

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Kasdi Merbah Ouargla**  
**Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, Sciences de la Terre**  
**et de l'Univers**  
**Département Hydrocarbures**



## **MEMOIRE**

Pour obtenir le Diplôme de Master

Filière : **Hydrocarbure**

Option: **Mécanique Chantier Pétrolier**

Présenté par : **DIDI Adnane & HAMADI Farouq**

Thème :

# **Etude de Corrosion Bactérienne** **champs Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement le : 21/06/2018

Jury:

<b>Président :</b>	<b>M<sup>elle</sup> BOUDJEMA Souheyla</b>	<b>M.C.B</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Rapporteur :</b>	<b>M<sup>elle</sup> CHOUICHA Samira</b>	<b>M.A.A</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Examineur :</b>	<b>M<sup>elle</sup> Chelgham Fatiha</b>	<b>M.A.A</b>	<b>Univ. Ouargla</b>

Année Universitaire : 2017/2018

# Remerciement

*Nous tenons à remercier avant tout notre ALLAH, le très miséricordieux, qui grâce à lui. Nous souhaiterions remercier tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire :*

*Melle Samira CHOUICHA qui a ménagé effort pour nous orienter et nous conseiller tout au long de la réalisation de ce travail par sa disponibilité et son immense savoir-faire.*

*Nous tenons à remercier Melle. Souheyla BOUDJEMA pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette mémoire.*

*Nous présente également ma profonde reconnaissance à Melle. Fatiha CHELGHAM qui a accepté d'examiner notre travail.*

*Le présent travail a été effectué au service Inspection/corrosion et laboratoire de Salinité au sien de la société SONATRACH DP IRARA-24fev HMD*

*Nos plus grand respect va à toute la famille de service Inspection/corrosion pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.*


*Nous tenons remercie également le chef service d'Inspection et Corrosion Mr. Hadji Med Larbi nous profonde gratitude va à Mr. Yahyaoui Abdessamad, Mr. BELKACEM Mourad, Mr. Elkfiri Mohammed, Mr. Gemour Nouredine.*

*Enfin, dans ces dernières lignes je remercie mes parents, mes sœurs et mes frères, mes amis pour m'avoir soutenu  
Merci encore à tous....*

# DÉDICACE



*A nos chers et précieux parents,  
qui ont toujours été là pour nous  
avec leur soutien, sacrifices et leur  
amour et qui nous ont donné un  
magnifique modèle de labeur et de  
persévérance.*



*A nos très chers frères et sœurs,  
Et toute la famille. A nos amis  
A tous ceux qui nous sont chers*

**ADNANE & FAROUQ**

## **Résumé :**

Ce travail présente une étude de problème de corrosion bactérienne des structures métallique au niveau des champs de Hassi Massoud.

La bio corrosion est favorisée par la présence des bactéries Sulfato-réductrices développés dans les eaux Albiennes et qui sont responsables de nombreux problèmes rencontrés les installations pétrolières

L'objectif de travail étant d'une part le suivi de problème de corrosion bactérienne par des méthodes chimique qui consistent à la détection des BSR développées dans l'eau albien selon la norme API RP38 d'autre part à l'évaluation de corrosion bactérienne par Le contrôle non destructif et par la méthode de Coupon afin de tester l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion NORUST 720.

La détection des BSR au niveau de station de traitement W1C et dans le puit MDHA6 nous donne des résultats positifs indiquent la présence des bactéries dans les installations testées avec une concentration de  $10^5$  germe/ml.

Le monitoring de corrosion par Ultrason et Radiographie au niveau de la ligne entre les puits MD488 et MD E2C donne une épaisseur minimale de 2.74 mm.

L'inhibiteur NORUST 720 injectée au niveau de réseau de collecte et de dessalage est efficace. Pour limitée l'effet des bactéries (BSR) ceci est obtenu pour le test par coupon la vitesse de corrosion finale est 0.018 mm/an.

## **Les Mots Clés :**

Corrosion, micro-organismes, bactéries sulfato réductrices (BSR), monitoring, coupons, contrôle non destructif (CND), ultrason, radiographie, l'industrie pétrolier.

## **Abstract:**

This work presents a study about bacterial corrosion problem of metal structures at Hassi Mesaoud fields.

Bio-corrosion is favored by the presence of sulphate-reducing bacteria developed in Albian waters and which are responsible for many problems encountered in oil installations

The work objective is on the one hand the follow-up of bacterial corrosion problem by chemical methods which consist of the detection of the BSR developed in the albian water according to the APIR38 standard on the other hand to the evaluation of bacterial corrosion by Non-Destructive and Coupon Testing to test the effectiveness of the NORUST 720 Corrosion Inhibitor.

The detection of BSR at the W1C treatment station and in the MDHA6 well gives us positive results indicating the presence of bacteria with a concentration of  $10^5$  germ / ml.

Ultrasonic corrosion and X-ray monitoring at the line between the MD488 and MD E2C wells gives a minimum thickness of 2.74 mm.

The NORUST 720 inhibitor injected at the collection and desalting network is effective. For limited bacteria effect (BSR) this is obtained for the coupon test the final corrosion rate is 0.018 mm / year.

**Key words:**

Corrosion, microorganisms, reducing sulphate bacteria (BSR), monitoring, coupons, probe, non-destructive testing (NDT), ultrasound, radiography, petroleum industry.

# SOMMAIRE

## Sommaire :

Remercîment .....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	III
Liste des Figures.....	IV
Liste des Tableaux.....	VII
Liste des abréviations et des symboles.....	VIII
Introduction Générale.....	1

### Chapitre I : Généralité sur La Corrosion

<b>I.1. PHENOMENE DE CORROSION .....</b>	<b>2</b>
I.1.1. DEFINITION .....	2
I.1.2. TYPES DE CORROSION .....	2
I.1.2.1. La corrosion chimique .....	2
I.1.2.2. La corrosion électrochimique .....	2
I.1.2.3. La corrosion bactérienne .....	3
I.1.2.4. La corrosion érosion .....	3
I.1.3. FACTEURS DE CORROSION.....	4
I.1.4. FORMES DE CORROSION .....	5
I.1.4.1. Corrosion généralisée ou uniforme.....	5
I.1.4.2. Corrosion localisée .....	5
<b>I.2. CORROSION PARTICULIERE RENCONTREES DANS LES INSTALLATIONS PETROLIERES .....</b>	<b>7</b>
I.2.1. CORROSION PAR CO <sub>2</sub> .....	7
I.2.1.1. Equipements concernés par la corrosion par le CO <sub>2</sub> .....	7
I.2.1.2. Mécanismes et paramètres influant sur la corrosion par CO <sub>2</sub> .....	7
I.2.2. CORROSION PAR H <sub>2</sub> S .....	7
I.2.2.1. Equipements concernés par la corrosion par le H <sub>2</sub> S .....	7
I.2.2.2. Mécanismes et paramètres influant sur la corrosion par H <sub>2</sub> S .....	8
I.2.2. CORROSION PAR BACTERIES.....	9
<b>I.3. PROTECTION CONTRE LA CORROSION .....</b>	<b>10</b>
I.3.1. PROTECTION PAR REVETEMENTS .....	10
I.3.1.1. Revêtement métallique .....	10
I.3.1.1.2. Les revêtements cathodiques .....	10
I.3.1.2. Revêtement inorganiques non métalliques .....	10
I.3.1.3. Revêtements organiques .....	10
I.3.2. PROTECTION PAR INHIBITEURS .....	11
I.3.2.1. Définition d'un inhibiteur .....	11
I.3.2.2. Fonctions essentielles .....	11
I.3.2.3. Classification des inhibiteurs.....	12
I.3.2.3.1. Par domaine d'application .....	12
1-Les inhibiteurs anodiques .....	13
I.3.2.3.3 Par mécanisme réactionnel .....	13



I.3.2.4. Propriétés .....	14
I.3.2.5. Mode d'action des inhibiteurs de corrosion.....	14
I.3.2.6. Nature des inhibiteurs .....	15
I.4.2.6. Choix d'un inhibiteur .....	16

## **Chapitre II : Méthode Chimique de détection de corrosion bactérienne Des installations Pétrolière dans le Champs HMD**

<b>II.1. INTRODUCTION .....</b>	<b>17</b>
<b>II.2. LES BACTERIES .....</b>	<b>17</b>
<b>II.3. MECANISME DE LA CORROSION MICROBIENNE .....</b>	<b>17</b>
<b>II.4. RESEAU COLLECTE DU CHAMP HMD .....</b>	<b>19</b>
<b>II.5. MODE DE TRAITEMENT .....</b>	<b>20</b>
II.5.1. MODE DE TRAITEMENT PAR LES INHIBITEURS .....	20
II.5.2. LES STATIONS DU TRAITEMENT CHIMIQUE.....	20
II.5.2.1. Station de lavage des puits huile salés.....	20
II.5.2.2 Chaque station comprend .....	21
II.5.2.3 Les consommations journalières en eau de dessalages .....	21
II.5.2.4. Les produits de traitement utilisés.....	23
II.5.2.5. Les concentrations des produits .....	23
<b>II.6. METHODE EXPERIMENTALE .....</b>	<b>24</b>
II.6.1. PROBLEMATIQUE .....	24
II.6.2. SUIVI ET CONTROLE DE LA BIOCORROSION .....	25
II.6.2.1. Détection des Bactéries Sulfato-Reductrices (BSR) .....	25
II.6.2.2. Préparation milieu de culture .....	26
II.6.2.3. Mode Opérateur .....	27
II.6.2.4. Étape de détection .....	29
II.6.2.4. Etude de Cas.....	30
<b>II.7. CONCLUSION .....</b>	<b>32</b>

## **Chapitre III: Méthodes d'Evaluation de la Corrosion par CND et Coupon**

<b>III.1. SUIVI DE CORROSION PAR METHODE CND.....</b>	<b>33</b>
III.1.1. DEFINITION DE CND .....	33
III.1.2. DIFFERENTES METHODES DE CONTROLE NON DESTRUCTIF .....	33
III.1.2.1. Rayonnements .....	33
III.1.2.2. Ultrason .....	34
III.1.2.2.1. Les différentes techniques de contrôle par ultrason.....	35
III.1.2.2.1.1. Contrôle par contact .....	35
III.1.2.2.1.2. Contrôle en immersion .....	35
III.1.3. ETUDE DE CAS.....	35
III.1.3.1. Inspection par UT (ultrason Testing) de la ligne du puits MD 488 vers MD E2C .....	35



III.1.3.1.1. Description de la ligne .....	35
III.1.3.1.2. Exécution de l'inspection .....	36
III.1.3.1.3. Interprétation de résultat .....	38
III.1.3.2. Inspection par radiographie .....	38
III.1.3.2.1. Calcul facteur de projection .....	38
III.1.3.2.2. Calcule la valeur minimale réelle .....	39
<b>III.2. EVALUATION DE CORROSION PAR COUPON .....</b>	<b>39</b>
III.2.1. INTRODUCTION .....	39
III.2.2. DEFINITION DES COUPONS .....	40
III.2.3. REGLE GENERALE.....	40
III.2.4. EQUIPEMENT POUR LE CONTROLE DE LA CORROSION .....	41
III.2.4.1 Matériels utilisés .....	41
III.2.5. TEST AVEC L'INJECTION DE L'INHIBITEUR DE CORROSION NORUST 720 A 50PPM .....	42
III.2.5.1. Détermination de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion Norust 720 à 50 PPM .....	42
III.2.5.1.1. Identification d'inhibiteur NORUST 720 .....	42
III.2.5.2. Mode opératoire du placement des coupons .....	42
III.2.6. PREPARATION DE LA SOLUTION DE TRAITEMENT .....	43
III.2.7. MODE OPERATOIRE DE TRAITEMENT DES COUPONS .....	43
III.2.8. ETUDE EXPERIMENTALE .....	44
III.2.8.1. calcul de la vitesse de corrosion .....	44
III.2.8.2. Test a Blanc.....	44
III.2.8.3. Test avec l'injection.....	45
III.2.8.4. Interprétation des résultats .....	46
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>47</b>
<b>Références bibliographiques</b>	

## LISTE DES FIGURES

FIGURE	PAGE
<b>FIGURE I- 1:</b> PILE DE CORROSION FER-PLATINE EN MILIEU ACIDE, DISSOLUTION DU FER ET REDUCTION DES PROTONS SUR LE PLATINE .....	3
<b>FIGURE I- 2:</b> CORROSION UNIFORME ET CORROSION LOCALISEE D'UN METAL .....	5
<b>FIGURE I- 3:</b> LES TYPES DE CORROSION SOUVENT RENCONTRES .....	6
<b>FIGURE I- 4:</b> CLASSEMENT DES INHIBITEURS DE CORROSION .....	12
<b>FIGURE II- 1:</b> FRACTURES ENTRAINANT LA CORROSION MICROBIENNE .....	18
<b>FIGURE II- 2:</b> SCHEMA DE LA STATION DU TRAITEMENT .....	22
<b>FIGURE II- 3:</b> STATION DE TRAITEMENT CINA .....	23
<b>FIGURE II- 4:</b> L'EAU DE ALBIEN STERILISER .....	26
<b>FIGURE II- 5:</b> LES COMPOSTIONS DU MILIEU DE CULTURE .....	26
<b>FIGURE II- 6:</b> DISSOUDRE LES COMPOSITIONS DANS L'EAU SYSTEME .....	27
<b>FIGURE II- 7:</b> LES CLOUES .....	27
<b>FIGURE II- 8:</b> LES BOUTEILLES .....	28
<b>FIGURE II- 9:</b> BARBOTAGE DE L'AZOTE POUR CHASSER DE L'OXYGENE .....	28
<b>FIGURE II- 10:</b> AUTOCLAVE DE STERILISATION .....	28
<b>FIGURE II- 11:</b> LA REALISATION KIT DES BOUTEILLES .....	29
<b>FIGURE II- 12:</b> INCUBATION LE KIT DANS UNE ETUVE .....	29
<b>FIGURE II- 13:</b> DETECTER PRESENCE LA CORROSION BACTERIENNE DANS STATION W1C .....	30
<b>FIGURE II- 14:</b> DETECTER PRESENCE LA CORROSION BACTERIENNE DANS PUITTS MDHA6 .....	31
<b>FIGURE III- 1:</b> FORMATION D'UN FILM DE RADIOGRAPHIE .....	34
<b>FIGURE III- 2:</b> SCHEMA DETAILLE DE PUIT MD 488 VERS MD E2C .....	36
<b>FIGURE III- 3:</b> INSPECTION PAR ULTRASON .....	36
<b>FIGURE III- 4:</b> RADIOGRAPHIE DESCENTE DE PUIT MD 488 (3'') .....	38
<b>FIGURE III- 5:</b> DESCENTE DE PUIT MD 488 (3'') .....	39
<b>FIGURE III- 6:</b> EXEMPLE DE DIFFERENTS TYPES DE COUPONS DE CORROSION .....	40
<b>FIGURE III- 7:</b> POSITION DU COUPONS SUR LE PIPE .....	41
<b>FIGURE III- 8:</b> INHIBITEUR NORUST 720 .....	42
<b>FIGURE III- 9:</b> RINCE LES COUPONS ET LEUR SECHAGE .....	43
<b>FIGURE III- 10:</b> LES COUPONS DU TEST A BLANC .....	45
<b>FIGURE III- 11:</b> LES COUPONS DU TEST AVEC L'INJECTION .....	46

