



UNIVERSITÉ KASDI MERBAH -OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures et des Energies Renouvelable et Sciences de la  
Terre et de l'Univers

Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers

**Spécialité : Mécanique des Chantiers Pétroliers**

Présent en vue de l'obtention du diplôme de **MASTER**

**THÈME**

**Étude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion  
CHAMPION utilisé dans le champ de Hassi  
Messaoud**

*Présenté par:*

**- DOUADI IBRAHIM**

**- BELADJAL ABDERRAHMANE**

**Jury :**

Soutenu le :

**Président : MAMANOU Abdellatif**

**Encadreur : CHELGHAM Fatiha**

**Co-encadreur : BOUDJEMAA Souhila**

**Examineur : CHOUICHA Samira**

Année Universitaire: 2020/2021

# REMERCIEMENT

Avant tout nous remercions "**ALLAH**" tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté et la force pour accomplir ce modeste travail. Merci de nous avoir éclairé le chemin de la réussite.

Nous remercions vivement notre Encadreur Mr **CHELGHAM FATIHA** pour son aide précieuse et ses conseils judicieux ainsi que les membres de jury qui ont accepté de jugeront notre travail et tous les enseignants du département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers et leur disponibilité à orienter les étudiants

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents

A mes chers frères et mes sœurs

A toute ma famille et tous mes amis sans exception

En fin, je remercie mes binômes et mon  
encadreur et tous les contributeurs  
à mon éducation

## *Liste des Figures*

<b>Fig. I.1.</b> Types de corrosion (a)corrosion localisée et (b) corrosion uniforme	....5
<b>Fig. I.2.</b> Les différentes formes de la corrosion localisée.....	6
<b>Fig.I.3.</b> Schéma du processus de corrosion galvanique.....	7
<b>Fig. I.4 .</b> Corrosion sous contrainte (a) corrosion inter-granulaire (b) corrosion Trans-granulaire.....	09
<b>Fig. I.5</b> Corrosion chimique.....	10
<b>Fig. I.6.</b> Corrosion électrochimique.....	12
<b>Fig. II.1.</b> Métal au contact d'un milieu agressif.....	15
<b>Fig. II.2.</b> Mécanisme d'action électrochimique.....	18
a) blocage des sites cathodiques	
b) blocage des sites anodiques.	
<b>Fig. II.3.</b> Représentation schématique des modes d'adsorption de molécules organique inhibitrices sur une surface métallique.....	20
<b>Fig .III.1</b> Carte graphique de HMD.....	23
<b>Fig . III.2.</b> Situation géographique du champ de Hassi Messoud.....	24
<b>Fig. III.3.</b> Situation géologique du champ de Hassi Messoud.....	25
<b>Fig.III.4.</b> Zones du champ de HMD.....	26
<b>Fig. IV.1.</b> Les causes de la corrosion interne.....	28
<b>Fig. IV.2.</b> Station de traitement Z14.....	32
<b>Figure .IV.3.</b> Coupons de corrosion dans les pipes.....	38
<b>Figure .IV.4.</b> Coupons de corrosion (avant nettoyage et après nettoyage).....	39

## *Liste des Tableaux*

<b>Tab. I.1 :</b> Classement des potentiels relatifs (mV) de dissolution des métaux dans l'eau de mer a 25°C .....	8
<b>Tab. I.2.</b> Influence de différents facteurs sur la corrosion des métaux.....	13
<b>Tab. IV.1.</b> Les consommations journalières en eau de dessalages et le maintien de pression .....	31
<b>Tab IV.2.</b> Le derniers Jaugeages du puits.....	36
<b>Tab. IV.3.</b> Les coupons du test.....	36
<b>Tab. IV.4.</b> Les résultats des mesures de poids final des coupons.....	40
<b>Tab IV.5.</b> Résultats d'analyses chimiques.....	41
<b>Tab .IV.6.</b> Les pertes du poids des coupons et les vitesses de corrosion.....	42
<b>Tab .IV.7.</b> Taux de protection du produit.....	42

