien que non exhaustif, ce chapitre donne un aperçu des moyens de lutte anticorrosion, en mettant en avant les inhibiteurs prometteurs et les méthodes d'analyse expérimentales clés utilisées dans cette étude.

# **CHAPITRE IV**

**Etude expérimentale du contrôle de la corrosion  
des bacs de stockage et pipelines dans le  
transport des hydrocarbures vers les raffineries**

## **IV.1 Introduction**

Les réservoirs de stockage d'hydrocarbures et les pipelines de transport sont des infrastructures essentielles mais vulnérables à la corrosion dans l'industrie pétrolière. Cette étude examine en détail les différentes stratégies de contrôle de la corrosion pour ces équipements. Dans un premier temps, nous examinerons les bacs de stockage d'hydrocarbures et puis nous étudierons les méthodes d'inspection et d'évaluation de l'état de corrosion, telles que les contrôles visuels, les mesures d'épaisseur par ultrasons et les techniques électromagnétiques. L'avantage clé de la méthode MFL réside dans sa capacité à détecter et à quantifier avec précision les pertes d'épaisseur causées par la corrosion, même dans des zones difficilement accessibles ou enterrées. Les données recueillies permettent d'évaluer l'état de dégradation des équipements et de planifier les mesures de réparation ou de remplacement nécessaires, contribuant ainsi à la sécurité des opérations et à l'optimisation des coûts de maintenance.

## **IV.2 Contrôle de la corrosion des bacs de stockage hydrocarbure et pipeline de transport de pétrole vers les unités de traitements**

### **IV.2.1 Cas des bacs de stockage hydrocarbures**

La technique MFL est conçue pour l'inspection, la détection et le dimensionnement des pertes d'épaisseurs dus à la corrosion des fonds de bacs de stockages. Les coordonnées X/Y et les degrés de sévérité des discontinuités sont données dans les plans inclus dans la section 5

- **Epaisseur de fond** : l'épaisseur nominale est 9mm selon DATASHEET du bac comme inscrit dans le cahier de charge.



*Figure IV.1. Photographie du bac de stockage*

#### **IV.2.1.1 Méthode de lecture des pertes d'épaisseur sur les tôles :**

Les données acquises des tôles scannées sont présentées sur des images en deux dimensions avec des couleurs qui représentent les pertes d'épaisseur sur les tôles, chaque couleur correspond à un pourcentage de perte d'épaisseur comme indiqué sur la légende de la carte. La localisation de ces pertes commence toujours par le point de référence indiqué en couleur rose sur les tôles.

➤ **Plaque Signalétique**

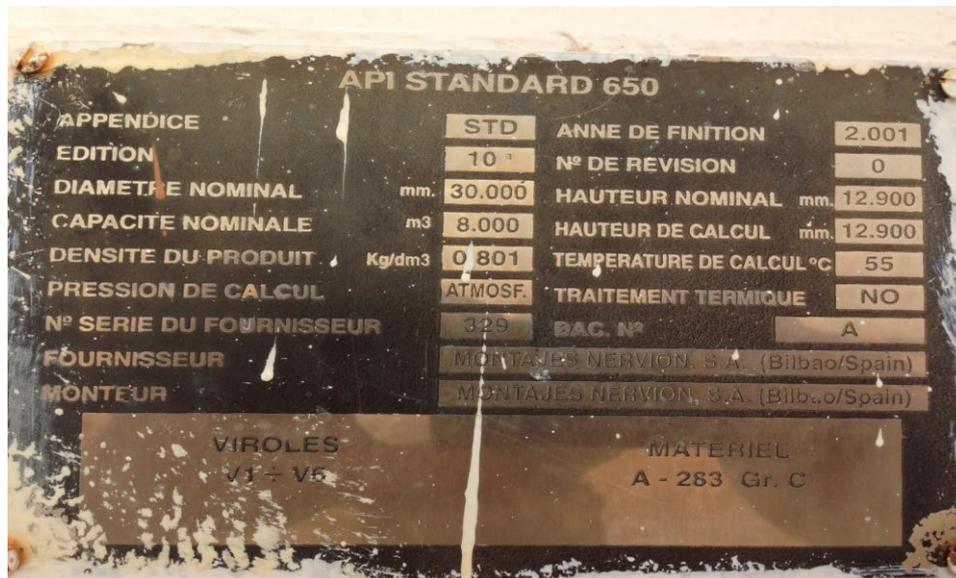


Figure IV.2. Plaque Signalétique

➤ **Conditions de travail à l'intérieur du Bac :**

- La lumière dans le bac est satisfaisante lors du contrôle.
- Il y a un puisard
- 04 trous d'homme 24" de diamètre
- 125 anodes
- 29 Supports

**IV.2.1.2 Contrôle visuel et par MFL**

❖ **Contrôle Visuel**

Les obstacles à l'intérieur du BAC sont les suivants :

Tableau IV-1. Résultats de contrôle visuel au niveau de Bac

Type d'obstacle	Photo
Patch	

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

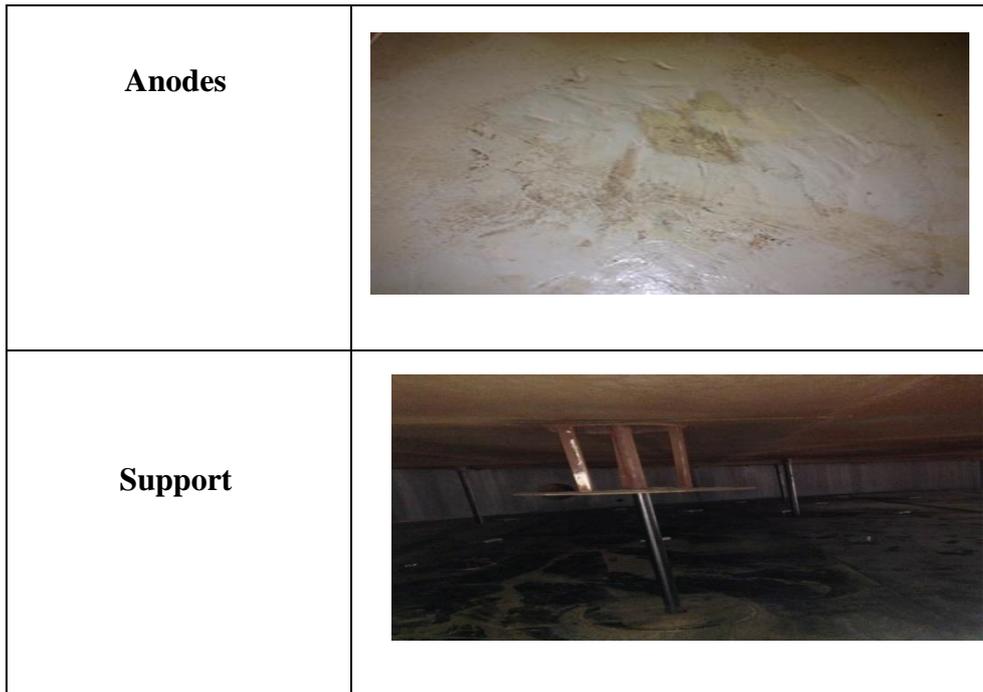
<p align="center"><b>Collecteur de drainage du Toit Flottant</b></p>	
<p align="center"><b>Anodes</b></p>	
<p align="center"><b>Support</b></p>	
<p align="center"><b>Puisard</b></p>	

▪ **Tôles de Fonds :**

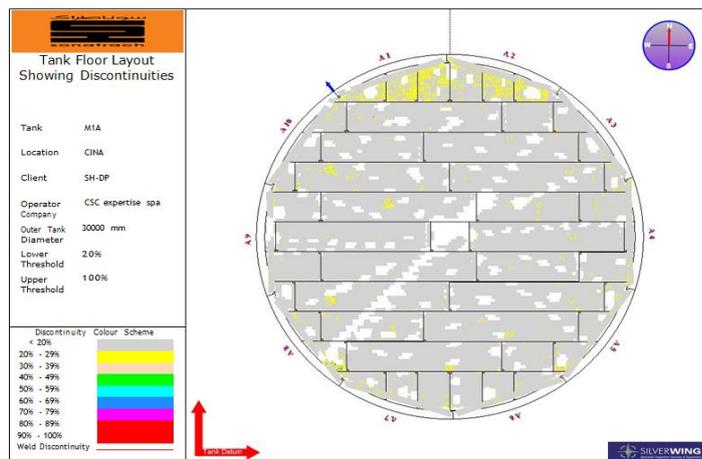
*Tableau IV-2. Photographie des zones dégradées des tôles du fond du bac de stockage*

<p align="center"><b>Collecteur dedrainage du Toit Flottant</b></p>	
---	--

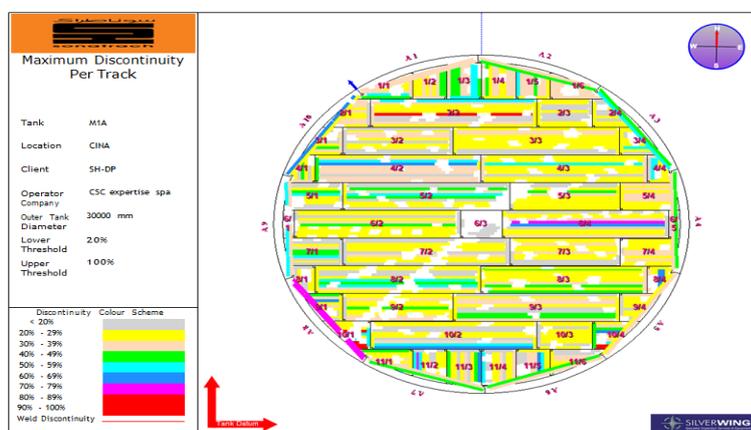
**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**