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>page</b>
<b>TABLEAU I. 1:</b> LES PRINCIPAUX FACTEURS DE CORROSION .....	4
<b>TABLEAU II. 1:</b> LES CONSOMMATIONS JOURNALIERES EN EAU DE DESSALAGES ET LE MAINTIEN DE PRESSION .....	21
<b>TABLEAU II. 2:</b> ANALYSES MOYENNES DES EAUX ALBIEN ET CAMBRIEN D'HASSI MESSOUD .....	25
<b>TABLEAU II. 3:</b> TABLEAU SURVEILLANCE DE CHAQUE JOUR D'ECHANTILLON STATION W1C .....	30
<b>TABLEAU II. 4:</b> TABLEAU SURVEILLANCE DE CHAQUE JOUR D'ECHANTILLON PUITTS MDHA6 .....	31
<b>TABLEAU II. 5:</b> TABLEAU RECAPITULATIF .....	32
<b>TABLEAU III. 1:</b> RESULTAT D'INSPECTION PAR ULTRASON .....	37
<b>TABLEAU III. 2:</b> RESULTAT TEST À BLANC .....	44
<b>TABLEAU III. 3:</b> RESULTATS DU TEST AVEC LINJECTION DE LINHIBITEUR NORUST 720 .....	45

## Liste des abréviations

Abréviation	Signification
API	American Petroleum Institute
pH	Potentiel d'Hydrogène
BSR	Bactérie sulfato-réductrice
BTR	Bactérie Thiosulfato-réductrice
EPS	Extracellular Polymeric Substance
HMD	Hassi Messaoud
PPM	Partie par million
DP	Dévision de production
CND	Contrôle non destructif
UT	Ultrason

## Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
T	Température	°C
C	Concentration	Mg/L ou Ppm
t	Temps	an
P	Pression	Bar
$\Phi$	Diamètre de la conduite	mm
f	Fréquence	Hz
$V_{\min r}$	Valeur minimale réel de l'épaisseur de la conduite	mm
$V_{\min mr}$	Valeur minimale mesuré du film de la Radiographie	mm
$V_{\text{corrosion}}$	Vitesse de corrosion	mm/an
$P_{\text{int}}$	Poids initial de coupon	g
$P_{\text{fin}}$	Poids final de coupon	g
d	Densité	-
S	Surface	Cm <sup>2</sup>
$\Delta P$	Différence de Poids de coupon initial et final	g
$\Delta P'$	Différence de Poids de coupon initial et final plus l'erreur référentiel	g
$\eta$	Facteur de projection	-

# **Introduction Générale**

## Introduction Générale

Les hydrocarbures pèsent très lourdement dans l'activité globale du monde et contribuent à lui donner une consistance économique et sociale. La seconde révolution industrielle a fait du pétrole et du gaz des secteurs énergétiques moteurs, c'est-à-dire des sources d'énergie éclipsant peu à peu l'omnipotence absolue de la houille (première révolution industrielle). Le pétrole est la première source d'énergie mondiale (37,7%) devant les houilles (26,6%) et le gaz naturel (23,9%). Les Hydrocarbures restent la source d'énergie la plus utilisée pour bon fonctionnement de l'économie mondiale dans ce siècle [26].

Cependant, la production du pétrole brut et du gaz naturel ne passe pas toujours sans problèmes même si des solutions sont toujours trouvées, ces problèmes restent complexes et nombreux. Parmi ceux-ci, il est au moins un qui rencontrent les producteurs et qui reste assez mal connu et plus imprévisible : il s'agit de la corrosion.

La corrosion des métaux et alliages est un phénomène universellement connu, généralement qui touche l'aspect économique, il a estimé une perte à 15 % de la production annuelle d'acier ou encore 5 tonnes/seconde selon des études mondiale. [1]

L'objectif de notre travail consiste à mener une étude sur la présence de corrosion bactérienne par les bactéries sulfato réductrice dans les équipements de production à HASSI Massoud,

Pour cela notre étude est répartie en trois chapitres et une conclusion générale:

- ✓ Le premier chapitre est consacré à une étude bibliographique et généralité sur la corrosion,
- ✓ Le second chapitre représente une étude expérimentale sur la détection des bactéries BSR au niveau de laboratoire Sontrach-DP à Hassi Massoud,
- ✓ Le troisième chapitre représente une étude sur les méthodes de contrôle et suivi de corrosion par contrôle non destructif ou la technique de monitoring,
- ✓ La conclusion générale sur l'ensemble de ce travail.

# CHAPITRE I:

## Généralité sur la Corrosion



## **I.1. Phénomène de Corrosion :**

### **I.1.1. Définition :**

La corrosion est une réaction interfaciale irréversible d'un matériau, avec un agent corrosif de son environnement (milieu corrosif), qui implique une consommation du métal et une production d'une forme réduite de l'agent corrosif [2]

Selon le point de vue de l'ingénieur constructeur, la corrosion est une dégradation du matériau ou de ses propriétés, le rendant inutilisable pour une application prévue par réaction chimique avec l'environnement, cette définition admet que la corrosion est un phénomène nuisible [3].

La corrosion est le phénomène suivant lequel les métaux ont tendance, sous l'action d'agents atmosphériques ou de réactifs chimiques, à retourner à leur état original d'oxyde

### **I.1.2. Types de Corrosion :**

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en quatre grands types :

#### **I.1.2.1. La corrosion chimique :**

C'est la réaction entre le métal et une phase gazeuse. Si cette corrosion se produit à haute température elle est alors appelée « corrosion sèche » ou corrosion à haute température.

Au cours de la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action, c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques.

#### **I.1.2.2. La corrosion électrochimique :**

La corrosion électrochimique, appelée encore corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus fréquent. Elle réside essentiellement dans l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes.

La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydo-réduction, dont :

- la réaction d'oxydation d'un métal est appelée réaction «anodique»,
- la réaction de réduction d'un agent oxydant est appelée réaction «cathodique». [4]

Les réactions électrochimiques sont des réactions d'oxydoréduction avec transfert d'électrons. Toute réaction d'oxydoréduction se compose de deux réactions :

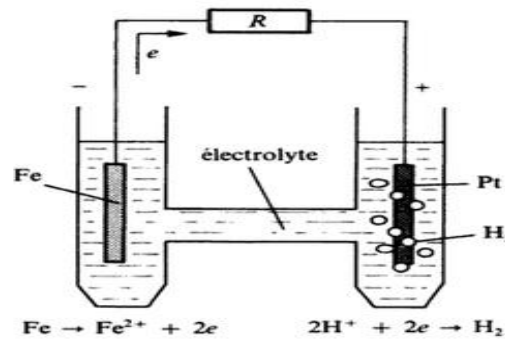
- **Une réaction d'oxydation :**

$M \rightarrow M^{z+} + ze^-$  = réaction anodique, pôle (-), avec perte d'électrons

- **Une réaction de réduction :**

$Ox + ze^- \rightarrow Red$  = réaction cathodique, pôle (+), avec gain d'électrons

Les deux réactions se produisent simultanément de sorte que le courant électrique total est en apparence nul : il existe néanmoins réellement. Il est nommé **courant de corrosion**. [5]



**Figure I- 1:** Pile de corrosion fer-platine en milieu acide, dissolution du fer et réduction des protons sur le platine;

### I.1.2.3. La corrosion bactérienne :

C'est l'attaque bactérienne des matériaux métalliques, en particulier dans les canalisations enterrées et les réservoirs. En effet, le métabolisme du développement de certaines bactéries provoque la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal [6]. Dans le domaine pétrolier, il s'agit toujours de la corrosion bactérienne induite par les bactéries sulfurogènes en milieu anaérobie. Ces bactéries transforment les sulfates en hydrogène sulfuré qui se combine avec les sels ferreux pour donner un sulfure de fer [7].

**I.1.2.4. La corrosion érosion :** Ce type de corrosion est produit par le mouvement du fluide sur la surface d'un métal [8].

### I.1.3. Facteurs de Corrosion:

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (tableau I.1).

**Tableau I. 1:** Les principaux facteurs de corrosion [9].

Factures du milieu corrosive	Factures métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps exposition.
<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>	Composition chimique de l'alliage <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procédés d'élaboration</li> <li>• Impuretés</li> <li>• Traitement thermique</li> <li>• Traitement mécanique les éléments d'addition</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> <li>Formation de dépôts e corrosion</li> </ul>

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend de :

**Effet de la température:** accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport.

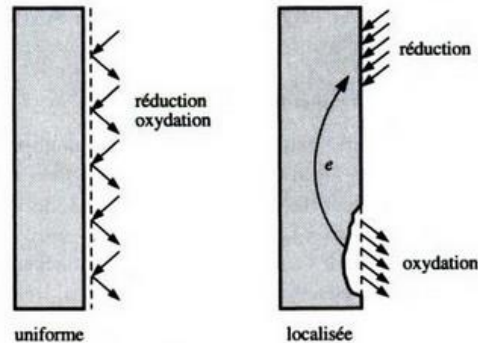
**Effet de l'acidité:** une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu.

**Régime hydrodynamique:** hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire.

**La salinité :** Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires. [10]

### I.1.4. Formes de corrosion:

La première approche de la corrosion étant généralement visuelle, la corrosion peut être divisée, d'un point de vue aspect morphologique, en deux grandes classes : corrosion généralisée et corrosion localisée [11].



**Figure I- 2:** Corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal ;

#### I.1.4.1. Corrosion généralisée ou uniforme:

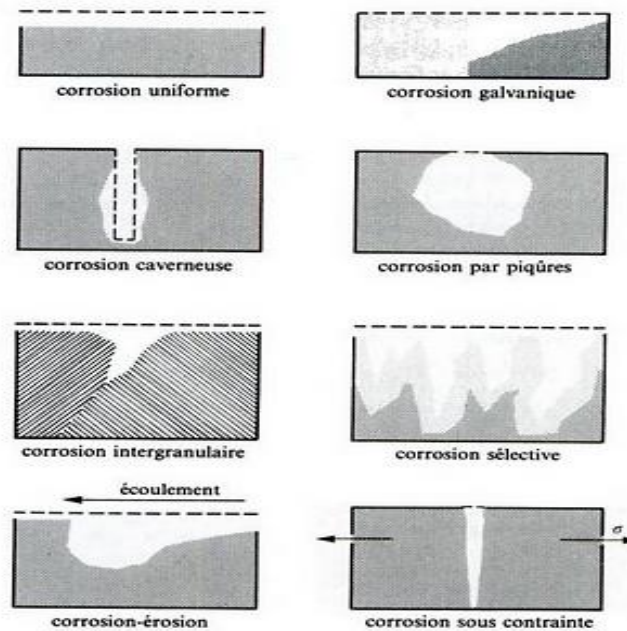
La corrosion uniforme ou généralisée se manifeste avec la même vitesse en tous les points du métal entraînant une diminution régulière de l'épaisseur de celui-ci ou simplement un changement de coloration (ternissement).

#### I.1.4.2. Corrosion localisée:

Ce mode de corrosion est le mode le plus fréquent et le plus ennuyeux car il vise uniquement certaines zones bien distinguées du matériau, on distingue plusieurs types, à savoir :

- ✓ **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 :** C'est une attaque sélective aux joints de grains, par suite d'hétérogénéités locales : appauvrissement de l'un des constituants ou au contraire, enrichissement par suite de précipitation lors d'un traitement thermique par exemple. Il a alors création de piles locales avec dissolution des zones anodiques.

- ✓ **Corrosion par crevasse** : Appelée aussi corrosion caverneuse, elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique. Il y a alors une attaque des parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène.
- ✓ **Corrosion galvanique** : Ce type de corrosion résulte du couplage électrique de deux métaux différents immergés dans la solution. Il est largement indépendant des données métalliques des matériaux. La polarisation des surfaces par couplage galvanique a pour but d'accroître la résistance à la corrosion de l'alliage le plus noble (la cathode) et de réduire la résistance à la corrosion de l'alliage le moins noble (anode).
- ✓ **Corrosion et dissolution sélective** : C'est l'oxydation d'un composant de l'alliage, conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse.
- ✓ **Corrosion par frottement** : C'est la détérioration qui se produit à l'interface entre des surfaces en contact, suite à la conjugaison de la corrosion et d'un faible glissement réciproque des deux surfaces.
- ✓ **Corrosion sous contrainte et fatigue-corrosion** : C'est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique (force de traction) et d'une réaction électrochimique. La corrosion sous l'effet de la fatigue est due à l'application répétée des contraintes [12].