# SOMMAIRE

Remerciements	
Dédicace	
Listes de figures	
Listes de tableaux	
Introduction générale.....	1

## **Chapitre I : Généralité sur la corrosion**

<b>I.1.</b> Définition de la corrosion .....	3
<b>I.2.</b> Des formes sur la corrosion.....	4
<b>I.2.1.</b> Corrosion uniforme ou généralisée.....	4
<b>I.2.2.</b> Corrosion localisée.....	5
<b>I.3.</b> Les différents types de corrosion .....	10
<b>I.3.1.</b> Corrosion chimique .....	10
<b>I.3.2.</b> Corrosion électrochimique .....	10
<b>I.3.3.</b> La corrosion bactérienne .....	12
<b>I.3.4.</b> Corrosion en présence d'une sollicitation mécanique .....	12
<b>I.4.</b> Facteurs de la corrosion .....	12

## **Chapitre II : Protection et lutte contre la corrosion**

<b>II.1.</b> les inhibiteurs de corrosion.....	15
<b>II.1.1.</b> historique .....	15
<b>II.1.2.</b> Définition .....	15
<b>II.2.</b> Propriétés .....	16
<b>II.3.</b> classification des inhibiteurs .....	17
<b>II.3.1.</b> Nature des molécules de l'inhibiteur .....	17
<b>II.3.2.</b> Mécanismes d'action électrochimique .....	18
<b>II.4.</b> efficacité des inhibiteurs de corrosion.....	20

II.5. Domaines d'application .....	21
------------------------------------	----

## **Chapitre III: Présentation du champ de Hassi Messaoud**

III.1. Introduction.....	23
III.2 .Situation géographique.....	24
III.3.Situation géologique.....	25
III.4.Zones et numérotation des puits.....	25

## **CHAPITR IV : Etude Expérimental**

### **PARTIE 1: METHODE ET PROCEDURES EXPREMENTALES**

IV.1.1 Introduction.....	28
IV.1.2 Réseau collecte du champ HMD.....	29
IV.1.3 Mode De Traitement.....	29
IV.1.4 Méthode pour la mesure de la corrosion.....	32

### **PARTIE 2 : RESULTATS ET DISCUSSION**

IV.2.1. Introduction.....	34
IV.2.2 Description du circuit du test.....	34
IV.2 .3.Préparation du site au test .....	34
IV.2.4 Calcul la vitesse de corrosion.....	37
IV.2.5 Résultats du test.....	40
IV.2.6.	
Conclusion.....	43

<b>Conclusion générale .....</b>	<b>44</b>
----------------------------------	-----------

<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>45</b>
---	-----------

# *Introduction Général*

Les phénomènes de corrosion interne affectant les canalisations du réseau de dessalage et le réseau collecte des puits producteurs de brute ne peuvent être que de nature électrochimique ou bactérienne, et sont provoquées par le contact d'eau liquide avec la paroi du pipeline.

Les risques de corrosion dépendent donc d'abord de la teneur en eau des fluides transportés et la contamination de cette eau en bactéries sulfato réductrices BSR. La forme et la vitesse de corrosion dépendent ensuite du pouvoir oxydant de milieu, de la prolifération des bactéries, de la protectivité des dépôts de corrosion et de l'hydrodynamique.

Les fluides corrosifs sont traités par les inhibiteurs de corrosion pour diminuer la vitesse de l'attaque corrosive des matériaux, surtout en présence de gaz dissous comme  $O_2$  et  $CO_2$ , et les biocides pour arrêter le processus de la corrosion bactérienne.

Les inhibiteurs de corrosion peuvent interférer avec la réaction anodique ou cathodique, et forment une barrière protectrice sur la surface du métal contre les agents corrosifs.

Dans l'industrie pétrolière, les inhibiteurs organiques à base des amines sont les plus employés en raison de leur efficacité et leur disponibilité.

Le travail que nous présentons dans ce mémoire est subdivisé en deux parties : bibliographique et expérimentale.

le premier chapitre présente les généralités sur la corrosion, le deuxième chapitre met en lumière quatre méthodes de lutte contre la corrosion, le troisième chapitre consacré à la présentation du champ de HMD, le quatrième chapitre présente la partie pratique. Nous terminons notre travail par une conclusion général.