**IV.2.1.3 Contrôle par MFL Inspection - FMVS2**

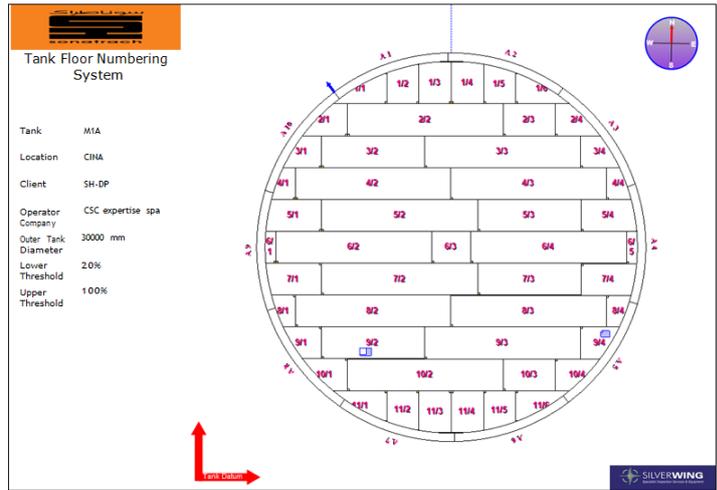


*Figure IV.3. Le Fond du bac de stockage RSB*

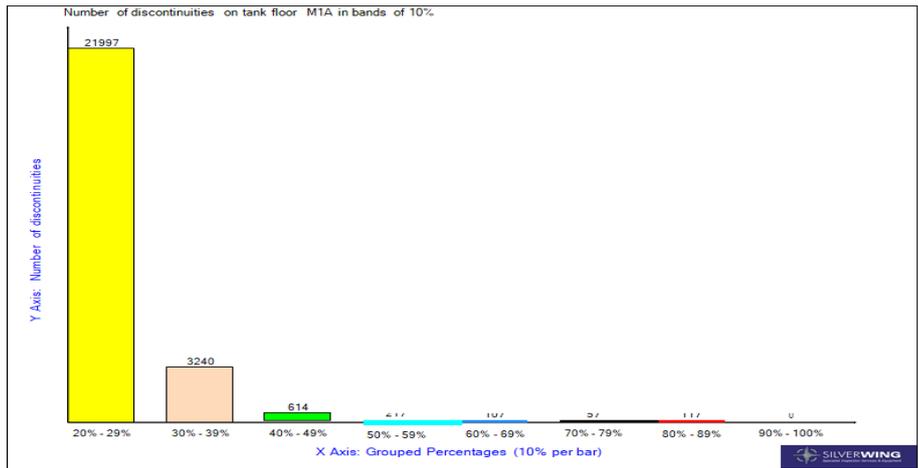


*Figure IV.4. Scan du Fond du bac et numérotation des tôles*

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**



**Figure IV.5. Schéma des zones affectées du fond du bac de stockage RSB**



**Figure IV.6. Histogramme des discontinuités détectées sur les tôles du fond**

**Tableau IV-3. Nombre de discontinuités trouvées sur les tôles du fond de bac**

ranger	Tôle	Min Discontinuité(%)	Max Discontinuité(%)	Sévérité
1	1	20	53	Orange
1	2	20	43	Vert
1	3	20	59	Orange
1	4	20	42	Vert
1	5	20	52	Orange
1	6	20	38	Vert
2	1	20	35	Vert
2	2	20	80	Rouge
2	3	20	26	Orange
2	4	20	28	Orange

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

3	1	20	45	
3	2	20	38	
3	3	20	34	
3	4	20	51	
4	1	20	40	
4	2	20	64	
4	3	20	52	
4	4	20	59	
5	1	20	80	
5	2	20	52	
5	3	20	41	
5	4	20	36	
6	1	0	0	
6	2	20	48	
6	3	0	0	
6	4	20	78	
6	5	0	0	
7	1	20	53	
7	2	20	35	
7	3	20	39	
7	4	20	39	
8	1	20	22	
8	2	20	52	
8	3	20	44	
8	4	20	62	
9	1	20	66	
9	2	20	44	
9	3	20	48	
9	4	20	31	
10	1	20	80	
10	2	20	63	
10	3	20	27	
10	4	20	80	
11	1	20	50	
11	2	20	70	
11	3	20	67	
11	4	20	51	
11	5	20	67	
11	6	20	45	

**IV.2.2 Contrôle des épaisseurs par Ultrason**

Mesure d'épaisseur par ultrasons (appareil KRAUTKRAMER) en papier considéré comme dégradé :

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

**IV.2.2.1 Résultats des Mesures d'épaisseur UTM aux niveaux des obstacles**

- **Tôle au-dessous de la ligne de drainage des eaux de pluies :**

*Tableau IV-4. Résultats de mesures d'épaisseur UTM aux niveaux des obstacles*

Point N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Epaisseur minimale</b>	8.6	8.4	8.4	8.5	8.6	8.2	8.1	9	8.8	8.8	8.9	9	9.1	9.1	9.2
Point N°	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>Epaisseur minimale</b>	9.2	9.1	9.1	9	9.1	9.1	9.1	9.2	9.2	9.3	9.4	9.3	9.2	9.1	9.1

- **Les mesures d'épaisseurs UTM de la Zone Critique sont prises tous les 1000 mm.**

*Tableau IV-5. Les mesures d'épaisseurs UTM de la Zone Critique*

	Epaisseurs mesurées (mm)										Epaisseurs minimal
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	(mm)
<b>A1</b>	9,90	10,1	8,80	9,50	10,1	10,0	10,1	10,2	10,0	10,10	8,8
<b>A2</b>	9,40	9,00	8,40	9,20	9,00	9,40	9,20	9,40	9,60	9,00	8,4
<b>A3</b>	9,80	9,60	9,70	9,50	8,60	9,50	9,60	9,30	9,20	9,30	8,6
<b>A4</b>	9,60	9,60	10,3	10,2	10,0	10,1	10,2	9,80	9,60	9,00	9,0
<b>A5</b>	8,00	9,40	9,80	8,60	9,00	10,0	9,50	10,0	9,80	9,40	<b>8,0</b>
<b>A6</b>	8,80	9,60	9,60	10,0	8,30	9,30	9,40	8,50	10,2	10,00	8,3
<b>A7</b>	10,30	9,00	10,20	10,20	9,20	9,20	9,50	9,70	9,20	9,30	9,00
<b>A8</b>	8,50	8,60	8,60	8,50	9,10	9,20	8,50	9,30	8,80	8,60	8,5

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

<b>A9</b>	8,90	9,00	9,20	9,80	9,20	10,0	10,0	9,40	10,1	9,20	8,9
<b>A10</b>	9,00	9,40	9,70	9,00	8,80	10,0	8,60	8,60	9,40	9,50	8,6

**IV.2.2.2 Résultats des Mesures d'épaisseur UTM des Indications trouvées par Contrôle MFL.**

*Tableau V-6. Résultats de mesures d'épaisseur au niveau des indications trouvées par contrôle MFL.*

Referee	Position (mm)		Epaisseur (mm)
	X	Y	
<b>R1 P1</b>	1952	437	2.90
<b>R1 P3</b>	474	1123	3.80
	688	1123	3.30
<b>R1 P5</b>	170	2051	2.70
<b>R2 P2</b>	763	2208	3.90
<b>R3 P4</b>	1969	594	4.20
<b>R4 P2</b>	2759	1580	3.70
	3130	1860	4.40
<b>R4 P4</b>	613	1255	4.70
<b>R5 P 1</b>	3975	1307	2.80
	3984	1089	3.90
	3570	1329	2.70
<b>R5 P2</b>	5237	1487	3.50
<b>R6 P4</b>	8072	1298	3.50
	8058	1221	4.00
<b>R8 P4</b>	983	1241	4.10
	1186	1266	3.80
<b>R8 P2</b>	2799	712	4.40
	2640	1188	3.40
	2656	1246	3.00

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

<b>R9 P1</b>	2293	558	3.40
<b>R10P1</b>	519	941	2.5
	420	2215	3.90/3.80/3.60
	947	1882	5.50/3.00/3.30
	1221	2185	6.30/4.60/3.60
<b>R 10 P2</b>	7730	126	4.40
	7759	135	4.60
	7966	155	4.10
	8029	222	3.60
	8111	300	2.80
R10 P 4	692	2150	3.70/5/4.50
	932	2314	3.90/4.40/5.60

**NB :** toutes les mesures d'épaisseurs ont été prises en millimètre.

- L'analyse des résultats du tableau IV.2 et du tableau 3 nous montre clairement que le nombre total de plaques pour réservoir M1A = 49
- La surface totale de matériau de pièce requise pour le réservoir M1A = 0,87289458 mètres carrés
- L'inspection par MFL a montré des pertes d'épaisseurs sur quelque tôle de fond (voir les détails de chaque tôle).
- L'inspection Visuel a décelé des réparations sur les Tôles par des patches R9P2, R9P4 et par colmatage.
- La réduction d'épaisseur est de l'ordre :
  - 100% : Situation de rupture
  - 37% : Cas d'épaisseur minimale mesurée

### **IV.3 Cas de pipeline de transport de pétrole vers les unités de traitements**

#### **IV.3.1 Contrôle de la ligne de collecte de diamètre 8" MD 575 vers MFD W4 par Ultrason**

##### **IV.3.1.1 Caractéristiques de la ligne**

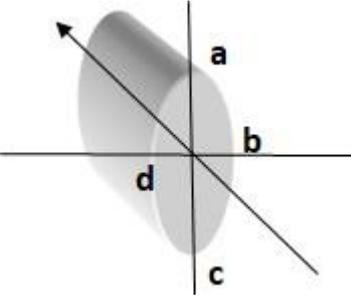
- ✓ Repère de la ligne : MD 575 vers W4
- ✓ Fluide véhiculé : Huile



**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

3	0,30	8,82	8,66	8,63	8,21	7,91
4	0,30	8,79	8,53	8,59	9,30	8,23
4A	0,30	8,96	9,38	9,25	9,16	8,66
5	0,50	8,43	9,61	9,23	8,80	7,93
6	0,50	8,40	8,37	/	9,00	7,87
7	0,30	8,90	8,75	8,89	8,76	8,45
8	0,30	8,92	8,70	9,08	8,98	8,40
9	0,30	8,60	8,10	8,36	8,40	7,80
11	0,30	8,03	8,59	8,64	8,18	7,37
12	0,30	8,88	8,28	9,21	8,82	7,98
13	0,30	8,61	8,25	9,08	8,99	7,95
14	0,30	8,59	8,37	8,75	8,82	8,29
15	0,30	8,99	9,11	8,89	9,04	8,59
16	0,30	8,54	9,07	9,28	9,93	8,24
17	0,30	8,90	8,03	8,16	8,88	7,73
18	0,40	8,59	8,81	9,36	8,92	8,19
18A	0,30	8,67	8,76	8,77	9,22	8,37
19	0,30	8,73	8,90	/	8,40	8,10
20	0,30	8,82	8,31	8,78	8,45	8,01

- Epaisseur nominale : 9,53 mm
- Réduction d'épaisseur plus au moins importante.
- Piqûre de corrosion de l'ordre de 0.3 mm.



Les résultats du tableau IV.4 révèlent une diminution de l'épaisseur de la ligne 8" reliant le puits MD 575 au Manifold MFD W4. Cette réduction d'épaisseur s'est produite à plusieurs endroits le long de la ligne. Elle est attribuable à deux types de corrosion. D'une part, une corrosion interne a été provoquée par le fluide transporté dans la conduite et d'autre part, une corrosion externe par piqûres d'une profondeur d'environ 0,30 mm a également affecté la paroi extérieure de la ligne.

### IV.3.2 Contrôle de la ligne de collecte de diamètre 8'' MDZ 575 vers W4 par LRUT

#### ➤ Points de contrôle par LRUT

Trois points ont été sélectionnés afin de réaliser un test de corrosion par LRUT.