**Figure I- 3:** les types de Corrosion souvent rencontrés ;

## I.2. Corrosion particulière rencontrées dans les installations pétrolières :

### I.2.1. Corrosion par CO<sub>2</sub> :

#### I.2.1.1. Equipements concernés par la corrosion par le CO<sub>2</sub> :

Comme le CO<sub>2</sub> est un gaz acide présent dans les chantiers pétroliers en quantité plus ou moins importante, cette corrosion concerne tous les équipements de production pétrolière pour lesquels il peut y avoir contact d'eau libre contenant de l'acide carbonique avec les aciers au carbone et faiblement alliés : on peut citer les tubings de puits, séparateur, pipeline....etc [13].

#### I.2.1.2. Mécanismes et paramètres influant sur la corrosion par CO<sub>2</sub> :

Le dioxyde de carbone dissous dans l'eau conduit à plusieurs formes de corrosion d'aciers au carbone et faiblement alliés : corrosion généralisée ainsi que trois variantes de corrosion localisée qui sont la corrosion par piqure et la corrosion localisée provoquée par des turbulences hydrodynamiques. La dissolution du dioxyde de carbone dans l'eau conduit à la formation d'acide carbonique qui réagit avec les aciers au carbone et faiblement alliés pour former des carbonates et hydrogencarbonates de fer :

Dissolution du dioxyde de carbone :  $(\text{CO}_2)_{\text{gaz}} \longrightarrow (\text{CO}_2)_{\text{liquide}}$

Formation d'acide carbonique :  $\text{CO}_{2(l)} + \text{H}_2\text{O}_{(l)} \longrightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$

Dissociation de l'acide carbonique :  $\text{H}_2\text{CO}_3 \longrightarrow \text{HCO}_3^- + \text{H}^+$

$\text{HCO}_3^- \longrightarrow \text{CO}_3^{2-} + \text{H}^+$

Réaction de corrosion du fer :

$\text{H}_2\text{CO}_3 + \text{Fe} \longrightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} + \text{H}_2$

$\text{Fe}^{2+} + 2(\text{HCO}_3^-) \longrightarrow \text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$  (formation bicarbonate de fer)

$\text{Fe}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \longrightarrow \text{FeCO}_3$  (formation de carbonate de fer)

### I.2.2. Corrosion par H<sub>2</sub>S :

#### I.2.2.1. Equipements concernés par la corrosion par le H<sub>2</sub>S :

Au même titre que le CO<sub>2</sub>, le sulfure d'hydrogène est gaz acide facilement soluble dans l'eau. En solution aqueuse, la corrosivité de l'H<sub>2</sub>S vis-à-vis des aciers au carbone et des aciers faiblement alliés est très proche de celle du CO<sub>2</sub>. Mais, l'H<sub>2</sub>S possède une caractéristique supplémentaire : il

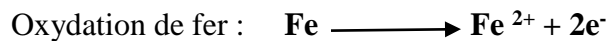
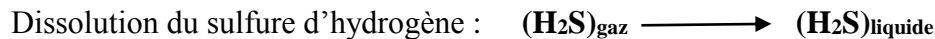
favorise frottement l'absorption d'hydrogène dans les aciers et peut conduire à des problèmes de fissuration par fragilisation par l'hydrogène.

Comme l' $\text{H}_2\text{S}$  est un gaz acide présent dans de nombreux champs pétroliers, ces formes de corrosion concernent tous les équipements de production pétrolière pour lesquels il peut y avoir contact d'eau libre contenant du sulfure d'hydrogène avec les aciers au carbone et faiblement alliés : on peut citer les tubings de puits, tête de puits, tuyauteries, appareils à pression (séparateurs), pipelines, pompes.

### I.2.2.2. Mécanismes et paramètres influant sur la corrosion par $\text{H}_2\text{S}$ :

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés. Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en  $\text{H}_2\text{S}$  et de la température, mais elle est indépendante de la pression [14].

L'eau la corrosion par  $\text{H}_2\text{S}$  est provoquée selon le mécanisme suivant :



Néanmoins, le risque majeur en présence d' $\text{H}_2\text{S}$  n'est pas la corrosion uniforme, mais les différentes formes de fissuration par fragilisation par l'hydrogène. Suite à la réaction de réduction de proton, l'hydrogène atomique peut suivre deux voies distinctes :

- Soit réagir avec un autre atome d'hydrogène pour former une molécule de di-hydrogène ( $\text{H}_2$ ) en solution,
- Soit pénétrer dans le métal sous forme d'hydrogène absorbé.

Ces deux réactions se produisent en surface de métal et font intervenir des intermédiaires adsorbés. En présence  $\text{H}_2\text{S}$ , l'équilibre entre deux réactions (recombinaison et absorption) est fortement déplacé au profit de l'absorption. Le mécanisme précis n'est pas clairement établi : certains auteurs



considèrent que l'H<sub>2</sub>S adsorbé en surface de l'acier joue un rôle de poison à la recombinaison de l'hydrogène, favorisant la réaction de chargement ; d'autres auteurs évoquent un mécanisme de chargement direct de l'hydrogène depuis la solution vers le métal, par l'intermédiaire de l'H<sub>2</sub>S adsorbé. Quel que soit le mécanisme exact, on retiendra que la présence d'H<sub>2</sub>S favorise le chargement en hydrogène atomique dans le métal, entraînant des problèmes très spécifiques de fragilisation qui peuvent conduire à la fissuration. Ces modes de défaillance constituent le principe de risque en milieu H<sub>2</sub>S [15].

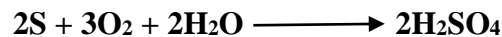
### I.2.2. Corrosion par Bactéries:

Ce processus concerne essentiellement l'attaque bactérienne des canalisations ou réservoirs enterrés : ces bactéries utilisent quelques éléments chimiques se trouvant dans le matériau pour le transformer en ion métallique ou sécrètent des produits chimiques qui sont agressifs vis à vis du métal [16].

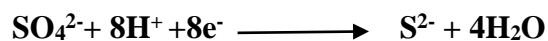
Le mécanisme de ce mode de corrosion peut être de plusieurs types :

a. Chimique par production de substances corrosives telles que CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, NH<sub>3</sub> ou d'un acide organique, le cas le plus répandu est celui rencontré dans les canalisations enterrées et qui résulte la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal.

Les bactéries aérobies capables d'oxyder soufre selon la réaction suivante :



b. Certaines bactéries peuvent réduire les sulfates par l'intermédiaire d'hydrogène.



L'hydrogène provient par exemple des régions cathodiques, il y a donc une dépolarisation des cathodes et formation accélérée de Fe<sup>2+</sup> aux anodes.



c. Dans certains cas, on peut observer sur les canalisations des dépôts adhérents résultant de l'attaque, non pas du métal lui-même, mais celle de certains composants du milieu ambiant par des bactéries. En résultat il forme des piqûres sur le métal, à l'endroit où s'est produit le dépôt, suivant un processus de corrosion par différence de concentration en oxygène [17].

### **I.3. Protection contre la corrosion :**

#### **I.3.1. Protection par revêtements:**

##### **I.3.1.1. Revêtement métallique:**

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

##### **I.3.1.1.1. Les revêtements anodiques :**

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

##### **I.3.1.1.2. Les revêtements cathodiques :**

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

##### **I.3.1.2. Revêtement inorganiques non métalliques:**

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

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

##### **I.3.1.3. Revêtements organiques:**

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

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

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

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

L'importance des peintures dépasse de loin celle des autres méthodes de protection contre la corrosion. La plus par des objets en acier et de nombreux objets en d'autres matériaux sont protégés par des peintures [18].

### **I.3.2. Protection par inhibiteurs:**

#### **I.3.2.1. Définition d'un inhibiteur :**

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

#### **I.3.2.2. Fonctions essentielles :**

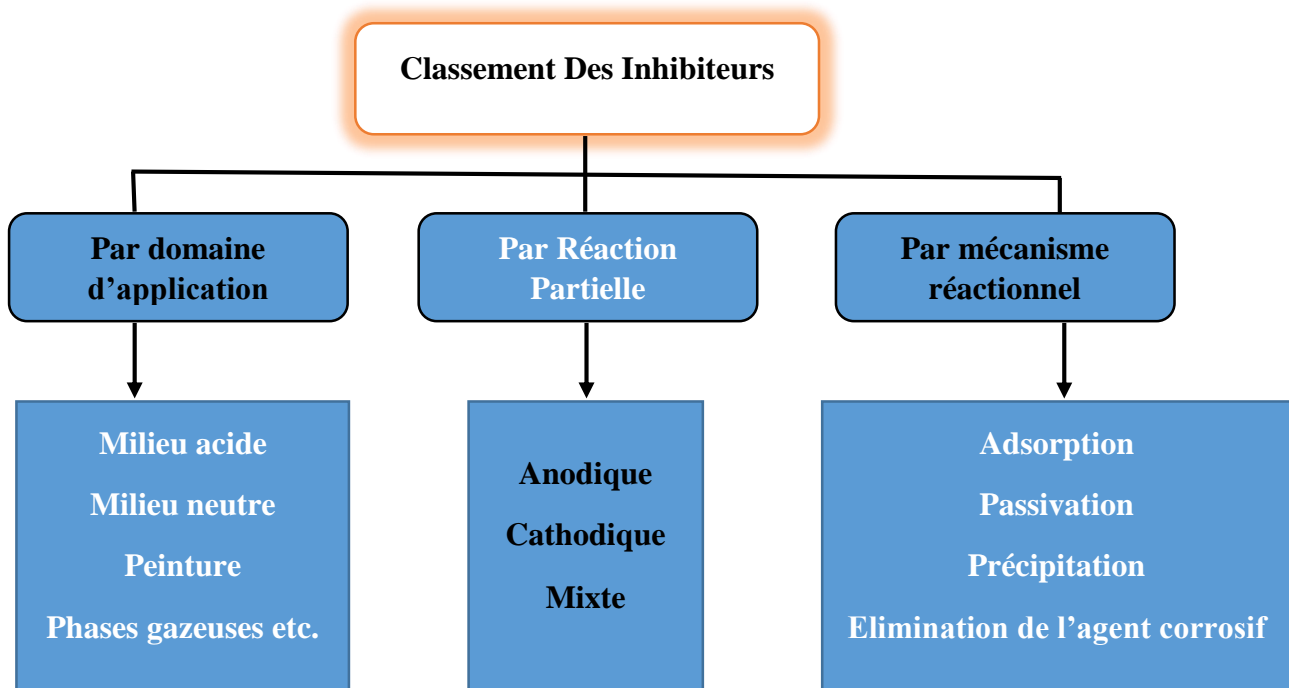
Un inhibiteur de corrosion doit réduire la vitesse de corrosion du métal tout en conservant ses caractéristiques physico-chimiques. Il doit être non seulement stable en présence des autres constituants du milieu, mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans ce milieu. Un inhibiteur est définitivement reconnu comme tel s'il est stable à la température d'utilisation et efficace à faible concentration.

Un inhibiteur doit être stable vis-à-vis des oxydants et compatible avec les normes de non toxicité. Avec les exigences environnementales, il est recommandé des produits verts qui ne sont pas nocifs pour l'environnement, ces produits sont biodégradables. Enfin, un inhibiteur doit être peu onéreux [19].

### I.3.2.3. Classification des inhibiteurs:

Les inhibiteurs peuvent être classés de plusieurs façons:

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



**Figure I- 4:** Classement des inhibiteurs de corrosion;

#### I.3.2.3.1. Par domaine d'application :

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

#### I.3.2.3.2. Par réaction électrochimique partielle :

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

**1-Les inhibiteurs anodiques :**

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

**2-Les inhibiteurs cathodiques :**

Induisent une augmentation de la surtension cathodique, réduisent donc le courant de corrosion. Si ces inhibiteurs ne stoppent jamais complètement la réaction de corrosion, ils ne présentent pas par contre le danger de corrosion localisée. Ces inhibiteurs précipitent souvent des sels ou hydroxydes, du fait de l'accumulation d'ions OH<sup>-</sup> sur les cathodes.

**3-Les inhibiteurs mixtes :**

Les inhibiteurs mixtes ont à la fois les propriétés des inhibiteurs anodiques et cathodiques. Un inhibiteur anodique diminue la densité de courant partiel anodique et déplace le potentiel de corrosion dans le sens positif. Un inhibiteur cathodique diminue la densité de courant cathodique et déplace le potentiel de corrosion dans le sens négatif. Un inhibiteur mixte diminue la vitesse des deux réactions mais il influe peu sur le potentiel de corrosion.

**I.3.2.3.3 Par mécanisme réactionnel :**

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

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

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

Certains inhibiteurs oxydants provoquent une passivation spontanée du métal diminuant ainsi la vitesse de corrosion.

D'autres inhibiteurs provoquent la formation de films superficiels par précipitation de sels minéraux ou de complexes peu solubles. Ces films réduisent l'accessibilité de la surface vis-à-vis de l'oxygène et, en plus, ils bloquent partiellement la dissolution anodique. L'inhibiteur par

élimination de l'agent corrosif n'est que dans des systèmes fermés. Elle se pratique notamment dans les circuits d'eau chaude fermés des centrales thermique.

#### **I.3.2.4. Propriétés:**

D'une manière générale un inhibiteur de corrosion doit abaisser la vitesse de corrosion d'un métal sans affecter les caractéristiques physico-chimiques, en particulier la résistance mécanique de ce dernier. Il doit être non seulement stable en présence des autres constituants du milieu, mais également ne pas influencer sur la stabilité des espèces contenues dans ce milieu. Un inhibiteur est définitivement reconnu comme tel s'il est stable à la température d'utilisation et efficace à faible concentration. Il peut être utilisé en vue d'une protection permanente (surveillance primordiale du dispositif) ou plus couramment en vue d'une protection temporaire : durant une période où le matériau à protéger est particulièrement sensible à la corrosion (stockage, décapage, nettoyage, etc.) ou encore lorsque il est soumise à des usinages très sévères comme le perçage, taraudage, forage, filetage, etc.).

#### **I.3.2.5. Mode d'action des inhibiteurs de corrosion:**

Le mode d'action des inhibiteurs a fait l'objet de nombreuses hypothèses et reste encore assez mal connu. L'inhibition n'est probablement pas un phénomène simple, mais une suite de processus plus ou moins bien identifiés.