# *Chapitre I : Généralité sur la corrosion*

## I.1.Définition de la corrosion :

Les différentiels des facteurs critiques dans les microarchitectures structurales locales créent des différences d'activité électrochimique dans la morphologie cristalline des métaux en milieu agressif, et ceci induit une polarisation du matériel, d'où la création des sites anodiques et cathodiques. Proprement dit, ceci est valable pour la plupart des cas sauf pour la corrosion galvanique, où les cathodes et anodes se trouvent sur des métaux différents. En générale, la corrosion est la dégradation chimique d'un matériau dans un environnement agressif via un phénomène d'oxydoréduction. L'oxydation anodique du métal s'effectue en parallèle avec la réduction cathodique d'une espèce présente en solution ( $O_2$ ,  $H^+$ ) selon le pH du milieu et la teneur en oxygène. Cette interaction du métal avec le milieu agressif conduit à une modification mesurable du matériau et de ses propriétés, et à une dégradation des propriétés fonctionnelles du métal (propriétés mécaniques, esthétiques et électriques, entre autres). Une matrice élémentaire de corrosion est constituée du couple matériau-environnement en contact duquel il évolue, et ce dans des conditions physico-chimiques et mécaniques bien déterminées. Ce phénomène, par lequel les métaux et alliages subissent de leur environnement une attaque (qui le fait retourner à l'état d'ion métallique, puis d'oxyde, de sulfure, de carbonate, etc., est l'état qu'ils avaient sous leur forme originelle dans les minerais), se traduit par des réactions d'oxydoréduction : [1,2]



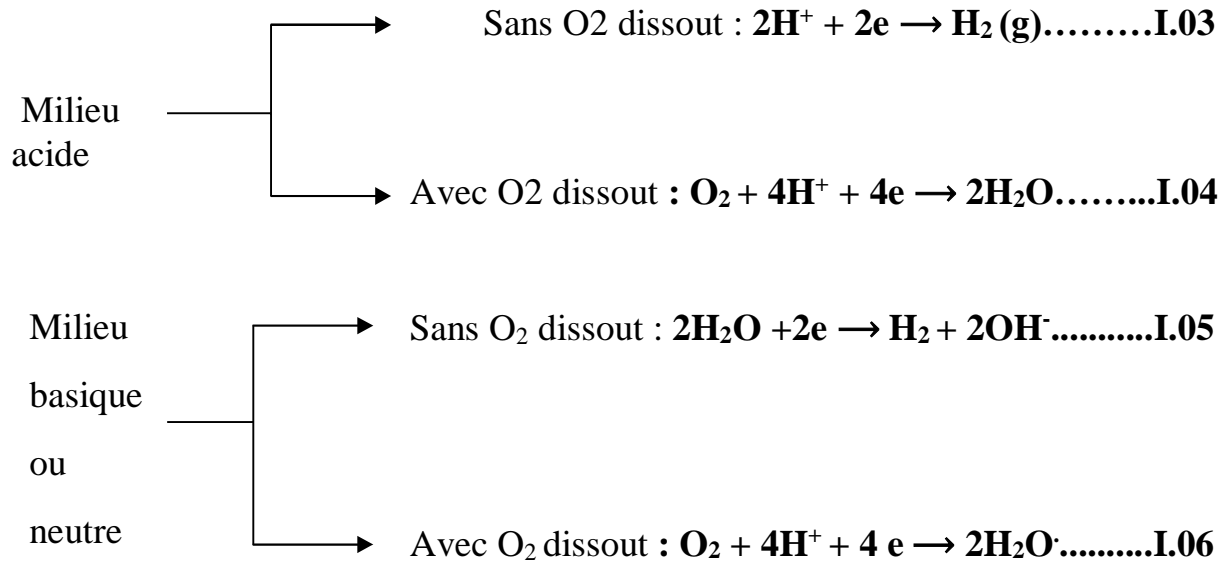
Où Ox et Red sont respectivement l'oxydant et le réducteur.