*Figure IV.8. Photographie de la ligne 8'' sous contrôle LRUT*

#### ➤ Point d'inspection par LRUT

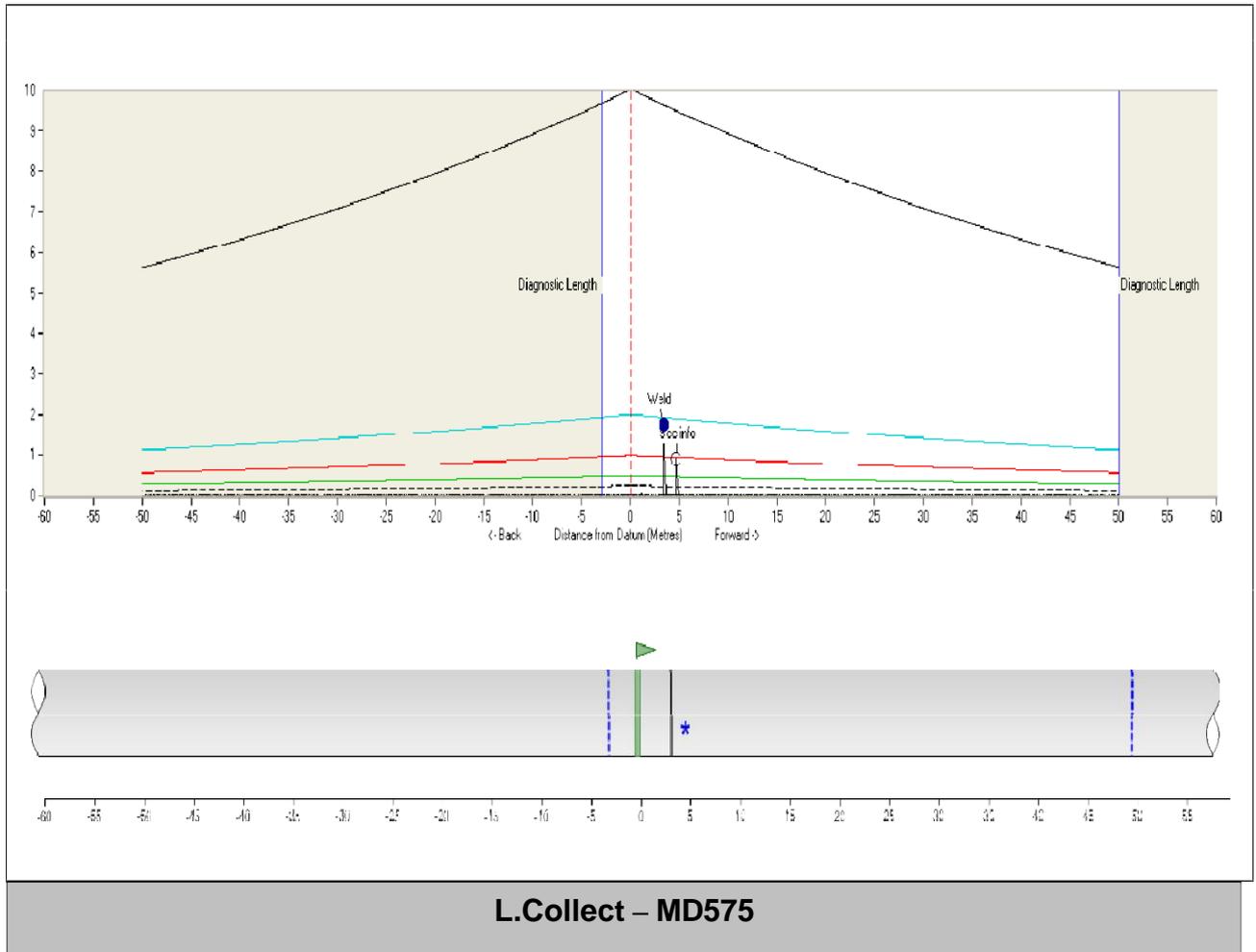
Position : La dune de sable.

Situé à : 388 m par rapport au puits MD 575.

#### ➤ Exécution de l'inspection

- Installation des modules transducteurs
- Mise en place de la ceinture au point d'examen

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**



*Figure IV.9. Scan de la ligne 8'' par LRUT*

Distance relative de l'appareil	Indication Description	Commentaire	Priorité
<b>3,31m</b>	Soudure		
<b>4,58m</b>	Voir les infos	R.A.S	Med

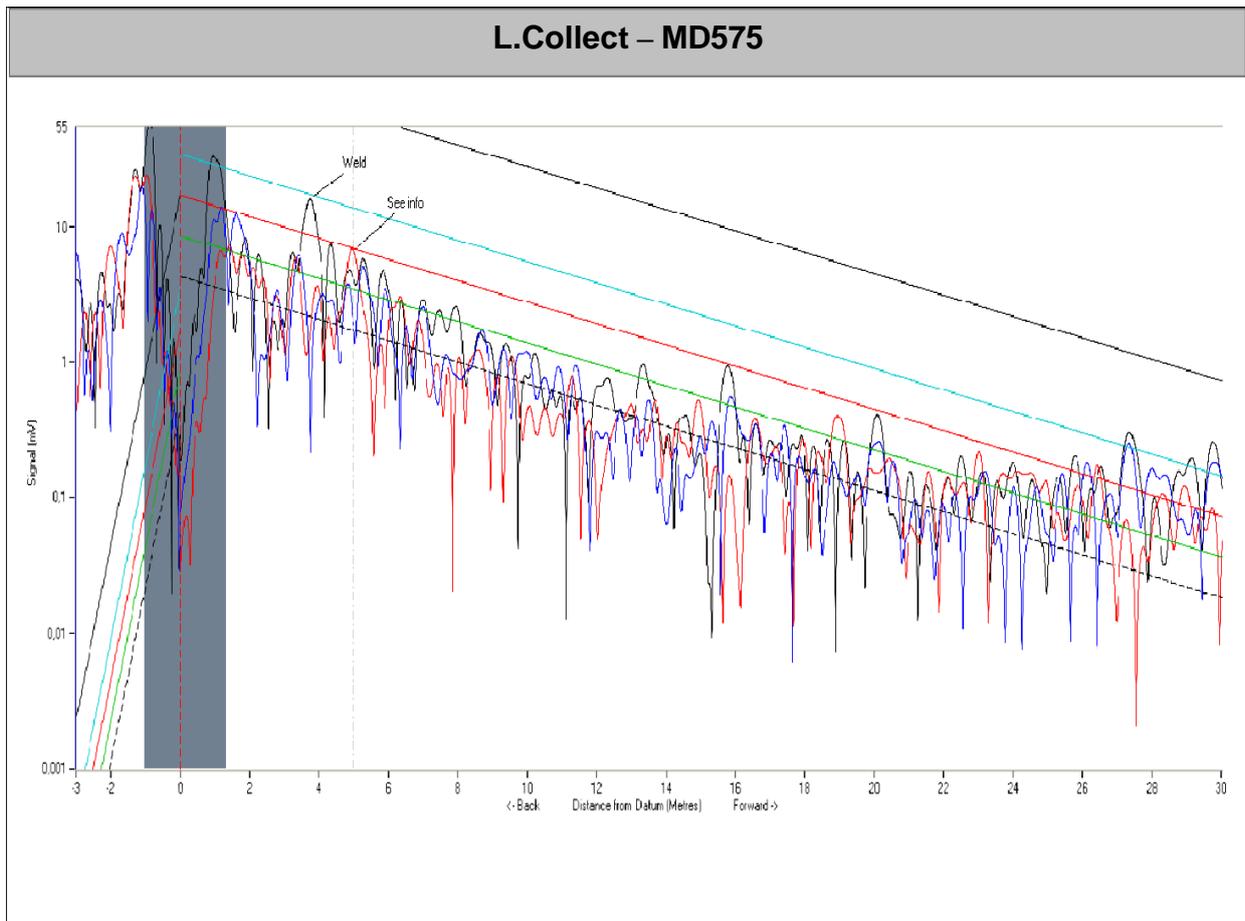
- Les données de la ligne et de l'inspection sont introduites dans le logiciel.
- Début de l'exercice de balayage des ondes sur une distance de 40 mètres de la ligne dans les deux sens.

**IV.3.2.1 Résultats**

Après 30 minutes de balayage, nous avons obtenu les résultats suivants :

## CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries

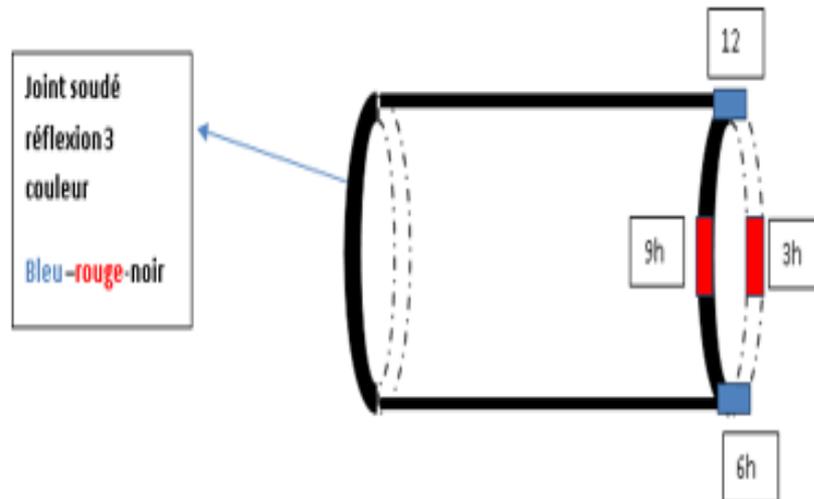
Sur l'écran de l'instrument LRUT (appareil d'inspection par ultrasons), le graphe se présente sous la forme d'un signal composé de multiples échos. Chaque réflecteur ; qu'il s'agisse d'une soudure ou d'un défaut ; génère un signal d'une amplitude proportionnelle à sa taille. Ces signaux apparaissent sur l'écran à des distances croissantes par rapport à l'anneau des transducteurs, selon l'emplacement des réflecteurs le long de la conduite inspectée.



*Figure.IV.10. Contrôle de la ligne 8'' par LRUT*

### IV.3.2.2 Interprétation des résultats obtenues

- La première étape consiste à établir la courbe de DAC (courbe de correction d'amplitude en fonction de la distance). Cette courbe permet de représenter la variation d'amplitude des réflecteurs de même taille (circonférentiels) selon leur distance par rapport à l'anneau de transducteurs. Dans la plupart des cas, ces réflecteurs de référence sont des cordons de soudure.
- Trois signaux présentent des couleurs différentes à savoir la noire, le bleu et le rouge.
- Ces signaux illustrent comment les énergies sont réfléchies par des obstacles situés à la surface du tuyau.



*Figure.IV.11.La position des réflecteurs*

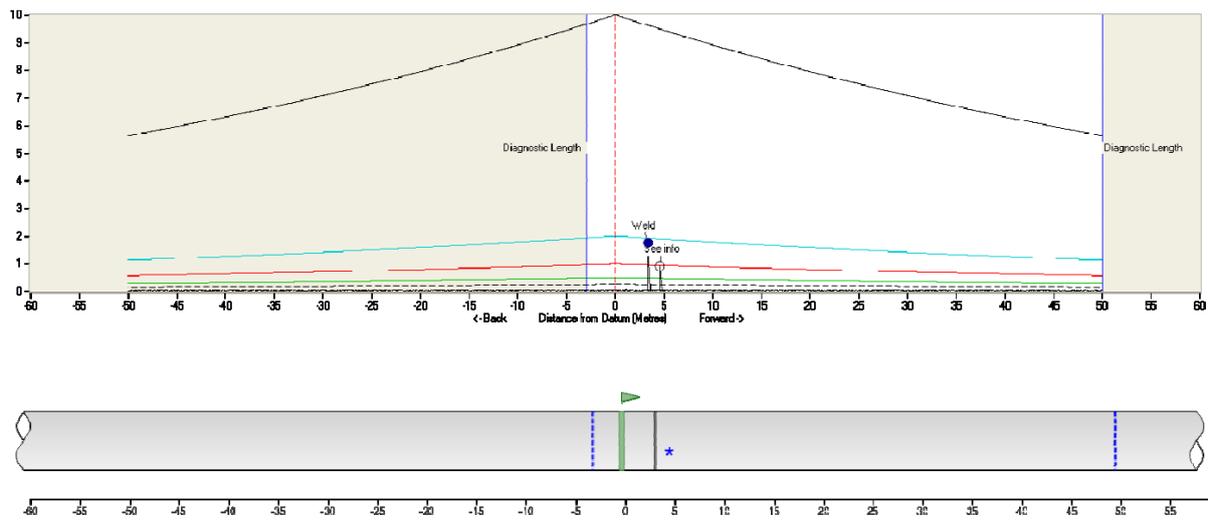
#### IV.3.2.3 Classification des indications en catégories :

Les indications détectées par l'inspection LRUT (ultrasons à rayonnement longitudinal) ont été classées principalement en trois catégories selon leur amplitude : catégorie 1 "Mineur", catégorie 2 "Modéré" et catégorie 3 "Sévère".