En effet, il n'existe pas de mode d'action unique des inhibiteurs de corrosion. Un même composé aura d'ailleurs souvent un mécanisme d'action qui sera en fonction du système de corrosion (métal+ solution) en présence duquel il se trouvera.

On peut concevoir l'action de l'inhibiteur comme :

- L'interposition d'une barrière entre le métal et le milieu corrosif ; dans ce cas, qui est essentiellement celui des milieux acides, le rôle de l'adsorption du composé à la surface sera primordial ;
- Le renforcement d'une barrière préexistante, en général la couche d'oxyde ou d'hydroxyde formée naturellement en milieu neutre ou alcalin. Ce renforcement pourra consister en une extension de l'oxyde à la surface, ou en la précipitation de sels aux endroits faibles de l'oxyde, ces sels étant des produits de corrosion ;

- La formation d'une barrière par interaction entre l'inhibiteur et une ou plusieurs espèces du milieu corrosif, ce type de mécanisme étant également spécifique des milieux neutres ou alcalins ;
- La stabilisation de films d'oxyde protecteurs (anodiques) par les nitrites, chromates, silicates, phosphates, borates ...etc.
- La participation aux réactions d'électrode en jouant le rôle de « catalyseur » ,
- Il est clair, en considérant ces notions générales, que le mécanisme d'action d'un inhibiteur peut être considéré sous deux aspects : Un aspect mécanique (intervention dans les processus fondamentaux de la corrosion) et un aspect morphologique (intervention de la molécule d'inhibiteur dans la structure inter faciale).

L'action des inhibiteurs dépend des conditions telles que :

- ✓ La température: l'adsorption décroît quand la température augmente,
- ✓ Le pH du milieu,
- ✓ La concentration en inhibiteur

#### **I.3.2.6. Nature des inhibiteurs:**

##### **1- Inhibiteurs organiques :**

Il existe de très nombreux composés organiques susceptibles d'être utilisés comme inhibiteurs. A partir d'une molécule mère manifestant une certaine activité inhibitrice, il est toujours possible de synthétiser d'autres composés dans le but d'améliorer l'efficacité inhibitrice ou encore certaines propriétés physiques tel que : solubilité, pouvoir mouillant, densité ou température d'ébullition ...etc. Selon la nature de l'hétéro-atome, représentant le centre actif susceptible d'échanger les électrons avec le métal, on peut classer les inhibiteurs organiques en trois grandes classes:

- Les composés azotés: Ce sont essentiellement les amines, les pyridines et les sels quaternaires basiques (dérivés de bases comme l'ammoniaque, la pyridine, ...etc). En plus de leurs rôles importants par l'adsorption à la surface des métaux, ces composés peuvent avoir des effets spécifiques tels que la neutralisation ou l'alcalinisation du milieu corrosif, l'action filmante à la surface du métal et l'hydrophobisation de la surface du métal.



- Les composés soufrés : Ces composés sont d'une utilisation moins courante que les précédents, quoiqu'ils puissent être largement aussi efficaces, notamment à température élevée.

L'inconvénient majeur résultant de leurs emplois en milieu acide est le risque de décomposition avec formation de sulfure d'hydrogène favorisant la pénétration d'hydrogène et la fragilisation des aciers en particulier.

- Les composés oxygénés : Ces composés, où l'oxygène est le centre actif responsable des propriétés inhibitrices, sont peu nombreux au regard des composés azotés ou soufrés cités précédemment.

## **2- Inhibiteurs inorganiques (minéraux) :**

D'une manière générale, les inhibiteurs inorganiques ou minéraux sont utilisés dans les milieux voisins de la neutralité ou alcalins. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations).

Suivant qu'ils nécessitent plus ou moins d'oxygène dissous dans les milieux corrosif pour être efficaces, on les classe en inhibiteurs passivant (composés du type  $\text{MeO}$  ( $x=1, 2$  ou  $3$ ), nitrites, les molybdates, les chromates...etc.) et non passivants (Phosphates et polyphosphates, Phosphonates, sels de zinc...etc.).

Les inhibiteurs minéraux (inorganiques) peuvent agir : en passivant le métal, c'est-à-dire en formant ou stabilisant la couche d'oxyde à la surface du métal, en formant des films protecteurs insolubles ou en alcalinisant le milieu.

### **I.4.2.6. Choix d'un inhibiteur :**

Le choix de l'inhibiteur doit être conforme aux normes et aux réglementations concernant la toxicité et l'environnement. Cela remet en cause l'utilisation de certains inhibiteurs, en particulier les chromates de sodium et de potassium. Ils ont été utilisés par ce qu'ils sont parmi les inhibiteurs les plus efficaces. Il en est de même de l'usage des inhibiteurs volatils.

Depuis des années, des recherches ont été menées pour les remplacer par d'autres sels minéraux tels que les vanadates, les molybdates, les silicates ... etc [20].

## **CHAPITRE II:**

# Méthode Chimique de Détection de Corrosion Bactérienne

### II.1. Introduction :

Au niveau de l'installation pétrolière, cela arrive plus qu'on ne le croit : perforation des canalisations et tuyaux bouchés par des produits de corrosion,... Bien souvent, les responsables du phénomène sont des coupables inattendus. Il s'agit des **bactéries** ou plus précisément de leurs proliférations en un endroit bien précis des canalisations. Qui sont à l'origine de sérieux problèmes de corrosion désignée sous le nom de **corrosion bactérienne** ou encore de **bio-corrosion**.

Dans notre cas la corrosion interne des pipes est un problème très complexe puisqu'il existe des installations de fond et d'autres de surface en plus d'un réseau de lavage et le réseau de collecte extrêmement dense qui assure l'acheminement des fluides des puits vers les complexes industriels.

### II.2. Les Bactéries :

Les bactéries sont des micro-organismes adhérents à la surface des métaux et provoquent l'accumulation d'acides et de gaz dissous. Elles interviennent à la fois dans l'eau et dans l'air, quelques unes se développent dans l'oxygène (bactéries aérobies), tandis que l'autres ne nécessitent pas la présence d'oxygène (bactéries anaérobies). Elles peuvent tirer leur énergie aussi bien à partir de matières minérales que de matières organiques.

Différents bactéries sont associées au mécanisme de bio-corrosion et sont souvent caractérisées par leurs techniques de respiration. Les principaux types de bactéries associées à la corrosion sont :

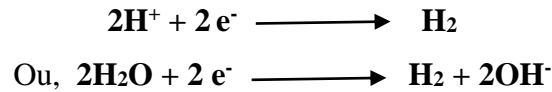
- les bactéries sulfato-réductrices (BSR) ;
- les bactéries oxydant le fer et le manganèse ;
- les bactéries oxydant les sulfures ;
- les bactéries oxydo-réductrices de fer ; et
- les bactéries sécrétant des acides organiques et des polymères extracellulaires (Extracellular Polymeric Substances, EPS en anglais).

### II.3. Mécanisme de la corrosion microbienne :

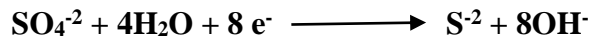
Les mécanismes de la biocorrosion sont variés reflétant la diversité des différents types de micro-organismes, de milieux et de matériaux. Actuellement, il est admis que les bactéries sulfato-réductrices (BSR) et thiosulfato-réductrices (BTR) jouent un rôle prépondérant dans la biocorrosion anaérobie de nombreux types de métaux comme les aciers inoxydables,

les aciers doux, les alliages cuivre-nickel, etc. Par ailleurs, le rôle clé des hydrogénases présentes dans certaines BSR a souvent été suspecté et démontré dans des conditions de laboratoire.

Il est communément admis que la corrosion microbienne des métaux en milieux anaérobies est due à la catalyse de la réduction du proton ou de l'eau :

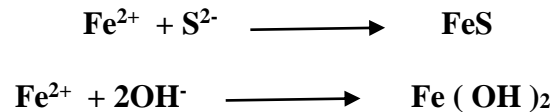


Les BSR produisent métaboliquement des ions sulfures:



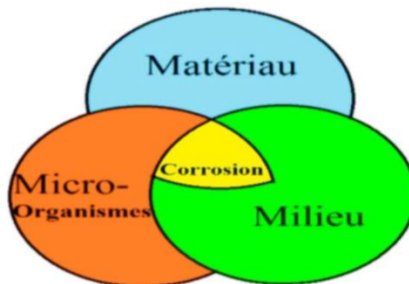
Corrosion Anodique Du Fer :  $\text{Fe} \longrightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$  (oxydation)

Produits de corrosion :



Réaction globale :  $4\text{Fe} + 2\text{SO}_4^{2-} + 4\text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2\text{FeS} + 2\text{Fe}(\text{OH})_2 + 4\text{OH}^-$

Les ions sulfures se combinent aux ions ferreux pour former des dépôts de sulfure de fer (FeS). Le FeS ainsi formé catalyse la réduction du proton ou de l'eau sur la surface du matériau, ce qui entraîne une augmentation du transfert d'électrons donc une accélération de la dissolution du métal. La corrosion dépend de l'uniformité du dépôt de FeS, de son état cristallin, de la nature de l'acier, des défauts de surface de l'acier, etc. En réalité, les



**Figure II- 1:** Factures entraînant la corrosion microbienne ;

mécanismes de biocorrosion sont certainement plus complexes que ce simple mécanisme et restent difficiles à élucider [21].

#### II.4. Réseau collecte du champ HMD :

##### A. Réseau Sud :

- Collecte puits



- Collecteurs manifolds vers les Station



##### B. Réseau Nord :

- Collecte puits



- Collecteurs manifolds vers les Station



## **II.5. Mode De Traitement :**

### **II.5.1. mode de traitement par les inhibiteurs :**

Le traitement ce fait par l'injection d'un inhibiteur de corrosion dans l'eau destinée pour lavage des puits salés ou dans l'eau de l'injection dans les satellites de maintien de pression .

### **II.5.2. Les stations du traitement chimique:**

Les unités (stations pour l'injection des produits chimiques) de traitement d'eau ont pour but de traiter l'eau de lavage des puits huiles salés ainsi que le traitement de l'eau de maintien de pression.

Elles sont au nombre de huit (08) et sont localisées sur des différentes zones sur le site de Hassi-Messaoud.

#### **II.5.2.1. Station de lavage des puits huile salés:**

**1. Station Z14 :** située en zone Est du champ de HMD (l'intérieur de la base IRARA), et traite les puits huiles salés de la zone Est. Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres

**2. Station CINA :** située en zone Nord du champ de HMD (l'intérieur du centre Industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord. Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000litres.

**3. Station W1C :** située en zone Ouest du champ de HMD (l'intérieur de la Station satellite W1C) et traite les puits huiles salés de la zone 1. Elle Comprend 6 cuves de 1000 lites et une de 3000 litres

**4. Station CIS :** située en zone Sud du champ de HMD (l'intérieur du centre Industriel Sud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-ouest. Elle Comprend 5 cuves de 1000 lites et une de 2000 litres

**5. Station HGA :** située en zone complexe du champ de HMD et traite les puits huiles salés du champ HGA (.Hassi Guettar). Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres.

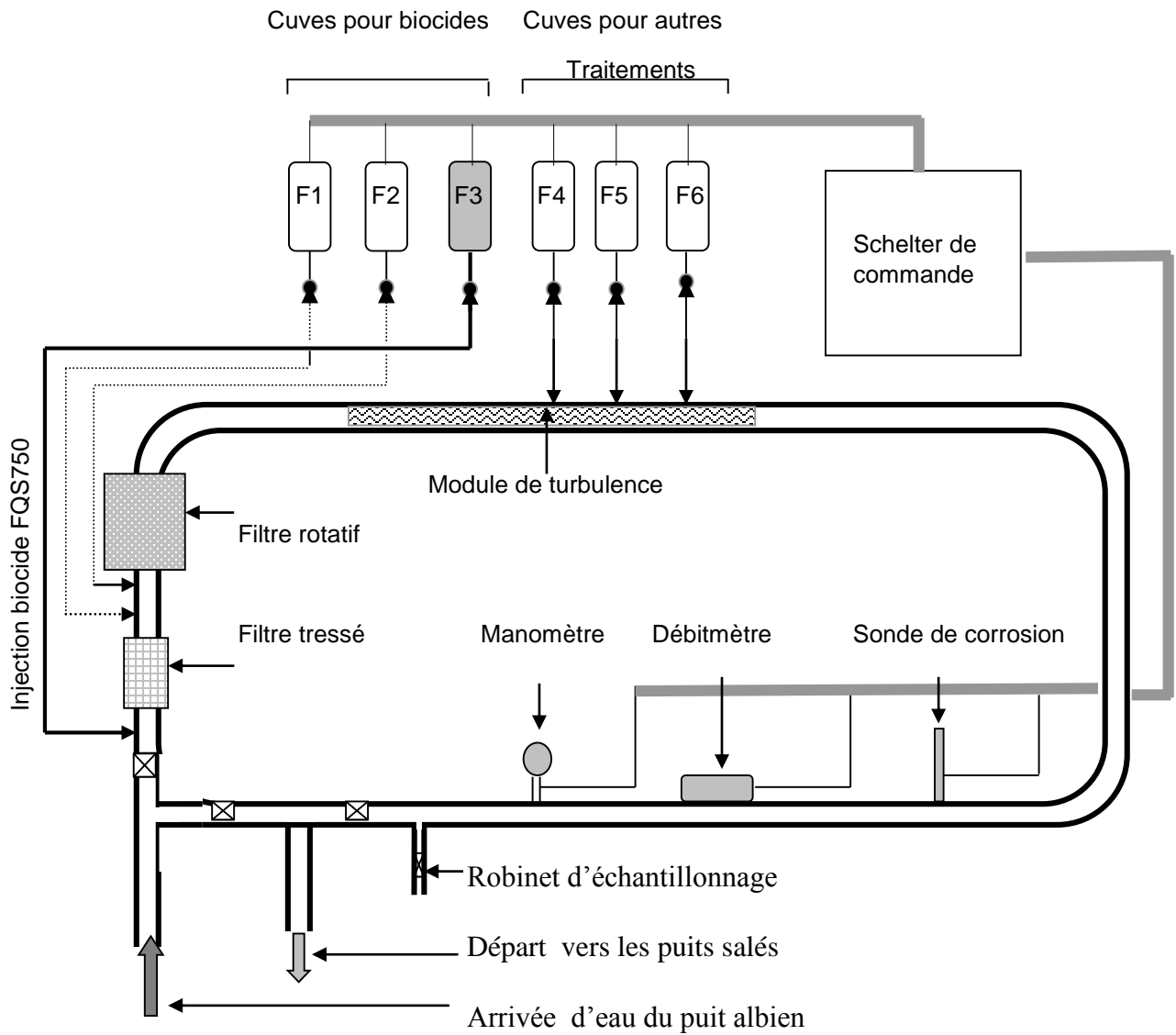
**II.5.2.2 Chaque station comprend :**

- 03 à 07 cuves (le volume des cuves varie de 1000, 2000, 3000, 5000 litres)
- Chaque cuve disposera d'un transmetteur de niveau indiquant le niveau du produit contenu dans la cuve
- Chaque cuve dispose de deux pompes doseuses de produits chimiques travaillant en alternance.
- Chaque pompe est équipée de manomètre pour indiquer la pression de refoulement.
- Un filtre est utilisé pour filtrer les impuretés contenues dans l'eau, il est purgé de deux façons :
  - ❖ Soit après un laps de temps défini
  - ❖ Soit quand le delta P augmente.
- Un transmetteur de pression différentiel est installé à cet effet pour mesurer la pression en amont et en aval du dit filtre.
- Des sondes d'analyse en ligne sont installées pour mesurer la vitesse de corrosion.
- Un débitmètre est installé pour la mesure du débit d'eau traitée.
- Chaque station est alimentée par un ou deux puits albien.