Afin de comparer les amplitudes mesurées à celles de référence, les courbes d'amplitude en fonction de la distance (courbes DAC) ont été superposées aux indications LRUT sur les enregistrements.

- **Catégorie 1 (vert) :** Réponses inférieures à la ligne verte.
- **Catégorie 2 (Rouge):** Réponses inférieures à la ligne rouge.
- **Catégorie 3 (Bleu):** Réponses supérieures à la ligne rouge.

**CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**



*Figure IV.12. Piques représentant les obstacles au niveau du tronçon inspecté*

**IV.3.2.4 Vérification du défaut**

Distance relative de l'appareille	Indication Description	Localisation	Epaisseur Min (mm)	Epaisseur Nominal (mm)	Commentaire
4,58m	Cat 2	9H à 12H	<b>7.87 mm</b>	9.53 mm	Perte de 17,41% d'épaisseur

*Tableau IV-8. Vérification du défaut*

- La mesure d'épaisseur confirme la présence de défaut ce qui est une perte d'épaisseur de 17,41 % de l'épaisseur nominale.
- Ci-dessous est présenté le rapport d'inspection par la technique conventionnelle (mesure d'épaisseur), qui montre clairement l'anomalie indiquée par LRUT.

**IV.3.3 Résultats et conclusion**

La vérification par mesureur d'épaisseur de l'indication trouver à 4,58 m de l'outils LRUT a révéler une épaisseur de 7,34 mm qui reste une valeur acceptable par rapport à l'épaisseur nominal de la conduite.

D'après les résultats obtenus lors de notre étude, on constate que Nous devons d'abord créer la courbe de DAC (correction amplitude – distance), cette courbe sert à tracer la variation d'amplitude des réflecteurs de la même taille (circonférentielle) situés à des distances différentes de la ceinture, dans la plupart des cas sont des cordons de soudures

## **CHAPITRE IV Etude expérimentale du contrôle de la corrosion des bacs de stockage et pipelines dans le transport des hydrocarbures vers les raffineries**

---

Ces signaux représentent la réflexion des énergies par des obstacles au niveau de la surface du pipe.

Nous avons trois signaux avec couleurs différentes, (noire, bleu et rouge).

La position des réflecteurs de chacun des signaux montrée dans la (Figure- IV.11) est mentionnée ci-dessus

Le graphe nous montre juste des piques composés de trois couleurs, cela signifie que la forme d'obstacle est circonférentielle, avec une distance entre elles égale à la longueur d'un tube. Cela permet de dire que ces piques indiquent les joints de soudure (welds).

# **CHAPITRE V**

## **SIMULATION NUMERIQUE DES EFFETS DE LA CORROSION**

## V.1 Introduction

L'analyse par simulation numérique de la corrosion des pipelines consiste à modéliser et à étudier le processus de corrosion qui affecte ces structures critiques. Cette approche utilise des logiciels de simulation, tels que la méthode des éléments finis avec des outils comme ABAQUS, pour représenter le comportement de corrosion dans divers environnements et conditions opérationnelles. En utilisant des paramètres spécifiques de corrosion et des données sur les matériaux, cette méthode permet d'évaluer les effets de la corrosion sur l'intégrité et la durabilité des pipelines, ce qui peut être crucial pour la maintenance et la sécurité des infrastructures.

Dans le domaine de l'analyse numérique, la méthode des éléments finis est employée pour résoudre de manière numérique des équations aux dérivées partielles. Ces équations peuvent représenter le comportement dynamique de divers systèmes physiques tels que les systèmes mécaniques, thermodynamiques ou acoustiques, entre autres. Cette approche permet concrètement de calculer numériquement le comportement d'objets, même ceux de grande complexité.

Dans ce chapitre, une simulation numérique d'un pipeline a été présentée, prenant en compte la présence et l'absence du phénomène de corrosion tel qu'observé dans la partie expérimentale (chapitre VI). L'objectif était d'étudier le comportement des pipelines soumis à des pressions internes en présence de ce phénomène de corrosion.

La simulation est une méthode de mesure et d'étude qui implique de substituer un phénomène ou un système par un modèle plus simple, mais dont le comportement est similaire.

La méthode employée pour réaliser cette analyse est la méthode des éléments finis, mise en œuvre à travers le logiciel de simulation ABAQUS. Le maillage, qui consiste en la subdivision du modèle en petits éléments, a été utilisé pour cette procédure.

## V.2 Description du modèle

Longueur de pipeline  $L = 1500 \text{ mm}$  et de diamètre externe et interne respectivement  $r_e = 150 \text{ mm}$ ,  $r_i = 142.5 \text{ mm}$ . Le matériau est un acier spécial supposé homogène et isotrope, de densité volumique de masse  $p_d = 1967 \text{ kg/m}^3$ , de coefficient de Poisson  $\nu = 0.30$  et de module d'Young élastique  $E_a = 210 \text{ GPa}$ .

- La profondeur du défaut de corrosion : 6 mm
- Longueur : 100 mm

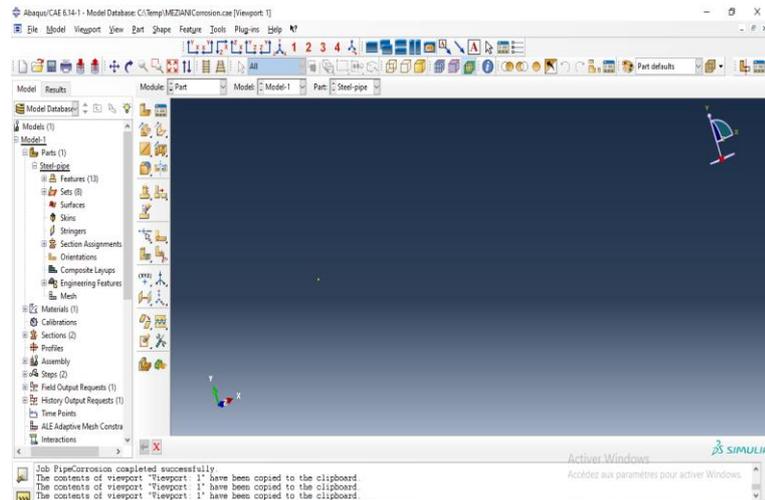
- Pression d'éclatement 16 MPa



**Figure V.1.**Photo pipeline avec phénomène de corrosion interne. (a) : Corrosion biologique (interne) ; (b) : éclatement pipeline

Le logiciel est doté de plusieurs modules fonctionnels, parmi lesquels :

- PART
- PROPERTY
- ASSEMBLY
- STEP
- INTERACTION
- LOAD
- MASH
- JOB
- VISUALIZATION



**Figure V.2.**Le logiciel abaqus

Afin de modéliser et résoudre notre problème, nous allons séquencer ces fonctions selon l'ordre indiqué dans le menu déroulant "MODULE".

### V.2.1 Module PART

Ce module PART permet de créer la géométrie de notre pièce. Ce module permet également de modéliser notre pièce par révolution ou extrusion (ce qui est notre cas ici). On obtient alors notre pipeline en volume :

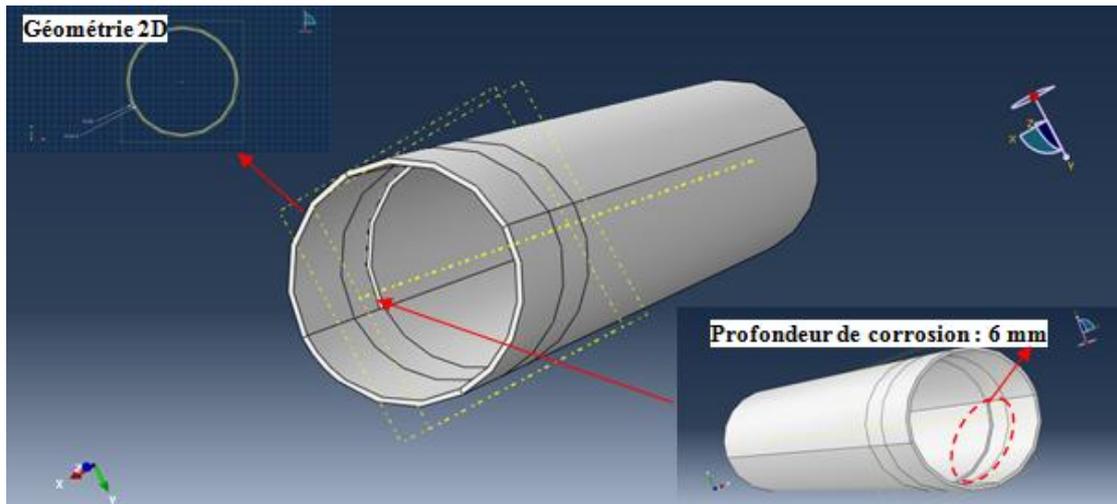


Figure V.3. Géométrie et le modèle de pipeline en volume.

### V.2.2 Condition initial et charges (module LOAD).

Le module LOAD permet de spécifier les contraintes auxquelles la pièce modélisée précédemment est soumise des charges selon le modèle expérimental de chapitre précédent. Il permet ainsi de définir le type d'effort appliqué à la pièce. Dans notre cas, il s'agit d'une pression d'éclatement appliquée à l'intérieur du pipeline. De plus, ce module permet de définir les degrés de liberté de la pièce.

- Condition aux limites  $U1 = U2 = U3 = UR1 = UR2 = UR3 = 0$
- Pression d'éclatement  $P = 16 \text{ MPa}$

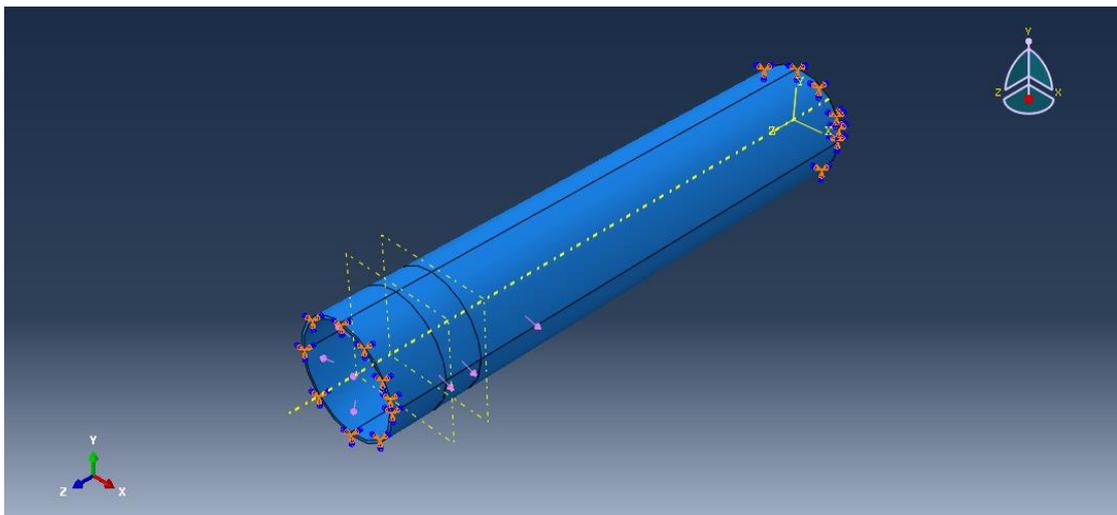


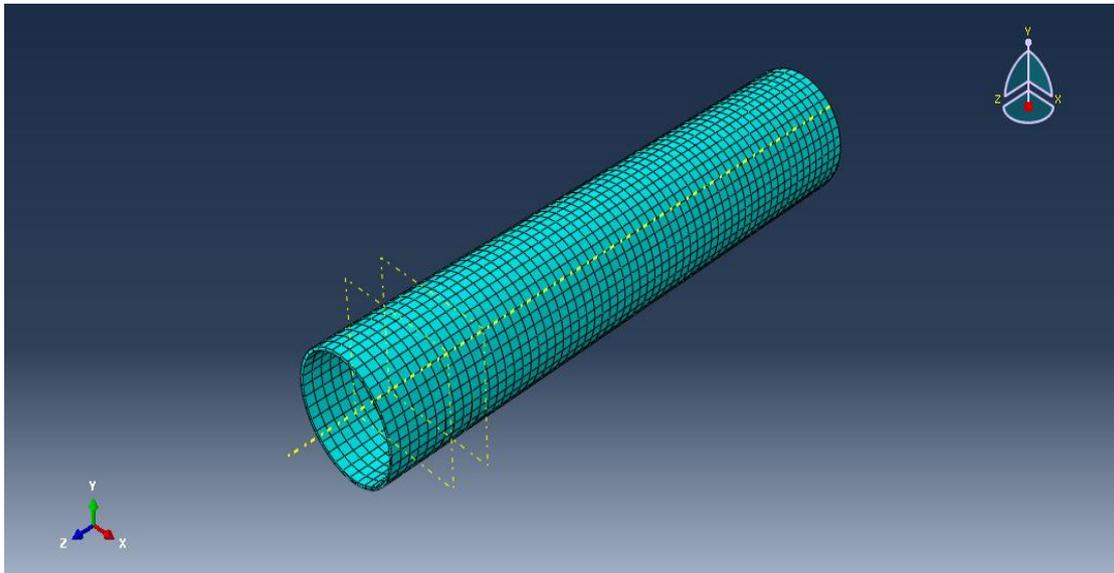
Figure V.4. Conditions aux limites et charges.

### V.2.3 Analyse numérique par MEF

Dans cette partie de la simulation, nous pouvons identifier et enregistrer un ensemble de variables telles que les contraintes, les déformations et les déplacements du modèle de pipeline, en tenant compte du phénomène de corrosion, grâce à la méthode des éléments finis.

### V.2.4 Maillage de pipeline (Mesh PART) :

Le module MESH permet de générer le maillage du modèle. La méthode des éléments finis repose sur la subdivision de l'espace selon un maillage. Ce maillage n'a pas besoin d'être régulier ; en fait, il peut être resserré près des zones d'intérêt. Cependant, il est important de veiller à ce que les éléments restent faiblement déformés, c'est-à-dire qu'ils se rapprochent le plus possible d'un polygone régulier. Un maillage plus fin conduit à une solution plus précise dans la méthode des éléments finis. Plusieurs types d'éléments classiques peuvent être utilisés pour mailler notre pièce, tels que les hexaèdres, les tétraèdres, etc.



*Figure V.5. Le module MESH*

### V.2.5 Résultats de la simulation (Module VIZUALISATION) :

Le module de visualisation permet d'afficher les résultats des calculs précédemment effectués. Pour notre étude sur le phénomène de corrosion du pipeline en acier spécial, nous nous concentrerons sur les déplacements, les contraintes et les déformations dans la zone de corrosion détectée par la partie expérimentale.

V.3 Résultats de la simulation

V.3.1 Résultats de la Contrainte

➤ Contrainte de MISES

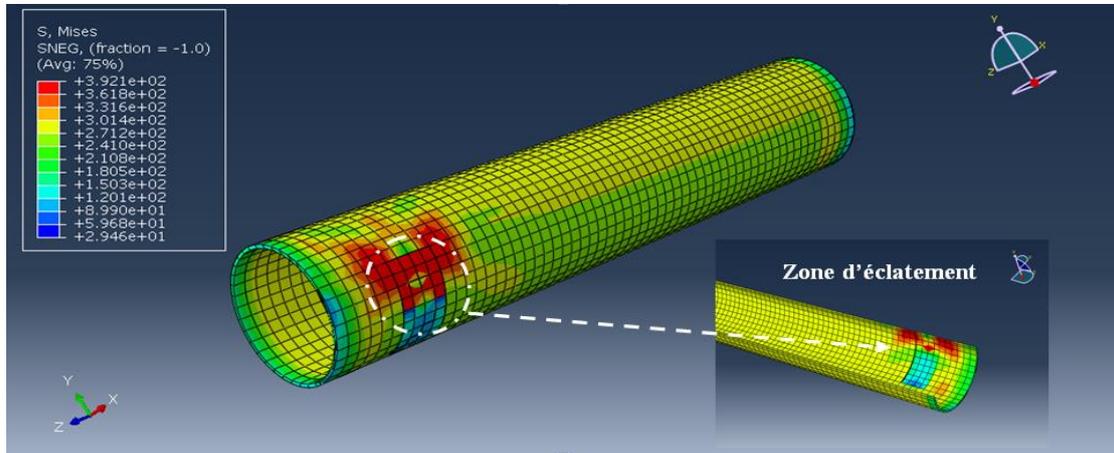
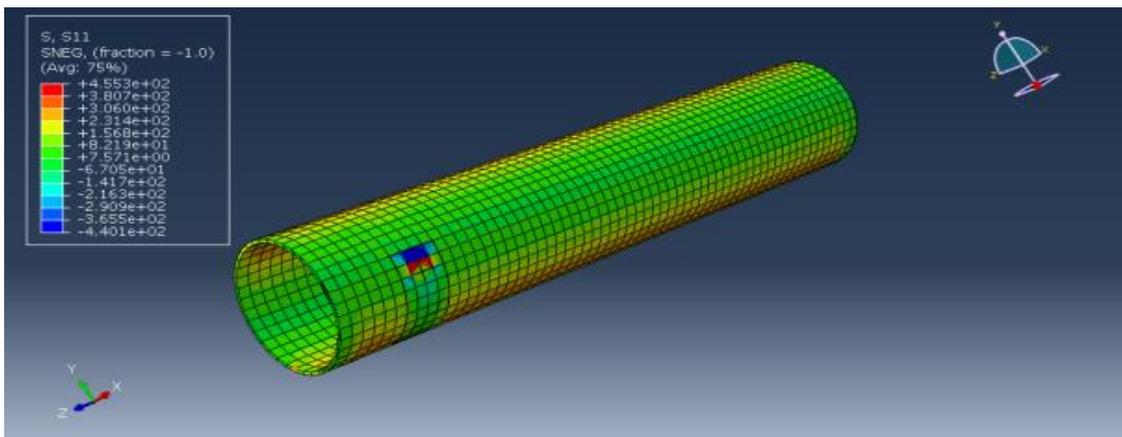
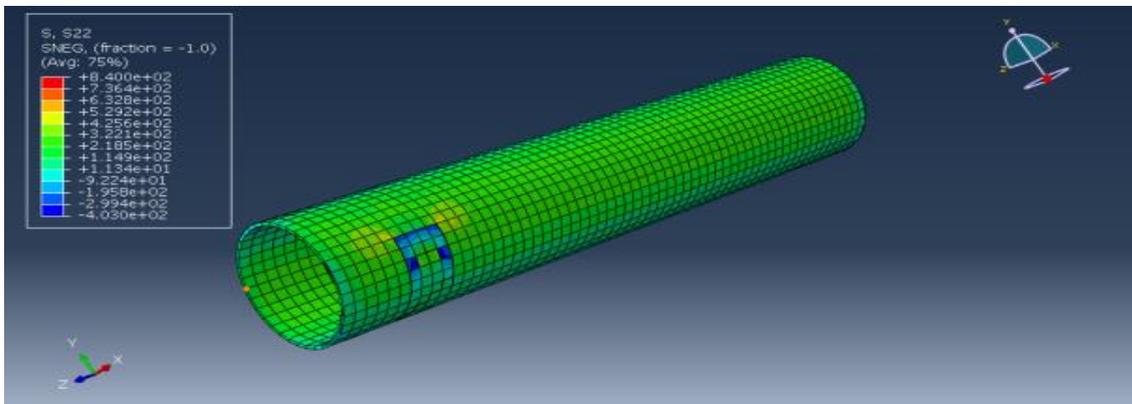


Figure V.6. Contrainte de mises

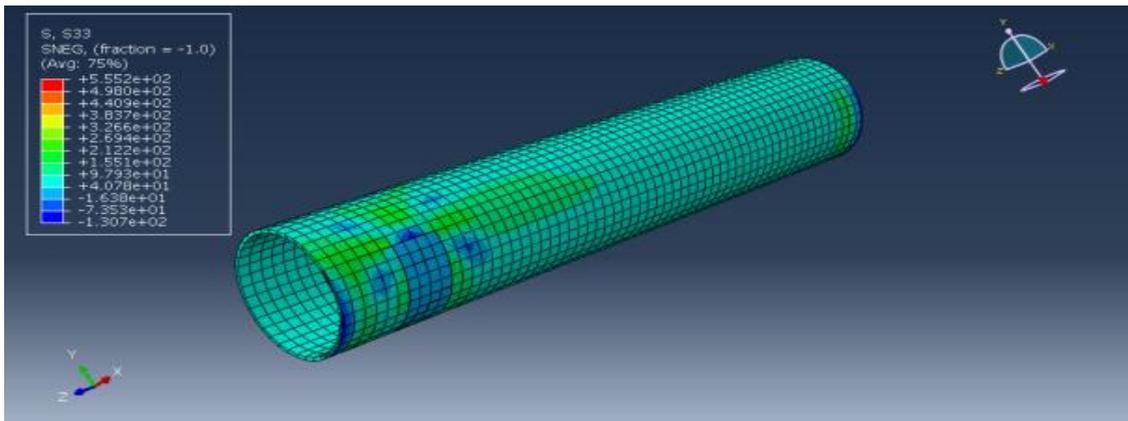
➤ Les contraintes principales



(a)



(b)



(c)

Figure V.7. Vue des distributions des Contraintes dans les axes principaux, (a) : selon l'axe X ; (b) : selon l'axe Y et (c) : selon l'axe Z.