**II.5.2.3 Les consommations journalières en eau de dessalages :****Tableau II. 1:** Les consommations journalières en eau de dessalages et le maintien de pression;

Station	Consommation m <sup>3</sup> / j
<b>Station Z14</b>	768
<b>Station CIS</b>	696
<b>Station CINA</b>	816
<b>Station W1C</b>	504
<b>Station HGA</b>	168
<b>OMN 77</b>	3400
<b>OMP 53</b>	7200
<b>E2A</b>	7000
<b>TOTAL</b>	<b>20552</b>

Les consommations en eau industrielle de Hassi-Messaoud qui est destinée pour le réseau de dessalage et le réseau de maintien de pression sont excessivement importantes, elles sont d'environ 21000 m<sup>3</sup> jour.



**Figure II- 2:** Schéma de la station du traitement;





## II.6. Méthode Expérimentale :

### II.6.1. Problématique :

La production du pétrole dans la région de Hassi Massoud, champs pétrolier de la société nationale SONATRACH DP, est assistée par l'injection d'eau sous pression dans les formations géologiques, afin diminuer la concentration de sel et d'augmenter par balayage la production en pétrole brut et pour palier au déclin de la pression du gisement.

L'eau de gisement accompagne le pétrole dans le gisement producteur. Cette eau de gisement ou de formation peut provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétrolifère soit de la roche magasin elle-même. Cette eau est généralement très chargée en sel jusqu'à saturation, le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné de quantités variables de sel de : calcium, potassium, magnésium, carbonates, chlorures.

L'eau utilisée pour lavage des puits qui s'appelle l'eau de dessalage. Le choix de l'eau pour le lavages des puits salés et pour le maintien de pression s'explique par :

- ✓ son faible coût, sa faible dureté
- ✓ sa disponibilité en volumes suffisants ;
- ✓ son efficacité de déplacement de l'huile : de 20 à 80% selon son degré de capillarité, de mouillabilité à l'eau et l'hétérogénéité de la roche réservoir

Le choix de la nappe Albien est basé sur ces critères, elle est à une profondeur d'environ 1500 m à travers des puits producteurs d'eau pour alimenter l'unité d'injection. Malgré que la nappe albien répond aux critères physiques pour son choix à l'utilisation pour le lavage des puits salés et le maintien de pression, mais elle présente une incompatibilité chimique avec l'eau de réservoir (cambrien), Le problème que l'eau l'Albien contient dans leur composition le Sulfate

BSR Bactéries Sulfato-Réductrices existent déjà dans les fonds, elles peuvent tirer leur énergie aussi bien à partir de matières minérales que de matières organiques (de Sulfate), elles sont résistantes aux métaux lourds et à de nombreux bactéricides peu sensibles à la température (certaines se développent à moins de 0°C et d'autres à plus de 100°C) et supportent des pressions importantes, elles se rencontrent à des pH compris entre 4,5 et 9,5. Les bactéries

sulfato-réductrices sont des anaérobies responsables de nombreux problèmes rencontrés dans les installations.

Le levage des puits salés pour éviter le bouchage par l'eau de dessalage Albien qui est provoquer problème d'un autre type, la perte de métal piqure fissuration à cause de la corrosion bactérien.

**Tableau II. 2:** Analyses moyennes des eaux Albien et Cambrien d'Hassi Messoud [22];

<b>Ions</b>	<b>Nappes</b>	<b>ALBIEN</b>	<b>CAMBRIEN</b>
		(mg/l)	(mg/l)
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>		170	0
<b>Cl<sup>-</sup></b>		420	210 000
<b>SO<sub>4</sub><sup>2-</sup></b>		<b>550</b>	0
<b>Ca<sup>2+</sup></b>		210	36 000
<b>Mg<sup>2+</sup></b>		70	6 500
<b>Ba<sup>2+</sup></b>		0	<b>580</b>
<b>Sr<sup>2+</sup></b>		0	970.00
<b>Na<sup>+</sup></b>		220	80 000
<b>K<sup>+</sup></b>		0	4 500
<b>Fer total</b>		0	5 500
<b>pH</b>		7.3	3.6
<b>Densité à 25°C</b>		1.00	1.232
<b>Profondeur (m)</b>		1050-1350	Gisement

## II.6.2. Suivi et contrôle de la Biocorrosion :

### II.6.2.1. Détection des Bactéries Sulfato-Reductrices (BSR) :

Le contrôle bactérien BSR est fait en laboratoire de salinité, la méthode de détection est basée sur la préparation milieu de culture et le suivi de kit pendant 21 jours.

**II.6.2.2. Préparation milieu de culture :**

Le milieu de culture utilisé pour notre travail est le milieu API RP 38 (American Petroleum Institute Recommended Practice 38) spécifique aux bactéries sulfato-réductrices. Pour préparer le milieu premièrement, doit être apporté 1 litre de l'eau de système Albien, stériliser l'eau de système pour tuer les bactéries dans un autoclave pendant 20 min.



**Figure II- 4:** l'eau de Albien stériliser ;

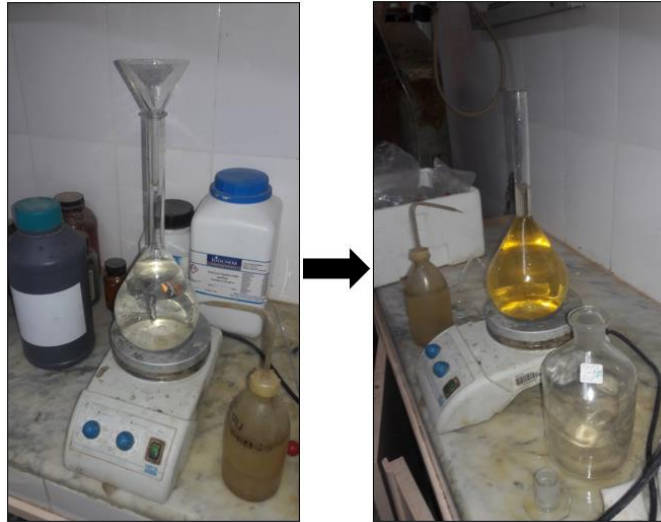
Les compositions du milieu :

- ✓ **0.01 g** de Phosphate de potassium ( $K_2HPO_4$ )
- ✓ **1.00 g** de sulfate de sodium ( $Na_2SO_4$ )
- ✓ **0.20 g** de sulfate de magnésium ( $Mg SO_4 \cdot 7H_2O$ )
- ✓ **4.00 ml** de lactate de sodium 60% ( $C_3H_5NaO_3$ )
- ✓ **1.00 g** d'Extrait de levure
- ✓ **0.10 g** d'acide ascorbique ( $C_6H_8O_6$ )



**Figure II- 5:** Les compositions du milieu de culture ;

Dissoudre les réactifs cités dans 1litre d'eau du système (Albien)



**Figure II- 6:** Dissoudre les compositions dans l'eau système ;

Après la préparation de milieux culture il faut aussi stériliser le milieu dans un autoclave pendant une durée 15 min

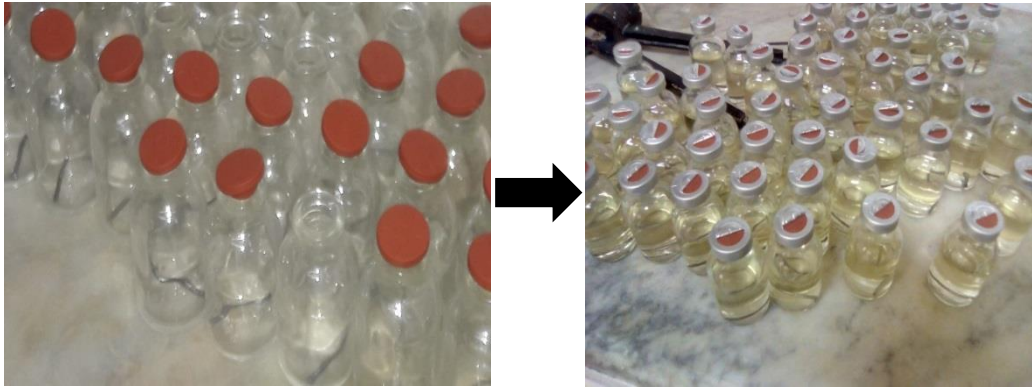
### II.6.2.3. Mode Opérateur :

- ✓ Mettez chaque une cloué dans une bouteille
- ✓ Prendre 18 ml du milieu de culture dans chaque bouteille.
- ✓ fermer les bouteilles au moyen d'un bouchon en caoutchouc conçu
- ✓ Barbotage à l'azote pour chasser tout l'oxygène présent dans les bouteilles



**Figure II- 7:** Les cloués ;



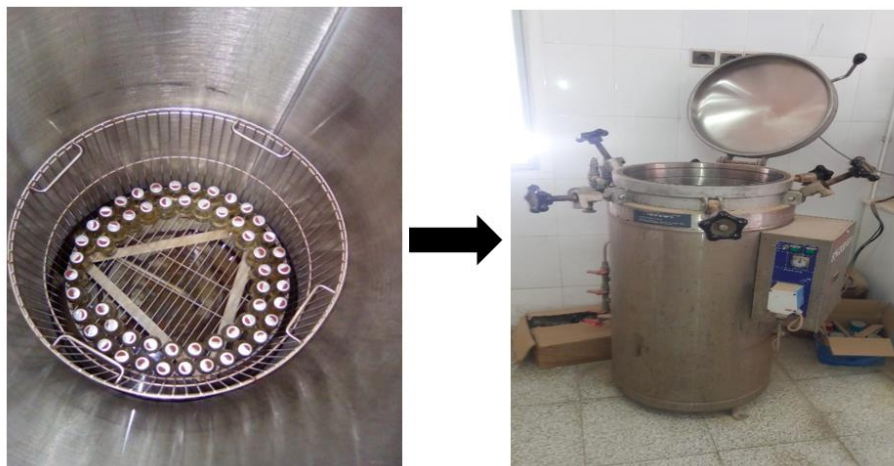


**Figure II- 8:** Les bouteilles ;



**Figure II- 9:** Barbotage de l'azote pour chasser de l'oxygène ;

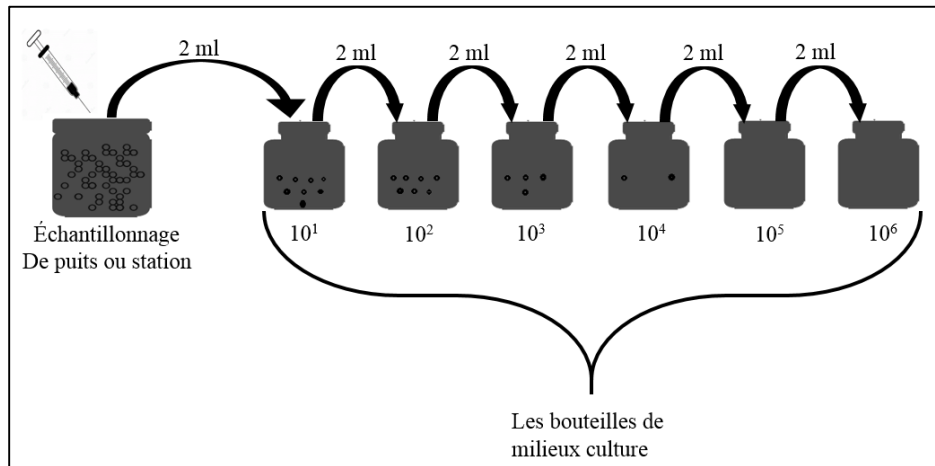
Après le barbotage de l'azote pour chasser des bouteilles de l'oxygène, doit être stérilisé les bouteilles dans un autoclave pendant un durée 20mn et température 0 à 120°C, pression ne dépasse pas 1.5 Bar.



**Figure II- 10:** Autoclave de stérilisation ;

**II.6.2.4. Étape de détection :**

Pour détecter la corrosion bactérienne ou la présence de BSR et évaluer le degré de danger dans les installations pétrolières, il faut prendre deux échantillons d'eaux, un échantillon de puits producteur d'huile et l'autre de station de traitement.