➤ Pression interne sur le défaut de corrosion

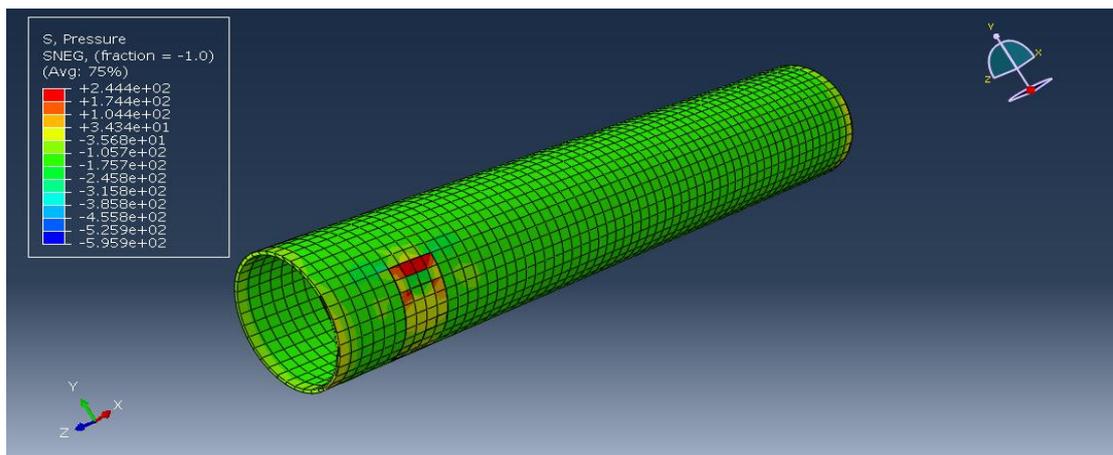


Figure V.8. Pression interne sur le défaut de corrosion.

➤ La zone d'éclatement prévue par la méthode des éléments finis (MEF):

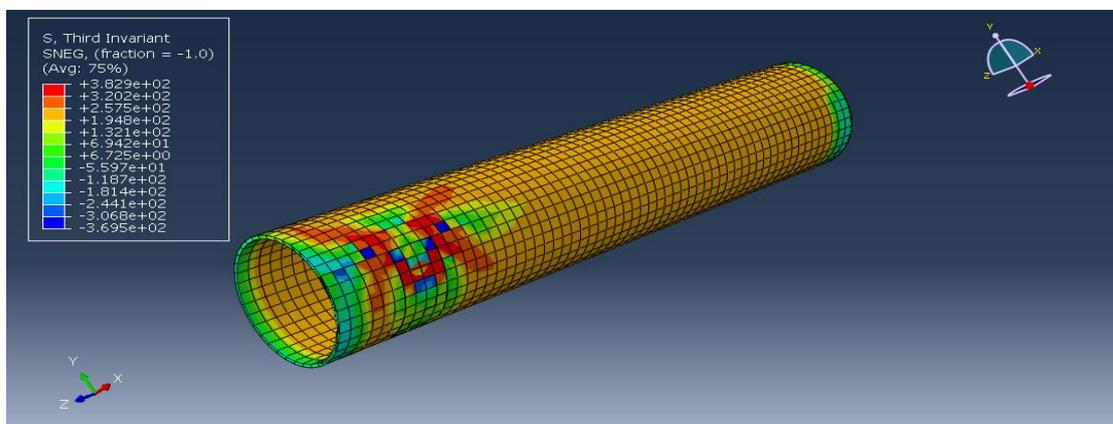


Figure V.9. La zone d'éclatement prévue.

V.3.2 Résultats des déplacements:

➤ Déplacements de la zone défectueux

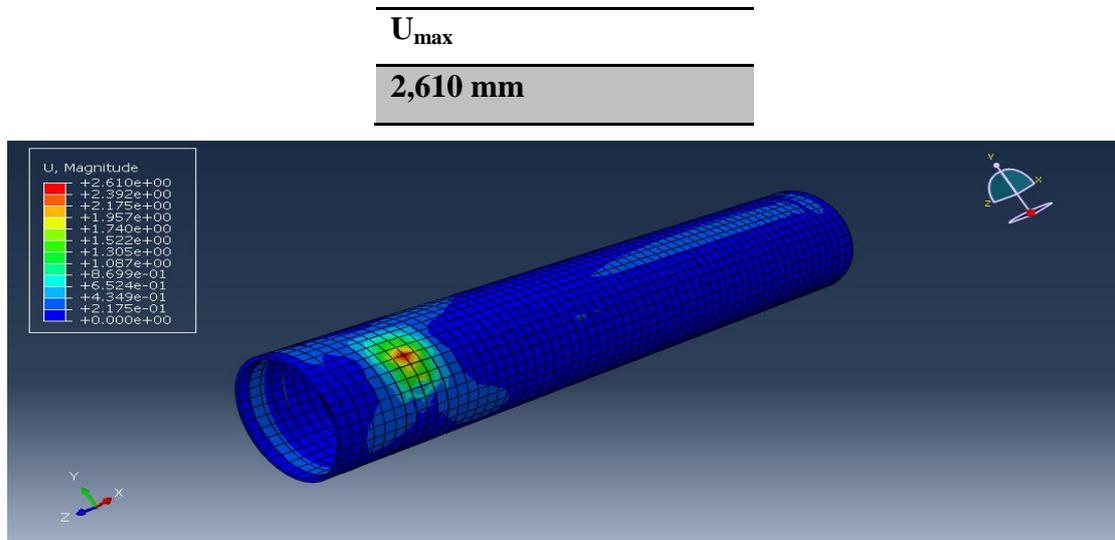
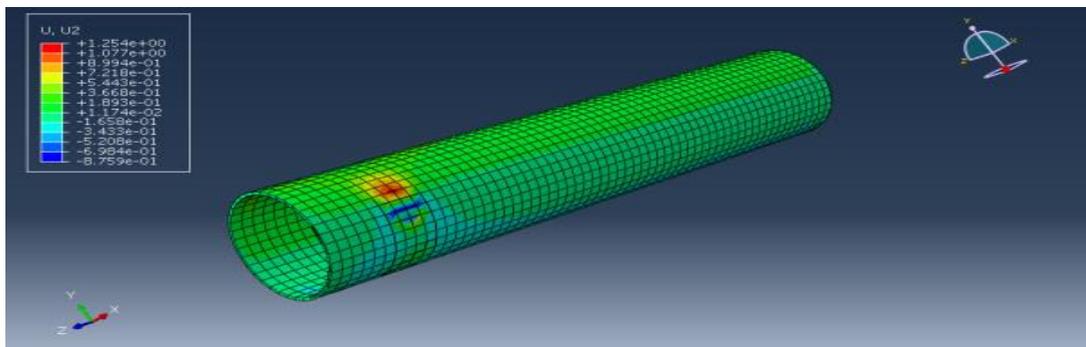
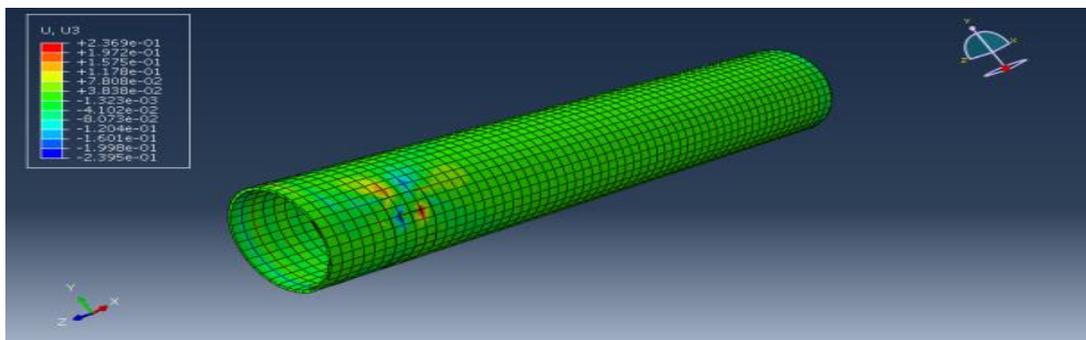


Figure V.10. Déplacements de la zone défectueux.

➤ Les déplacements dans les axes principaux



(a)



(b)

Figure V.11. Vue des déplacements dans les axes principaux, (a) : selon l'axe Y ; (b) : selon l'axe Z

## V.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons constaté que les pipelines interagissent constamment avec leur environnement et sont soumis à des sollicitations qui peuvent altérer leurs caractéristiques, les rendant ainsi potentiellement dangereux.

Grâce à la méthode des éléments finis, notamment avec l'utilisation d'ABAQUS, nous sommes en mesure de saisir le phénomène de corrosion à travers un modèle tridimensionnel. Cela nous permet d'examiner les distributions de contraintes dans la région présentant des défauts de corrosion, ainsi que les déformations dans la zone sujette à des ruptures.

**CONCLUSION**

**GENERALE**

## CONCLUSION GENERALE

Les hydrocarbures occupent une place prépondérante dans l'activité économique et sociale mondiale, leur conférant une grande stabilité. Au cours de la seconde révolution industrielle, le pétrole et le gaz sont devenues les principales sources d'énergie, éclipsant progressivement la suprématie du charbon, carburant clé de la première révolution industrielle. De nos jours, le pétrole représente la première source d'énergie à l'échelle planétaire (37,7%), devant le charbon (26,6%) et le gaz naturel (23,9%). Dans ce siècle, les hydrocarbures demeurent la forme d'énergie la plus largement exploitée pour le bon fonctionnement de l'économie globale.

L'objectif de notre travail consiste à mener une étude détaillée du phénomène de la corrosion dans le secteur pétrolier, en présentant ses différents types, ses formes et les facteurs influents. Il aborde également l'utilisation des inhibiteurs de corrosion selon leur classification et les différents mécanismes de fonctionnement et il couvre aussi les méthodes électrochimiques pour l'étude de la corrosion ; en plus les techniques de contrôle non destructif utilisées pour détecter et prévenir la corrosion dans les pipelines d'hydrocarbures.

La société SONATACH DP-Hassi Messouad est mis en place tout un département à la direction technique spécialisé à la corrosion et l'inspection des équipements (département inspection corrosion) et le contrôle des méthodes de protection qui sont appliqués à ces équipements comme méthodes de protection contre la corrosion, en se concentrant sur les inhibiteurs de corrosion qui offrent une approche innovante d'un bon impact l'environnemental.

Nous avons mené une étude expérimentale qui repose sur la méthode MFL et LRUT, qui sont appliquées sur le bac de stockage M1A et les pipe-lines. Cette étude nous a permis La vérification par mesureur d'épaisseur de l'indication trouver à 4,58 m de l'outils LRUT a révéler une épaisseur de 7,34 mm qui reste une valeur acceptable par rapport à l'épaisseur nominal de la conduite ; L'inspection par MFL a montré des pertes d'épaisseurs sur quelque tôle de fond et inspection Visuel a décelé des réparations sur les Tôles par des patchs aussi La réduction d'épaisseur est de l'ordre : 100% : Situation de rupture et 37% : Cas d'épaisseur minimale mesurée

Une étude numérique a été effectuée par une simulation du pipeline en utilisant le logiciel de travail ABAQUS, qui décrit un modèle tridimensionnel ainsi utilisé pour étudier les phénomènes de corrosion, en examinant les défauts de corrosion et les déformations des

zones rompues. Cet approche numérique nous aider illustré les distributions de contraintes dans la région présentant des défauts de corrosion, ainsi que les déformations dans la zone sujette à des ruptures.

En perspective, nous proposons l'utilisation de IA dans la nouvelle technique MONITORING afin d'améliorer la production en matière de corrosion et réduire les couts cette techniques permettent de détecter les signes de corrosion à un stade précoce, avant que des dommages importants ne se produisent ; les systèmes de monitoring fournissent des données en temps réel sur l'état de corrosion des installations ; Cela permet de suivre l'évolution de la corrosion et de prendre des décisions éclairées sur la maintenance et les réparations ; on a aussi les données de monitoring aident à comprendre les causes de la corrosion et à évaluer l'efficacité des méthodes de contrôle mises en place, comme la protection cathodique.

## Références Bibliographiques

- [1] Meddahi Khalida ; Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt ; mémoire de magister ; 2014 ; P 11.
- [2] G.Daouin ; J.Talbot ; Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière ; P379
- [3] Hichem el BAKOURI. etude de inhibition de la corrosion de l'acier doux au carbone au milieu acide orthophosphorique par un antibiotique organique [mémoire de master]. Oujda : université Mohamed premier, facultés de sciences ,2000.
- [4] Dieter Landolt ; Livre : Corrosion et chimie de surface des métaux ; Chap. 1 ; P 1-2
- [6] [www.suezwaterhandbook.fr](http://www.suezwaterhandbook.fr)
- [8] Einar B., Corrosion and protection, Norway, 2003.
- [9] Francois R., Corrosion and deposits course, Master of science in oil and gas production engineering, France, 2005.
- [10] Corrosion des métaux, ENSPM formation industrie - IFP training, France, 2005.
- [11] Radhi Y., Synthèse de nouveaux composés de l'acide phosphonique et mise en évidence de leur acidité affinité de chélation et de leurs propriétés inhibitrices de corrosion, Mémoire de Magister, Université de Setif (Algérie), 2012.
- [12] C. Fiaud, C.Lemaitre, N.Pebere, Inhibiteurs de corrosion, In : G. Beranger, H. Mazille, Corrosion et anticorrosion (pratique industrielle), Mécanique et ingénierie des Matériaux, Lavoisier, Paris, Hermès Science Publications, 2002, pp.245-266.
- [13] P.BOUMERSBACH,C.DOUMONT,J.PMILLET,<<electrochemical characterization of a corrosion inhibitor :influence of temperature on the inhibition mechanism.>>207th meeting of the electrochemical society, 15-20 mai 2005, quebec city (canada).
- [14] D.D.KANE,S.SRINIVASAN,Experience survey on corrosion monitoring on oil and' gas pipelines , corr ocean USA, paper n°83, Nace, Houston, 1998,P83
- [15] P. OLAV GARTLAND, Choosing the right positions for corrosion monitoring on oil and gas pipelines, Corr ocean USA paper n°83, Nace, Houston, 1998,P83
- [16] N.BOUDIEB,<< Evaluation des performances des peintures par des techniques Electrochimique >>, mémoire de magister, 2008.

**Tableaux** [2] G.Daouin ; J.Talbot ; Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière ; P379.

[20] Lazhar Y., Etude de la corrosion localisée par piqûres des aciers inoxydables 304L et 430 : effet de la déformation à froid par traction et laminage, Mémoire de Doctorat, Université de Constantine (Algérie), 2013.

[23] N.Hackerman, H.R.Schimidts, Corrosion,5 (1949) 1161.

[24] E. Heitz, Proc. 4th European Symposium on Corrosion Inhibitors, Ann, Univ. Ferrara, Italy, N. S. Sez. V, Suppl. 6, (1975) 432.

[25] Florian Constantin, Etude De L'efficacité D'inhibiteurs De Corrosion Utilisés Dans Les Liquides De Refroidissement. Autre. INSA de Lyon; UniversitatendinPitest. Fcultalen de Litere (Romania), 2011. Français. NNT: 2011ISAL0117.

[26] C. FIAUD, Inhibiteurs de corrosion, Techniques de l'Ingénieur, Traite de métallurgie, Doc, M160,7,1994

[27] MELHA. NAZAF. « Développement De Nouvelles Primaires Anti-Corrosions A Base De Polymères Conducteurs Pour La Protection De L'acier Contre L'agressivité Des Milieux Aqueux Chlorurés ». Mémoire de magister, Sonatrach/Institut Algérien du Pétrole, Boumerdes, 2005, p15.

[28] N. LEBOZEC. Réaction De Réduction De L'oxygène Sur Les Aciers Inoxydables En Eau De Mer Naturelle, Influence Du Biofilm Sur Les Processus De Corrosion. Thèse de doctorat. Paris, 2000, p 7-10.

[29].BOUNOUGHAZ M. « Contribution A L'étude De L'influence De L'argent Et Du Sélénium Sur La Passivation Des Anodes De Cuivre Durant L'électroraffinage ». Mémoire de maître de science, Ecole des gradues, Université: LAVAL, 1993, p 23-25.

[30] NF EN ISO 9712, "Essais non destructifs Qualification et certification du personnel END Principes généraux", Paris, Août 2012.

[32] BS EN 13018, "Non-destructive testing. Visual testing.General principles", IHS, London, 2003.

[33] BS EN 571-1, "Non-destructive testing. Penetrant testing.General principles", IHS, London, 1997.

[34] M.Mephane, "modélisation de contrôle ultrasonore de tube d'acier présente des défauts de type "direction de l'information scientifique et technique, Gif-sur-Yvert France, 1998.

[35] T. bouchala "Modélisation semi analytique d'un capteur a noyau de ferrite " thèse de magister en électronique , université H. Lakhdar de Batna, 2007

[36] K. Mohamed " étude et modélisation de capteur a courant de Foucault pour le contrôle non destructive (CND) " thèse de magister en électronique , université Mentouri Constantine 2007.

[37]<https://www.cetim.fr/content/download/78647/fichier/6%20NoticeTechnique-EmissionAcoustique.pdf>

[38] [https://www.cofrend.com/jcms/uat\\_128237/fr/emission-acoustique-at](https://www.cofrend.com/jcms/uat_128237/fr/emission-acoustique-at)

[39]<https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/mesures-analyses-th1/cnd-methodes-globales-et-volumiques-42585210/essais-non-destructifs-bm6450/controle-par-emission-acoustique-bm6450niv10008.html>

[40] RACHID BOURAS-UMMTO cours CONTRÔLES NON DESTRUCTIFS

[53] Sastri, V. S. (1998). Corrosion inhibitors: principles and applications. John Wiley & Sons.

[54] Fontana, M. G. (2005). Corrosion engineering. Tata McGraw-Hill Education.

[55] Umoren, S. A., & Eduok, U. M. (2016). Application of carbohydrate polymers as corrosion inhibitors for metal substrates in different media: A review. Carbohydrate Polymers, 151, 851-859.

[56] Revie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering. John Wiley & Sons.

[57] Sastri, V. S., Ghali, E., & Elboujdaini, M. (2007). Corrosion prevention and protection: practical solutions. John Wiley & Sons.

[58] Quraishi, M. A., & Jamal, D. (2002). Dianils: New and effective corrosion inhibitors for oilwell steel corrosion in boiling hydrochloric acid. Materials Chemistry and Physics, 78(3), 608-613.

[59] Sastri, V. S. (1998). Corrosion inhibitors: principles and applications. John Wiley & Sons.

- [60] Dooley, R. B., & Banchhor, R. (2005). Corrosion and material selection issues in pollution control systems for fossil-fired power plants. *Journal of the Indian Institute of Science*, 85(3), 159-174.
- [61] Roberge, P. R. (2008). Corrosion inhibitors. In *Corrosion engineering: principles and practice* (pp. 483-510). McGraw-Hill.
- [62] Cramer, S. D., & Covino, B. S. (Eds.). (2003). *Corrosion: fundamentals, testing, and protection* (Vol. 13A). ASM International.
- [63] Shams El Din, A. M., Mohammed, R. A., & Zaki, M. F. (1999). Corrosion inhibition of some aluminum alloys in cooling water systems. *Materials and Corrosion*, 50(10), 647-651.
- [64] Zaki Ahmad (Ed.). (2006). *Principles of corrosion engineering and corrosion control*. Butterworth-Heinemann.
- [65] Sastri, V. S. (1998). *Corrosion inhibitors: principles and applications*. John Wiley & Sons.
- [66] Roberge, P. R. (2008). Corrosion inhibitors. In *Corrosion engineering: principles and practice* (pp. 483-510). McGraw-Hill.
- [67] Stratmann, M. (1990). The importance of corrosion inhibitors for the performance of organic coatings. In *Corrosion Inhibitors* (pp. 200-213). European Federation of Corrosion Publications.
- [68] Umoren, S. A., & Ebenso, E. E. (2008). Studies of the anti-corrosive effect of Raphia hookeri exudate gum-halide mixtures for aluminium corrosion in acidic medium. *Pigment & Resin Technology*, 37(3), 173-182.
- [69] C. Fiaud, C.Lemaitre, N.Pebere, Inhibiteurs de corrosion, In : G. Beranger, H. Mazille, Corrosion et anticorrosion (pratique industrielle), Mécanique et ingénierie des Matériaux, Lavoisier, Paris, Hermès Science Publications, 2002, pp.245-266.
- [70] Nace Glossary of Corrosion Terms. *Materials Protection*, 4 (1965) 79.
- [71] K. Rahmouni, Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie CURIE. Paris VI. Déc (2005).

Fuites d'hydrocarbures sur le réseau de pipes et des bacs de stockage

Tableau : Les fuites d'hydrocarbure sur les réseaux des pipes et des bacs de stockage

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NBR fuites	353	256	190	181	167	250
% Fuites	25	18	14	13	12	18

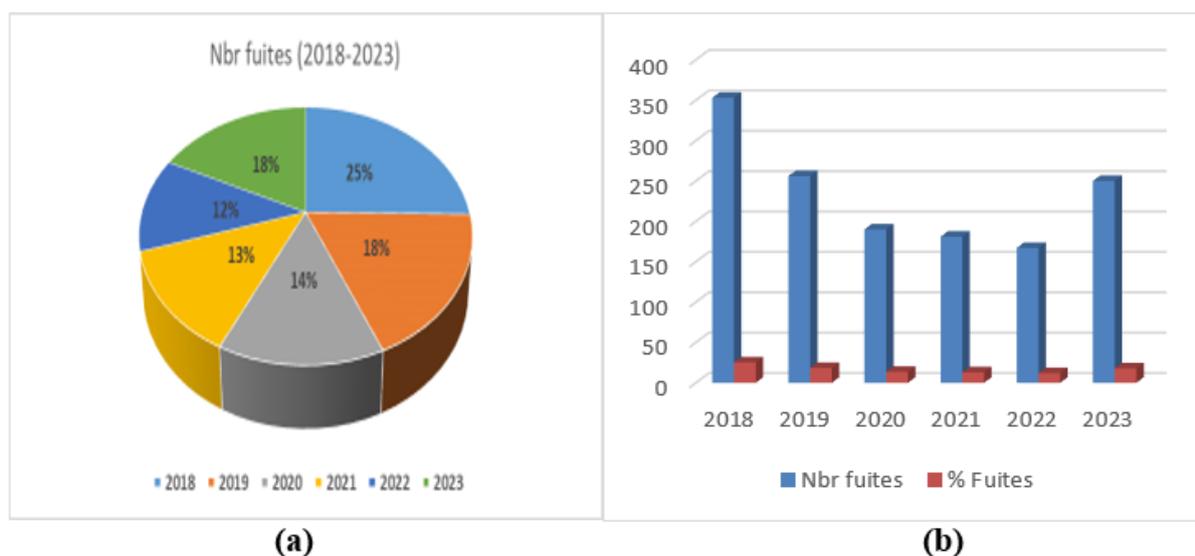


Figure : Graphe des fuites (2018-2023)

Les produits de traitement utilisés :

❖ **anti-dépôt :**

Produit chimique éliminant toute formation éventuelle de dépôts durant la production (BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, MgSO<sub>4</sub>, .....etc.)