**Figure II- 11:** La réalisation kit des bouteilles;

Après ça, incubation le kit dans une étuve à température de 37 à 40°C pendant 21 jours et surveillance régulière de chaque jour.



**Figure II- 12:** Incubation le kit dans une étuve ;

**Lecture :**

Changement couleur du milieu à la noire démontre la présence de bactéries sulfato-réductrices. Des comptages sont faits afin de connaître le degré de la population microbienne sur les différents réseaux, et de procéder à un traitement rigoureux sur champ.

**II.6.2.4. Etude de Cas:**

**Station W1C:**



**Avant incubation dans une étuve**

**Après sept (07) jours**

**Figure II- 13:** Détecter présence la corrosion bactérienne dans station W1C ;

**Tableau II. 3:** Tableau surveillance de chaque jour d'échantillon station W1C ;

	Incubation en jours																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>T</b>	-	-	-	-	-	-	-														
<b>1</b>	-	-	+	+	+	+	+														
<b>2</b>	-	-	+	+	+	+	+														
<b>3</b>	-	-	-	+	+	+	+														
<b>4</b>	-	-	-	+	+	+	+														
<b>5</b>	-	-	-	+	+	+	+														
<b>6</b>	-	-	-	-	-	-	+														

**Interprétation :**

Après **Le tableau (II.3)** montre les résultats de détection des bactéries (BSR) dans station W1C , après 7 jour de teste , en remarque q' à partir de la 3<sup>eme</sup> jour la couleur des échantillons devants (noir ) , cela indique la corrosion coulées. Par effet des bactéries donc les résultats de tableau indiquant la présence des bactéries dans la W1C.



**Puits MDHA6 :**



**Figure II- 14:** Détecter présence la corrosion bactérienne dans puits MDHA6;

**Tableau II. 4:** Tableau surveillance de chaque jour d'échantillon puits MDHA6 ;

	Incubation en jours																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
<b>T</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>1</b>	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<b>2</b>	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<b>3</b>	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<b>4</b>	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<b>5</b>	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<b>6</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Interprétation :**

En remarque d'après les résultats **Le tableau (II-4)** que la présence des bactéries (BSR) dans tous les échantillons testés à partir de la 5<sup>eme</sup> jour , jusqu'à la 21<sup>eme</sup> jour les bactéries dans les puits est élevée avec concentration de 10<sup>5</sup> germe/ml

**Tableau II. 5:** Tableau récapitulatif [22];

Point d'échantillonnage	Date d'échantillonnage	date fin de contrôle	Population (germes/ml)	Observation
W1C	05/08/2015	12/08/2015	1000 000 (10 <sup>6</sup> )	Population bactérienne Elevée (corrosion sévère)
MDHA6	01/10/2015	22/10/2015	100 000 (10 <sup>5</sup> )	Population bactérienne Elevée (corrosion Très forte)

**II.7. Conclusion :**

D'après les résultats obtenus, on peut de connaître le degré de la population microbienne ou la présence des germes dans une millimètre sur les différents réseaux, peut être évalué comme suit :

- ✓ 10<sup>1</sup> germes/ml → Faible Corrosion
- ✓ 10<sup>2</sup> germes/ml → Corrosion Modérer
- ✓ 10<sup>3</sup> germes/ml → Corrosion Moyenne
- ✓ 10<sup>4</sup> germes/ml → Corrosion Forte
- ✓ 10<sup>5</sup> germes/ml → Corrosion Très Forte
- ✓ 10<sup>6</sup> germes/ml → Corrosion Sévère

## **CHAPITRE III:**

Les Méthodes d'évaluation de  
la Corrosion par CND et par  
Coupon

### **III.1. Suivi de Corrosion par Méthode CND:**

#### **III.1.1. Définition de CND :**

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, soit en cours d'utilisation, soit dans le cadre de maintenances.

Le CND dans le domaine industriel intervient pendant deux phases de la vie des composants. Premièrement, il sert à vérifier que les pièces produites ne contiennent pas d'anomalies ou de défauts avant leur utilisation. Il permet ainsi d'éviter un dysfonctionnement lié à la mauvaise fabrication d'une pièce. Ce contrôle peut être appliqué au contrôle de tubes, barres, plaques, etc. mais également de pièces manufacturées comme des assemblages avec soudures ou avec des matériaux composites [23].

La deuxième phase d'utilisation du CND intervient pendant l'usage des pièces. Il sert alors à contrôler leur bon fonctionnement in situ, car celles-ci peuvent subir de fortes sollicitations mécaniques, chimiques, radioactives, menant à l'apparition de craquements, fissures, etc. Les domaines d'application sont variés : transports terrestres et aériens, centrales électriques, etc.

#### **III.1.2. Différentes méthodes de contrôle non destructif:**

Certaines méthodes sont basées sur l'examen visuel, elles présentent l'énorme avantage d'être simples. Cependant, elles ont pour inconvénient d'être souvent fastidieuses et sujettes aux erreurs humaines.

Le contrôle doit permettre d'obtenir la plus haute probabilité possible de détection, le plus juste dimensionnement et l'exacte orientation de ces défauts.

Dans ce qui suit nous présenterons, d'une manière très succincte, les méthodes de contrôle non destructif les plus classiques, insistant sur les ultrasons qui restent une des méthodes les plus utilisées.

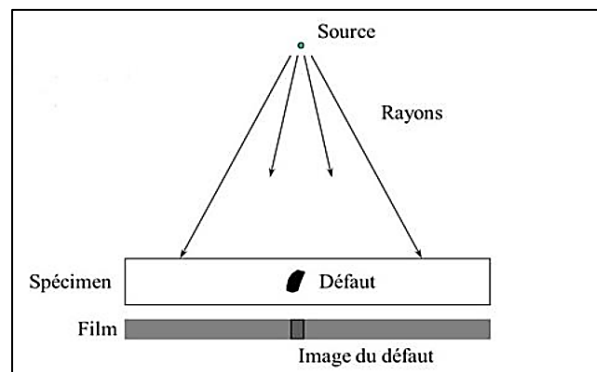
##### **III.1.2.1. Rayonnements :**

Il s'agit de la radiographie  $X$  ou  $\gamma$ , qui sont de même nature physique, c'est-à-dire des radiations électromagnétiques, néanmoins, ils ne sont pas produits de la même manière. En effet, les rayons  $X$  sont produits à partir d'appareillages électriques, les rayons Gamma proviennent de la

désintégration des noyaux atomiques d'un élément radioactif [24].

La radiographie est la technique de production de radiogramme. Le radiogramme est une image sur émulsion d'un objet traversé par un rayonnement ionisant, le principe de la formation de l'image est en fonction de l'absorption des rayonnements aux différentes épaisseurs et densité du matériau à contrôler.

Pour un matériau donné, l'absorption sera d'autant plus forte que la matière à traverser sera épaisse, tout défaut, tout manque ou surplus de matière aura une action sur cette absorption.



**Figure III- 1:** Formation d'un film de radiographie ;

Lorsque les photons frappent le film, il se forme des amas de grains d'argent (**Figure III-2**).

L'importance de ces agglomérats d'argent dépend de l'énergie des radiations, les défauts Présents dans la matière se traduisent par une variation locale de la densité des amas de grain.

### III.1.2.2. Ultrason :

Le terme " ultrason", par analogie aux micro-ondes (électromagnétisme), est utilisé pour définir une vibration mécanique, dont la propagation n'est possible que dans un milieu matériel fluide ou solide [25].

Le rayonnement ultrasonore est d'un usage très répandu, car ses propriétés sont très intéressantes son amortissement dans les métaux est généralement faible ce qui implique une bonne pénétration, sa longueur d'onde est liée au pouvoir séparateur de la détection qui est de l'ordre de grandeur des hétérogénéités à découvrir. De plus, la technologie des appareils bénéficie pour une grande part de l'électronique, mise au point pour les techniques voisines fortes développées, du radar et de traitement de l'information.

On appelle ultrasons les vibrations mécaniques de même nature que le son, mais de fréquence très élevée (20 Khz à plusieurs centaines de Mhz) pour qu'une oreille humaine ne puisse la percevoir.

#### **III.1.2.2.1. Les différentes techniques de contrôle par ultrason:**

Deux méthodes existent pour assurer ce couplage : le contrôle par contact et le contrôle par immersion.

##### **III.1.2.2.1.1. Contrôle par contact :**

Le transducteur est directement placé sur la pièce à contrôler, la liaison acoustique est assurée par un film d'agent de couplage qui est généralement soit une graisse ou une huile. Cette technique est surtout employée lors de contrôles manuels, c'est-à-dire lorsque le déplacement du traducteur est assuré par un opérateur. C'est le cas qui nous utilise au niveau de notre service.

##### **II.1.2.2.1.2. Contrôle en immersion :**

Cette méthode se développe pour pallier aux deux inconvénients de la méthode de contrôle par contact. Le traducteur est situé à une certaine distance de la pièce, le couplage est assuré par un liquide, habituellement de l'eau. Cette technique est d'une mise en œuvre délicate lorsque les pièces sont lourdes et encombrantes. Mais elle se prête facilement à l'automatisation.

#### **III.1.3. Etude de Cas:**

##### **III.1.3.1. Inspection par UT (ultrason Testing) de la ligne du puits MD 488 vers MD E2C :**

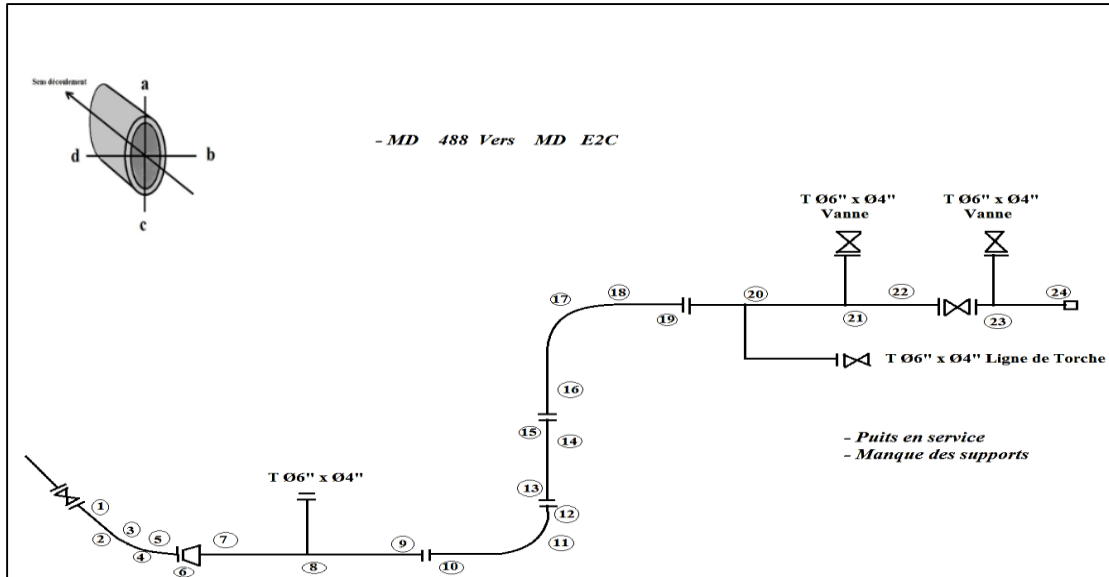
###### **III.1.3.1.1. Description de la ligne:**

Sens : MD 488 vers MD E2C

Diamètre : 3'' et 6''

Nuance: API Gr B

Epaisseur Nominale: 7,62 mm et 7,11 mm



**Figure III- 2:** Schéma detaille de puit MD 488 vers MD E2C;

**III.1.3.1.2. Exécution de l'inspection:**

Mise en place le module d'appareil UT, contact au point avec pipeline par un film d'agent de couplage le graisse



**Figure III- 3:** Inspection par Ultrason ;

Les étapes d'inspection :

- ✓ Choisissez quatre points A, B, C, D pour prendre les mesures.
- ✓ Nettoyez les points de contacts de peinture.
- ✓ Prendre les mesures.
- ✓ Remplissez le formulaire ci-joint
- ✓ écrire l'observation (la direction, date d'inspection, le point N°, l'épaisseur minimale le plus petit des quatre points).

**Tableau III. 1 :** Résultat d'inspection par Ultrason ;

Nature de la ligne		Installation de surface				Manifold		MD E2C		
Direction		MD488 vers MD E2C								
Diamètre & Grade		Ø 3"	Pouce	Ø 6"	Pouce	Grade		API Grade B		
Ep. Nominale		7,62	Mm	7.11	Mm	Ep, min, mesure		Ø3"=2,74mm		
Date de pose						Années de service		Ø6"=5,30mm		
Pression et GOR		Bar,		GOR						
No	Distance	Total	Elévation	Piqure	Epaisseurs Mesurées				Epaisseurs	Note
	(M)	(M)	(M)	(Mm)	a	b	c	d	Minimale	
					(Mm)	(Mm)	(Mm)	(Mm)	Restante(mm)	Désignation du point et remarques
1	0.00	0.00	1.50	0.80	8.56	7.76	7.56	6.02	5.22	Après bride descente Ø3"
2	1.50	1.50	0.40	0.80	8.06	8.43	7.70	7.93	6.90	Avant coude 45°
3	0.05	1.55	0.40	0.80	8.78	9.56	6.42	9.31	5.62	Coude 45°
4	0.05	1.60	0.40	0.80	7.72	8.71	8.10	8.29	6.92	Après coude 45°
5	2.05	3.65	0.40	0.80	8.51	3.54	6.56	8.36	<b>2.74</b>	Avant réduction Ø3" x Ø6"
6	0.20	3.85	0.40	0.80	10.94	11.69	11.54	11.07	10.42	Réduction Ø3" x Ø6" avant bride
7	0.30	4.15	0.40	0.80	6.93	6.97	6.18	6.88	5.38	Après bride
8	3.00	7.15	0.40	0.80	/	10.38	10.96	10.42	9.58	T Ø6" x Ø4" (Fuyard)
9	10.00	17.15	0.40	0.80	7.61	7.47	7.07	7.57	6.27	Avant bride
10	0.30	17.45	0.40	0.80	6.88	7.10	7.03	6.35	5.55	Après bride
11	6.00	23.45	0.40	0.80	6.95	6.92	6.95	6.10	<b>5.30</b>	Cintre
12	6.00	29.45	0.20	0.50	6.87	7.09	6.96	7.28	6.37	Avant bride
13	0.30	29.75	0.20	0.50	6.09	7.60	7.47	6.77	5.59	Après bride
14	10.00	39.75	0.00	0.50	6.95	7.30	6.63	6.79	6.13	Sur longueur
15	8.00	47.75	0.00	0.50	6.72	6.78	7.32	7.11	6.22	Avant bride
16	0.30	48.05	0.00	0.50	7.06	6.98	7.07	7.39	6.48	Après bride
17	5.00	53.05	0.30	0.50	7.06	7.10	7.07	7.45	6.56	Cintre
18	7.00	60.05	0.30	0.50	6.26	6.52	6.97	7.19	5.76	Sur longueur
19	10.00	70.05	0.00	0.50	6.81	7.27	7.40	7.28	6.31	Avant bride
20	0.30	70.35	0.00	0.50	9.05	/	9.26	8.54	8.04	Après bride TØ6"xØ4" (ligne de torche)
21	0.30	70.65	0.00	0.50	8.42	8.67	8.87	/	7.92	T Ø4" x Ø6"
22	0.60	71.25	0.00	0.50	7.16	6.76	6.37	7.08	5.87	Avant vanne
23	0.80	72.05	0.00	0.50	8.69	8.60	8.14	/	7.64	Après vanne
24	3.50	75.55	0.00	0.50	7.05	6.83	6.94	6.90	6.33	Avant joint d'isolent

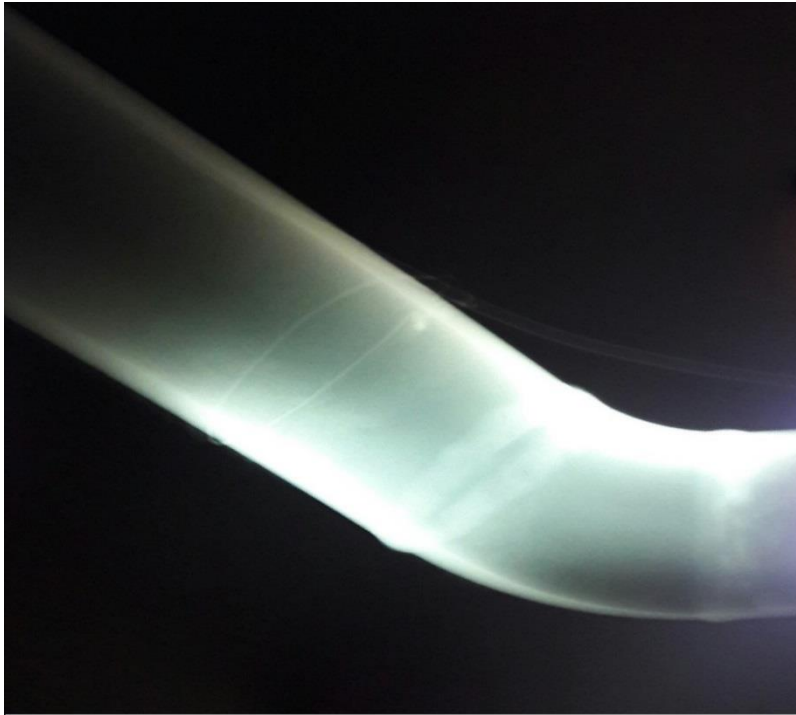


**III.1.3.1.3. Interprétation de résultat :**

Détection de diminution d'épaisseur à 2,74 mm par rapport d'épaisseur nominale 7,62 mm. dans le point N°5.

**III.1.3.2. Inspection par radiographie :**

Une inspection radiographie pour le point critique N° 5 pour confirmer la réduction d'épaisseur



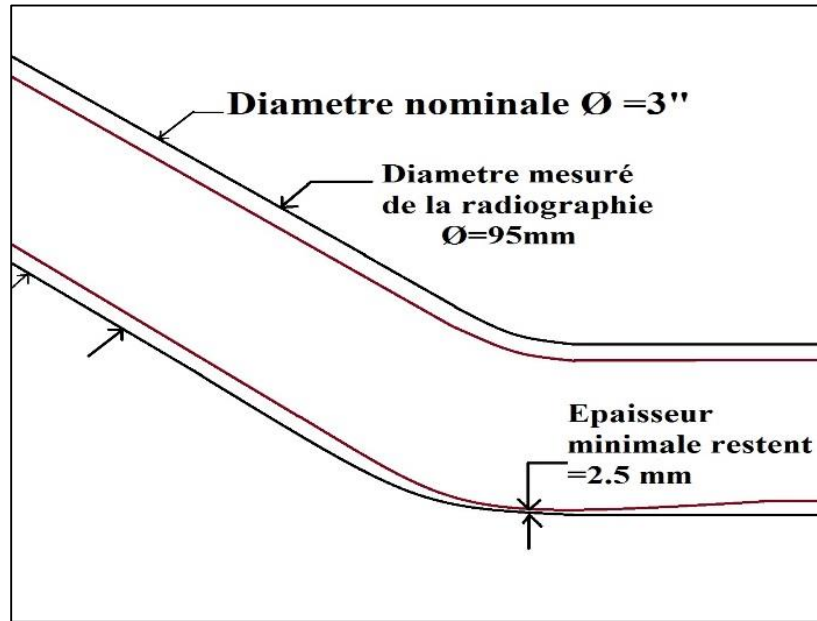
**Figure III- 4:** Radiographie descente de puit MD 488 (3'') ;

**III.1.3.2.1. Calcul facteur de projection :**

Le calcul facteur de projection est pour calculer la vraie valeur d'épaisseur.

$$\eta = \frac{\text{Daimetre nominale}}{\text{Daimetre mesurer dans le Radiographie}} \dots\dots\dots(1)$$

$\eta$  : Facteur de projection ( $0,8 < \eta < 0,95$ );



**Figure III- 5:** Descente de puit MD 488 (3'') ;

- diamètre nominale 3'' = 76,2 mm
- diamètre mesurer de la Radiographie 95 mm

Le facteur de projection :  $\eta = \frac{76.2}{95} = 0,8$

La marge est 0,8 acceptable, il n'y a pas des erreurs dans la radiographie

#### III.1.3.2.2. Calcule la valeur minimale réelle :

$$V_{\text{min réel}} = V_{\text{minimale mesurer du film de la radiographie}} \times \eta \quad \dots\dots (2)$$

$$V_{\text{min réel}} = 2,5 \times 0,8 = 2$$

$$V_{\text{min réel}} = 2 \text{ mm}$$

### III.2. Evaluation de corrosion par Coupon :

#### III.2.1. Introduction :

La perte de poids est la méthode la plus ancienne de mesure de la corrosion C'est une méthode très simple, elle donne des informations très utiles à des prix relativement bas et sans perturbation des systèmes. Son principe est immersion de l'échantillon à étudier dans le milieu corrosif considéré (après sa pesé) pendant une durée bien définie. Ensuite, l'évaluation se fait visuellement.

L'inspection visuelle de la morphologie de la corrosion, puis, après traitement, l'échantillon est de nouveau pesée pour déterminer la masse perdue (la vitesse de corrosion).

### III.2.2. Définition des coupons :

Les coupons de corrosion sont des plaquettes d'échantillon calibrées qu'on installe dans le surcuit a contrôler, constituées du même matériau que le circuit. Ces coupons sont retirés, pesés et examinés.

On détermine ainsi la vitesse de corrosion par la perte de poids L'intensité de la corrosion. C'est une méthode particulièrement simple et bon marché de contrôle.



Figure III- 6: Exemple de différents types de coupons de corrosion;

### III.2.3. Règle générale:

Le matériau du coupon doit être exempt de défaut afin de permettre des mesures successives

- L'état de surface doit être homogène
- Le positionnement dans la veine fluide doit être adapté a la forme du coupon
- Il doit être isolé électriquement de son support
- Il doit être dégraissé avant son utilisation et protéger lors de son stockage
- Et pesé en grammes avec 4 décimales. utiliser des gants en plastique lors de la manipulation
- Si les coupons ne sont pas pesés immédiatement, ils doivent être stockés dans un endroit sec et sous vide d'air.

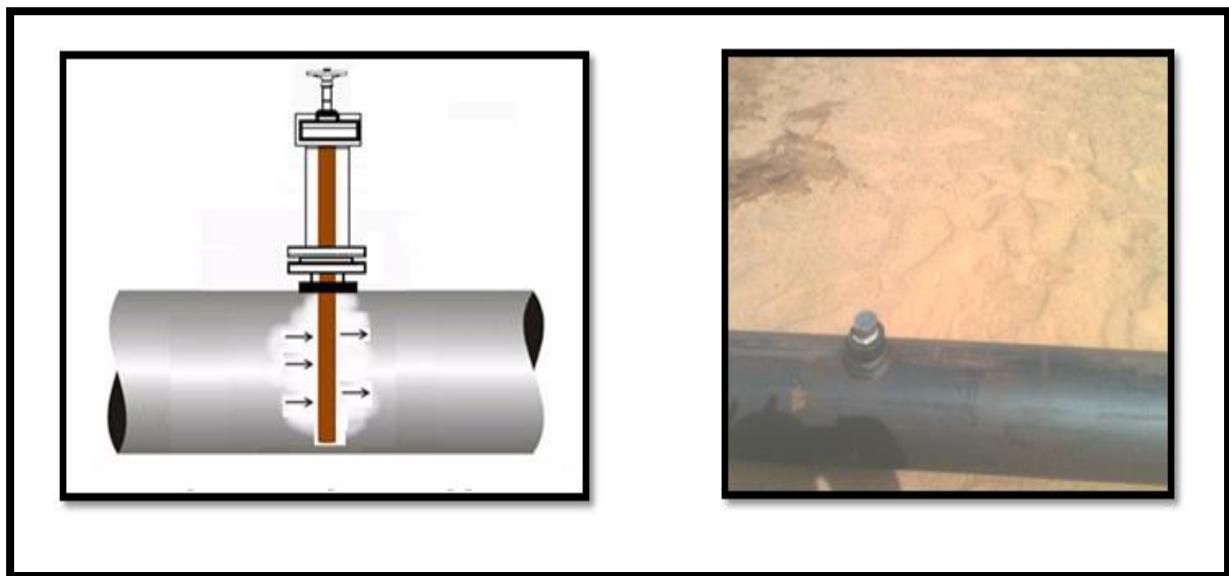
**III.2.4. Equipement pour le contrôle de la corrosion :****III.2.4.1 Matériels utilisés:**

- Installation d'un by-pass avec bossages
- coupons de corrosion (Surface 16.06 cm<sup>2</sup>)
- Pour une mesure suffisamment précise et représentative le temps d'immersion sera de 15 jours à 02 mois minimum

Dans notre cas l'utilisation de l'eau albien pour le lavage des puits salés et l'injection pour le maintien de pression provoque une usure prématurée du matériel ayant des conséquences économiques importantes ; les arrêts de production occasionnés par le remplacement des pièces corrodées influencent également le prix du revient du brut produit.

Il est fréquent de rencontrer dans les eaux des souches des bactéries sulfato-réductrices responsables de piques profondes sur le tubing dans une zone ou la température est particulièrement favorable à la prolifération de ces micros organismes.

- ✓ Pour faire une distinction entre les deux types de corrosion électrochimique et bactérien on a procédé au placement de deux coupons au niveau de la station l'un en amont de la station (sans aucun traitement) l'autre a l'aval de la station (la où il y'a le traitement par un bactéricide), et deux autres au niveau des bay-passe de puit **MD 211**.



**Figure III- 7:** Position du coupons sur le pipe;

**II.2.5. Test avec l'injection de l'inhibiteur de corrosion Norust 720 à 50ppm :****III.2.5.1. Détermination de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion Norust 720 à 50 PPM :****III.2.5.1.1. Identification d'inhibiteur NORUST 720 :**

Nom commercial : NORUST 720

Composition : préparation à base de dérivés de N-alkyl amine en solution dans un glycol.

Propriétés physiques et chimiques:

- **Etat physique:** liquide à 20°C
- **Couleur :** jaune pâle
- **Solubilité:** soluble dans l'eau.
- **Point solidification** < 5°C
- **pH** entre 5.5 – 5.9
- **Viscosité:** 250 CP@ 20°C
- **Point d'éclair** > 100°C (method : ASTM D93)
- **Masse volumique :** 1.10 – 1.40 g/cm<sup>3</sup> ( 25°C).



**Figure III- 8:** Inhibiteur NORUST 720;

**III.2.5.2. Mode opératoire du placement des coupons :**

Même mode opératoire procédé lors du test à blanc sur le réseau dessalage au niveau de la station **CIS** et les deux puits **MD211**.