❖ **bactéricide :**

Produit chimique inhibant le développement des colonies bactériennes.

❖ **inhibiteur de corrosion :** produit chimique soluble dans l'eau, utilisé pour prévenir la corrosion des installations de fond de puits et de surface.



*Figure IV.36 : Station de traitement HP HGAW*



*Figure IV.35 : Station de MP E2A*



**Station de traitement BP (CINA, Z14)**



*Figure IV.37 : Station de OMP53*



*Figure IV.38 : Skid mobil MD421 ENSP*

### Méthode pour la mesure de la corrosion

#### Mesure De La Corrosion Par Coupon

Cette méthode utilise des coupons de corrosion, qui sont des plaquettes calibrées du même matériau que le circuit étudié. Ces coupons sont installés dans le circuit, puis retirés, pesés et examinés périodiquement.

Ainsi, on détermine la vitesse de corrosion à partir de la perte de poids, ainsi que l'intensité de la corrosion. C'est une méthode particulièrement simple et peu coûteuse pour contrôler la corrosion.



Coupon de corrosion (plaquettes calibrées)

### Équipement pour le contrôle de la corrosion

#### Matériels utilisés

- Installation d'un by-pass avec bossages
- Retriever pour l'extraction des coupons corrosion
- Coupons de corrosion (surface 32,16 cm<sup>2</sup>)

Pour une mesure précise et représentative, le temps d'immersion sera de 45 jours à 2 mois minimum



*RSL Rotriever. COSASCO*

### Test avec l'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW85585 à 50ppm

#### Procédure de traitement des coupons

Pour obtenir des valeurs représentatives de la vitesse de corrosion, il est nécessaire d'éliminer la perte de poids due à l'agressivité de la solution de traitement. À cette fin, un coupon de référence (BC530 pour le test à blanc et BC140 pour le test avec injection d'inhibiteur) est utilisé. Les poids initiaux sont BC530= 37.1514 g et BC150= 36.7030 g.

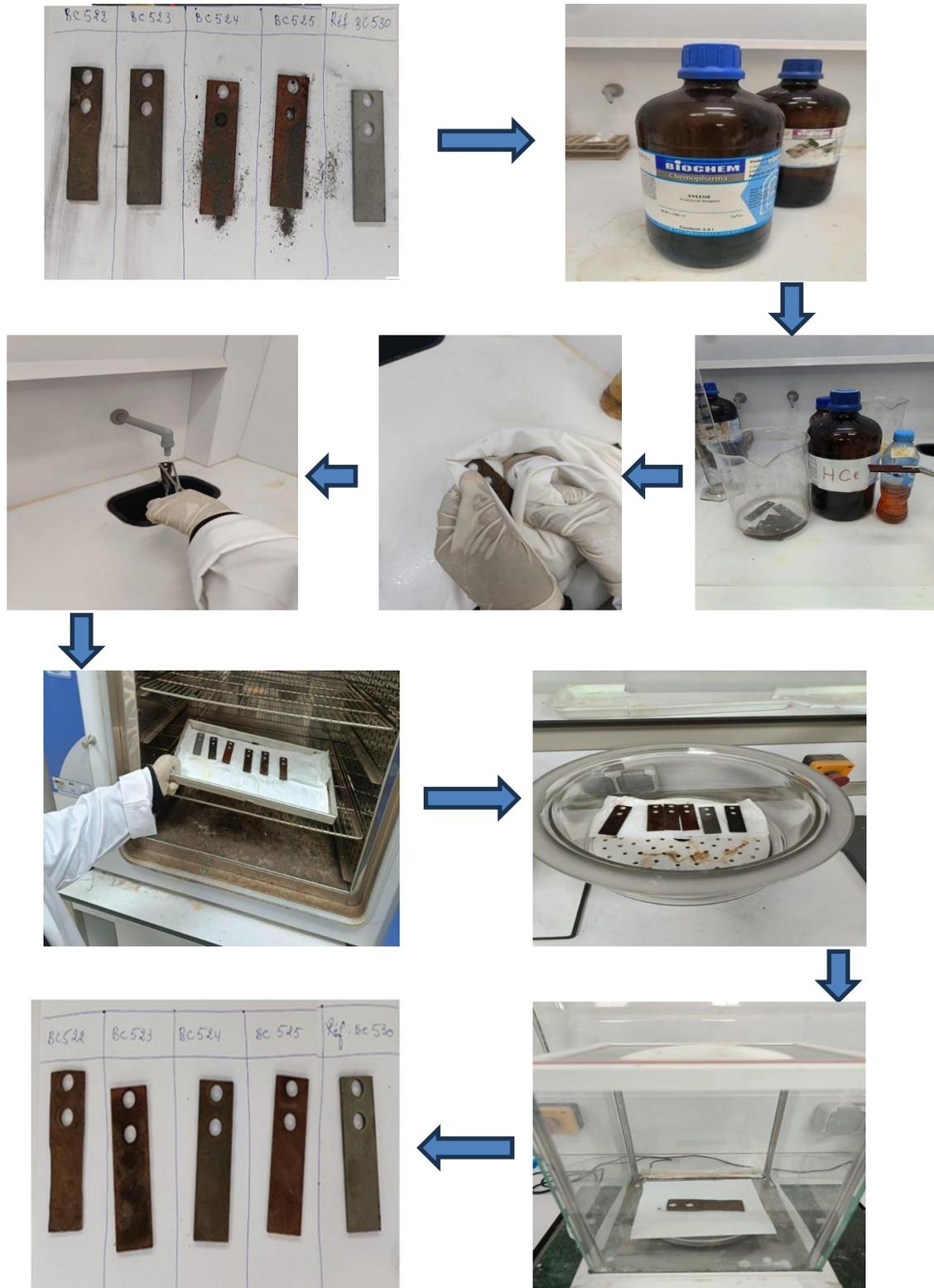
- ❖ Immerger les 5 coupons du test à blanc (BC522, BC523, BC524, BC525, BC526, BC530) et les 5 coupons du test avec injection de l'inhibiteur **CRW 85585** (CU430, CU433, CU434, CU439, BC140) dans la solution de traitement.
- ❖ Après chaque période de 30 minutes, rincer les coupons à l'eau courante du robinet et les frotter avec un chiffon propre jusqu'à ce qu'ils soient secs.
- ❖ Répéter l'étape 2 de 6 à 7 fois, jusqu'à ce que les produits de corrosion aient complètement disparu des surfaces.
- ❖ Placer les coupons dans une étuve à 90 °C pendant 24 heures pour éliminer toute trace d'eau pouvant fausser les valeurs de poids.

## ANNEXE I

- ❖ Après 24 heures, peser les coupons et calculer la vitesse de corrosion.

Remarque :

- Manipuler les coupons avec précaution pour éviter tout dommage.
- S'assurer que l'étuve est correctement réglée et maintenue à 90 °C.



**Résultats et discussions**

Les résultats des tests de corrosion sur les coupons immergés dans les réseaux de dessalage et de collecte ont été obtenus par la méthode gravimétrique de perte de poids. Cette méthode mesure la perte de masse des coupons après exposition au milieu corrosif. Les essais ont été réalisés avec et sans inhibiteur de corrosion et biocide afin d'évaluer leur efficacité.

Les résultats sont présentés sous forme de tableaux synthétiques indiquant pour chaque condition : l'identification du coupon, son poids initial, son poids final après immersion, sa perte de poids et sa vitesse de corrosion calculée. Ces tableaux permettent une analyse comparative aisée de l'impact des inhibiteurs sur la vitesse de corrosion dans les réseaux étudiés. Leur présentation tabulaire facilite l'interprétation des résultats.

	ST MD 17 Amont	ST MD 17 Aval	MD 86 surface	MD 68 collecte	Coupons de Référence
<b>Réf</b>	<b>BC 522</b>	<b>BC523</b>	<b>BC524</b>	<b>B525</b>	<b>BC 530</b>
<b>P. in</b>	37,1858	37,1273	37,1613	37,1452	37,1514
<b>P.fi</b>	33,2393	35,1372	36,6687	36,5913	37,0983
<b>ΔP</b>	5 ,9465	1,9901	0,4926	0,5539	0.0531
<b>ΔP'</b>	5,8934	1,937	0,4395	0,5008	---
<b>T (j)</b>	60 Jours	60 Jours	60 Jours	60 Jours	---
<b>Vmicron /a</b>	2843,7560	934,6651	212,072	241,652	---
<b>n</b>			9	1	
<b>V mpy</b>	111,9588	36,7978	8,3493	9,5138	---
<b>V mm /an</b>	2,8437	0,9346	0,2120	0,2378	

**Résultats du test avec l'injection de l'inhibiteur CRW 85585**

	ST MD17 Amont	ST MD17 aval	MD68	ST MD 68	Coupons De Référence
<b>Réf</b>	<b>BC522</b>	<b>BC523</b>	<b>BC524</b>	<b>BC525</b>	<b>BC 530</b>
<b>P. in</b>	37.1256	37.3389	37,5238	36.1845	36,342
<b>P.fi</b>	30.0082	37.233	37,384	36.103	36,328

## ANNEXE I

$\Delta P$	7.117	0.106	0,140	0.081	0,014
$\Delta P'$	7,103	0.089	0,123	0.064	---
T (j)	45 jours	45 jours	45 jours	45 jours	---
V mpy	89.738	1.099	1.518	0.797	---
Vmm /an	2.279	0.028	0.039	0.020	---

### RESULTATS ET DISCUSSION

Les résultats des essais de corrosion sur les coupons témoins immergés dans les conduites des réseaux de dessalage et de collecte, en présence et en absence d'inhibiteur de corrosion et de biocide, ont été obtenus par la méthode de perte de poids. Ces résultats sont présentés sous forme de tableaux récapitulatifs.

La méthode de perte de poids, consistant à peser les coupons avant et après leur exposition dans les conditions réelles d'écoulement, permet de quantifier la vitesse de corrosion. Les tableaux synthétisent les mesures effectuées avec et sans addition des produits chimiques inhibiteurs et biocides dans les différents réseaux de production.

Cette présentation des données facilite la comparaison des performances des traitements anticorrosion testés et l'analyse de leur efficacité dans les différentes configurations de conduites rencontrées sur site.

#### Analyse comparée des deux tests

	La vitesse de corrosion en millimètre par an	
	Test a blanc	Test avec injection
<b>MD17 amont</b>	2.8437	2.279
<b>MD17 aval</b>	0.9346	0.028
<b>MD68</b>	0.2120	0.039
<b>MD68</b>	0.2378	0.020

Tableau : Résultats de comparaison entre les deux tests

D'après les résultats obtenus lors de notre étude, on constate que l'eau albienne utilisée pour le dessalage présente une forte corrosivité. Les vitesses de corrosion mesurées sont très élevées, ce qui souligne le caractère agressif de cette eau vis-à-vis des matériaux métalliques.

Les résultats obtenus sur les deux coupons placés au niveau du module de turbulence de la station MD17 indiquent que l'eau est fortement contaminée par les bactéries sulfato-réductrices (BSR). La présence de ces BSR contribue à accélérer le processus de corrosion dans le réseau.

Le traitement combinant un inhibiteur de corrosion et un biocide a permis de réduire remarquablement la vitesse de corrosion dans notre réseau. Cette approche ciblée, visant à la fois la corrosion électrochimique et la corrosion bactérienne, s'est avérée très efficace pour maîtriser le phénomène de dégradation des installations.