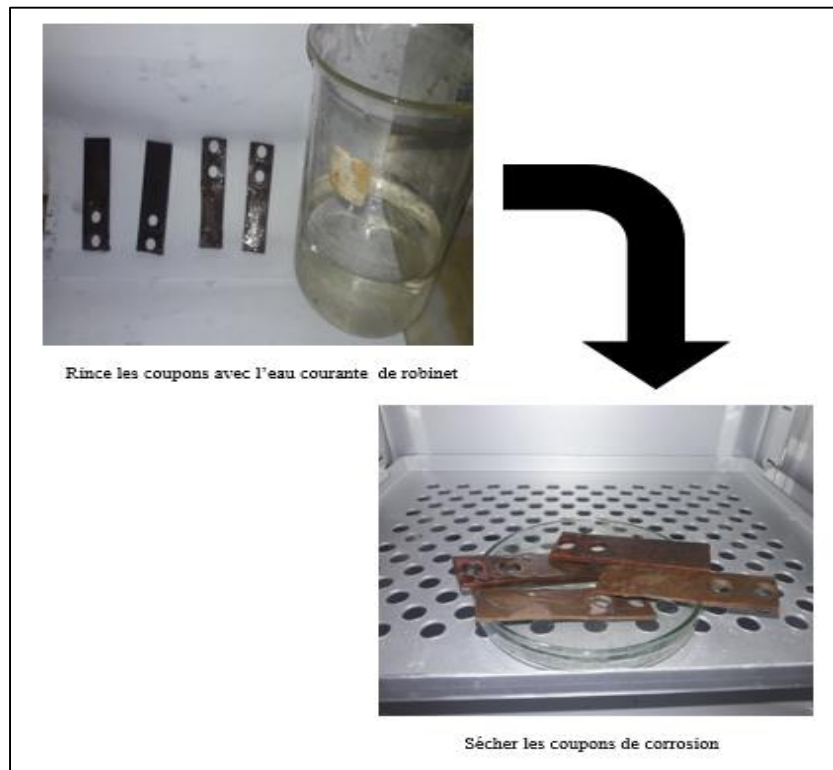
**III.2.6. préparation de la solution de traitement :**

Préparer une solution de 200 ml ( 30% acide chlorhydrique ) inhibée avec quelque gouttes de l'inhibiteur de corrosion NORUST 720 afin d'éviter une éventuelle corrosion par la solution acide .

**III.2.7. Mode opératoire de traitement des coupons :**

Pour une meilleure représentativité des valeurs de la vitesse de corrosion en précède à l'élimination de la perte du poids due à l'agressivité de la solution utilisée pour le traitement du coupon. pour cela on utilise un quatrième coupon comme une référence (**IY 640** Test a blanc, **IY 730** Test avec l'injection) dont son poids initiale est de **IY 640 =37,0522 g** et **IY 730=36,8891 g**.

Mettre les quatre coupons de test blanc (**IY 640 , BC 562 ,BC 560 ,BC 561**) , les quatre coupons de test avec l'injection de l'inhibiteurs Norust 720(**IY 730,CU 747 ,CU 753 , CU 759**) dans la solution de traitement , après chaque 30mn on rince les coupons avec l'eau courante de robinet, et à l'aide d'un chiffon propre on les frottes jusqu'à leur séchage .



**Figure III- 9:** Rince les coupons et leur séchage;

On répète Cette étapes 6 à 7 fois jusqu'à la disparition complète des produits de corrosion sur les surfaces.

Ensuite les mettre dans l'étuve a 90°C pour éliminer toutes traces d'eau qui peuvent fausser les valeurs du poids, Après 24 heures on pèse les coupons et on calcule la vitesse de corrosion .

### III.2.8. Etude Expérimentale :

Les résultats des tests de la corrosion des coupons immergés dans les pipes du réseau de dessalage et le réseau collecte en présence et en absence de l'inhibiteur et de biocide ont été obtenus par la méthode de perte de poids, ces résultats sont présentés sous forme de tableaux.

#### III.3.8.1. calcul de la vitesse de corrosion :

$$V_{\text{corrosion}} = \frac{3650 \times \Delta P' \text{ (g)}}{\text{densité (g/cm}^3\text{)} \times \text{surface (cm}^2\text{)} \times \text{temps (jour)}} \dots\dots (3)$$

#### III.2.8.2. Test a Blanc:

Tableau III. 2: Resultat test à Blanc;

Puits	CIS Amont	CIS aval	MD 211	Coupon de reference
Ref	BC 562	BC 560	BC 561	IY 640
P <sub>int</sub>	37,253	37,0327	37,325	37,0522
P <sub>fin</sub>	32,8475	35,0123	36,9179	36,9913
ΔP	4,4055	2,0204	0,4071	0,0609
ΔP'	4,4664	2,0813	0,468	-----
T(jour)	80	80	80	-----
Vmm/an	<b>1,616386798</b>	0,753220903	0,169368848	-----
V mpy	<b>63,63727551</b>	29,65436627	6,668064871	-----
V micron/an	1616,386798	753,2209033	169,3688477	-----

## III.2.8.3. Test avec l'injection:

Tableau III. 3: Resultats du test avec linjection de linhibiteur Norust 720;

Puits	CIS Amont	CIS Aval	MD 211	Coupon de reference
Ref	CU 747	CU 753	CU 759	IY 730
P <sub>int</sub>	37,2754	37,5564	37,2903	36,8891
P <sub>fin</sub>	28,2412	37,4682	37,2701	36,8524
ΔP	9,0342	0,0882	0,0202	0,0367
ΔP'	9,0709	0,1249	0,0569	-----
T(jour)	90	90	90	-----
V <sub>mm/an</sub>	2,918001673	0,040178859	0,01830406	-----
V <sub>mpy</sub>	114,8819556	1,581844829	0,720632272	-----
V <sub>micron/an</sub>	2918,001673	40,17885865	18,30405971	-----

**P. in:** Le poids initial des coupons

**P.fi :** Le poids final des coupons

$\Delta P = P. in - P.fi$

**T (j) :** temps en jours

**Densité d** = 7,85 pour l'acier

**Surface (cm<sup>2</sup>)** = 16.06 cm<sup>2</sup>

**Vmicron /an :** la vitesse de corrosion en micron mètre par an

**V mpy :** la vitesse de corrosion en milli pouce par an

**Vmm /an :** la vitesse de corrosion en millimètre par an

**1mpy = 25.4 micron/an = 0.0254 mm/an**

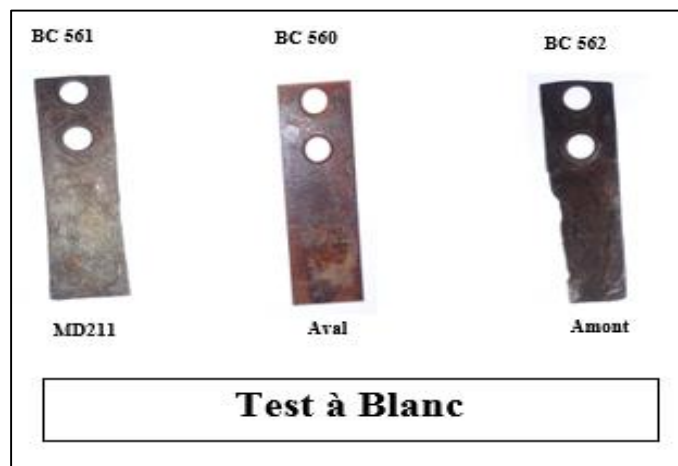
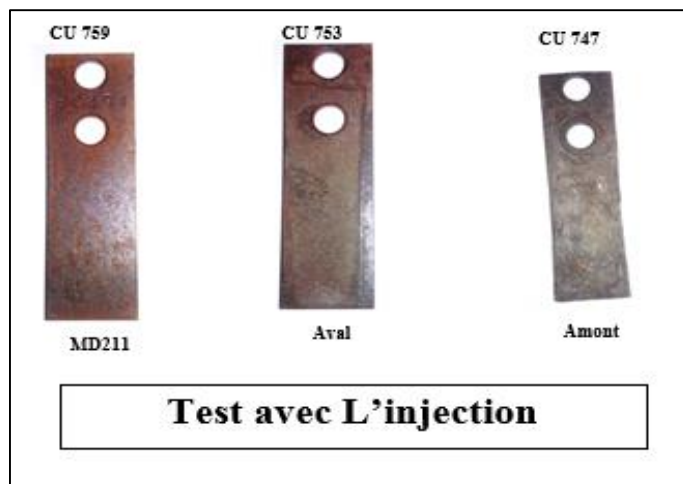


Figure III- 10: Les coupons du test à blanc;





**Figure III- 11:** Les coupons du test avec l'injection;

#### **III.2.8.4. Interprétation des résultats :**

On remarque que l'effet de l'inhibiteur de corrosion associé à un biocide est très important que ce soit sur le réseau de dessalage ou sur le réseau collecte des puits producteurs d'huile

On remarque que la vitesse de corrosion est diminuée même par rapport à la vitesse de corrosion tolérée dans l'industrie pétrolier qui est d'ordre de 2mpy.

Alors on peut conclure que l'inhibiteur de corrosion à base des amines qui est le NORUST 720 à former un film organique imperméable supprimant ainsi le contact métal / eau.

# Conclusion Générale

## Conclusion générale :

Notre travail a consisté en l'étude de corrosion bactérienne des installations pétrolières (réseaux de collectes, bacs de stockage, puits producteurs) au niveau de champs Hassi Messaoud.

La corrosion induite par les micro-organismes (CIM) génère des pertes économiques mondiales chiffrées en milliards d'euros par an. Il est communément admis que les bactéries sulfato réductrices (BSR) jouent un rôle clé dans la CIM anaérobie des aciers. Malgré cette unanimité, les essais en laboratoire peinent à reproduire la corrosion des aciers observées en milieu naturel; bien plus, ils n'expliquent pas quel est l'élément qui déclenche la corrosion, puisque les BSR présentes dans de nombreux environnements naturels n'induisent pas systématiquement de corrosion.

Les techniques et méthodes de contrôle et de suivi de la corrosion ont beaucoup évolués au fil du temps, parmi lesquelles la technique de monitoring de la corrosion par coupons et sonde qui a fait ses preuves au niveau de l'industrie du pétrole et du gaz à travers l'industrie mondiale.

La bio corrosion est favorisée par présence bactérie sulfato-réductrice (BSR) adhérent à la surface de métaux et provoquent l'accumulation des acides et des gaz et conduit au percement piquuration et fissuration des installations pétrolières.

Pour évaluer le degré de danger dans les installations pétrolières, nous avons suivi la corrosion bactérienne par une méthode chimique basée sur le prélèvement échantillon appartient de puits producteur et l'autre de station de traitement et la préparation de milieu de culture spécifiques aux (BSR), les résultats des analyses mentent la présence des concentrations élevée  $10^6$  germe/ml des bactéries dans les installations testé.

Le monitoring de corrosion (Evaluation de corrosion) est fait par CND et par méthode de perte de poids (utilisation des coupons).

Le CND réaliser pour protéger l'intérieur et l'extérieur de l'installation pétrolière, en utilisent le test par Ultrason et Radiographie, les résultats de test mentent diminution l'épaisseur nominale de 7,62 jusqu'à 2,74 mm la méthode de perte de poids par coupons nous donnons une diminution de vitesse de corrosion 0.018 mm/an dans le puits MD211 après l'injection des inhibiteurs NORUST 720.

# Références bibliographiques

## Références bibliographiques

- [1] Gharbi Kheira ; Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel ; mémoire master 2015 ; Introduction générale ; P 1.
- [2] 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.
- [3] Dieter Landolt ; Livre : Corrosion et chimie de surface des métaux ; Chap 1 ; P 1-2
- [4] Dr. Hakim Bensabra ; Cours de corrosion et protection des métaux ; Université de Jijel ; 2016 ; Chap 1 ; P 3-4.
- [5] G Rosgogeat ; Colon ; document la corrosion ; 2009-2010 ; P 2
- [6] Acila Zakaria ; Etude de l'efficacité des deux inhibiteurs de corrosion (Cortron7130 ET Norust 720) dans l'eau de l'albien.
- [7] Meddahi Khalida ; Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt ; mémoire de magister ; 2014 ; P 14.
- [8] Corrosion des métaux ; ENSPM ; formation industrie-IFP training ; France ; 2005.
- [9] G.Daфин ; J.Talbot ; Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière ; P379.
- [10] Bouzekri Omayma ; Contribution a l'étude de l'inhibition de la corrosion d'un acier C en milieu acide chlorhydrique molaire par deux composés organiques ; mémoire master 2016 ; Chap 1 ; P 5.
- [11] Dr. Hakim Bensabra ; Cours de corrosion et protection des métaux ; Université de Jijel ; 2016 ; Chap 1 ; P 4.
- [12] G Rosgogeat ; Colon ; document la corrosion ; 2009-2010 ; P 3-4.
- [13] Froncois Ropital ; professeur TFP ; livre : Corrosion et dégradation des matériaux métallique ; P 3-7.
- [14] Khoukhi Faiza ; Etude d'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans le milieu multiphasiques (Eau, huile, gaz ) ; mémoire magister ; 2008 ; Chap 1 ; P 6-7.

[15] Francois Ropital ; professeur TFP ; livre : Corrosion et dégradation des matériaux métallique ; P 10.

[16] Gharbi Kheira ; Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel ; mémoire master 2015 ; Chap 1 ; P 6.

[17] Berdjouh Nawel, Degachi Meriem ; Etude du comportement électrochimique d'un acier au carbone sous l'effet de la température en milieu acide ; mémoire master ; 2014 ; P 3.

[18] Dr. Hakim Bensabra ; Cours de corrosion et protection des métaux ; Université de Jijel ; 2016 ; P 76.

[19] P. Bommerbash ; Evolution des propriétés d'un film inhibiteur de corrosion sous l'influence de la température et des conditions hydrodynamique et caractérisation par techniques électrochimique ; INSA ; Lyon 2005.

[20] R. Marchal ; Rôle des bactéries sulfurogènes dans la corrosion du fer ; Institut français du pétrole.

[21] Mémoire « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » ; de laboratoire de Salinité ; Sontrach-DP HMD.

[22] Laboratoire de salinité ; Sontrach-DP IRARA ; Tableau analyse moyennes des eaux Albien et Cambrien d'Hassi Messouad ; Tableau récapitulatif des résultat de puits et station.

[23] BELKACEM Mourad; Suivi de la corrosion par émission acoustique ; Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé En Inspection ; INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE.

[24] Frija Mounir, contrôle non destructif ; Institut Supérieur des systèmes industriels de Gabés.

[25] CHOTARD; T. SMITH; A. ROTUREAU; D. FARGEOT; D. GAULT; C. Acoustic emission characterisation of calcium aluminate cement hydration at the early age. Journal of the European Ceramic Society, 2003.

### **Webgraphie:**

[26] DigiSchool Documents; URL “ <https://www.doc-etudiant.fr/Histoire-geographie/Histoire/Cours-Les-hydrocarbures-quels-enjeux-pour-le-xxie-siecle-201760.html>

“