Les phénomènes de corrosion sont importants lorsque le métal est placé au contact d'une solution aqueuse. Cette corrosion humide est dans la plupart des cas de nature électrochimique. Elle se manifeste lorsque le métal et l'électrolyte sont en présence et qu'il existe une hétérogénéité soit dans le métal, soit dans la solution. Elle résulte de l'établissement de courants locaux dus à l'existence de piles locales, la réduction cathodique et l'oxydation anodique étant localisées en deux zones distinctes :

Oxydation anodique – perte d'électrons et passage en solution du métal :



Réduction cathodique | Ici plusieurs cas sont possible :



Les produits d'oxydoréduction peuvent ensuite former des produits de corrosion plus ou moins protecteurs, selon les conditions environnementales. L'hydroxyde d'aluminium de formule Al(OH)<sub>3</sub> par exemple, est ainsi le principal produit de la corrosion de l'aluminium. Il adhère à la surface sous la forme d'un gel blanc.

**I.2. Des formes sur la corrosion :**

La corrosion peut affecter le métal par une multitude de moyens qui dépendent de sa nature et des conditions environnementales. En tenant compte de la forme et des sites de l'attaque les principaux types de corrosion sont regroupés en deux grandes familles: la corrosion généralisée et la corrosion localisée, dont la plupart des sous-types provient des inhomogénéités dans la morphologie du métal [3].

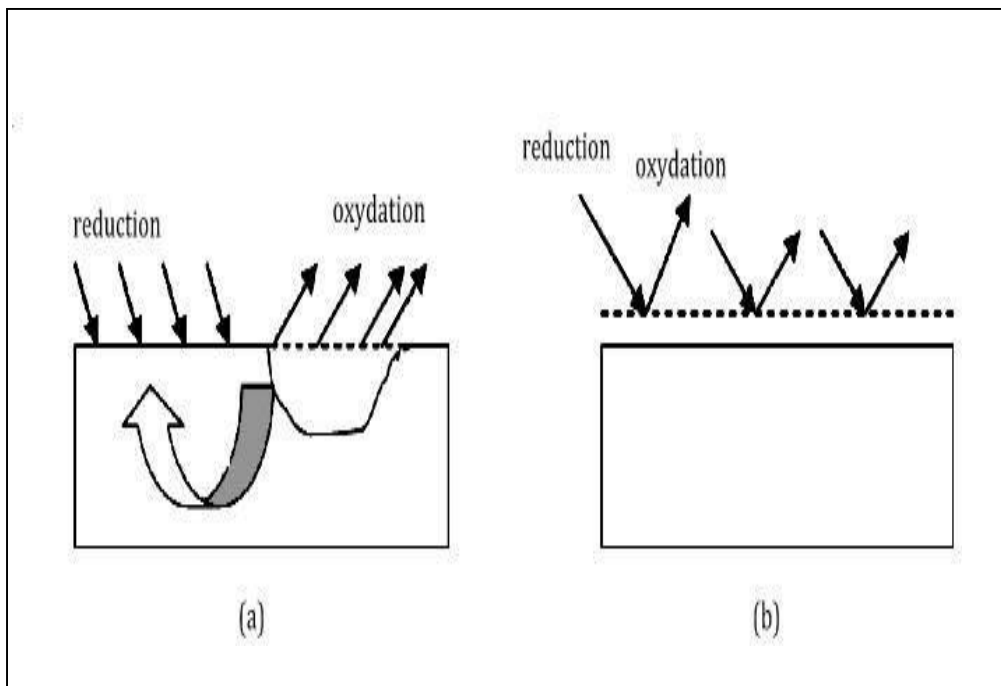
**I.2.1. Corrosion uniforme ou généralisée :**

C'est la forme la plus classique. Elle se manifeste avec la même vitesse et se traduit par une dissolution uniforme due à une réaction chimique ou électrochimique sur toute la surface du métal. Les surfaces anodiques et cathodiques se déplacent en contact avec

l'agent agressif. Elle se traduit par une diminution d'épaisseur par unité de temps ou par perte en poids par unité de surface, et par unité de temps

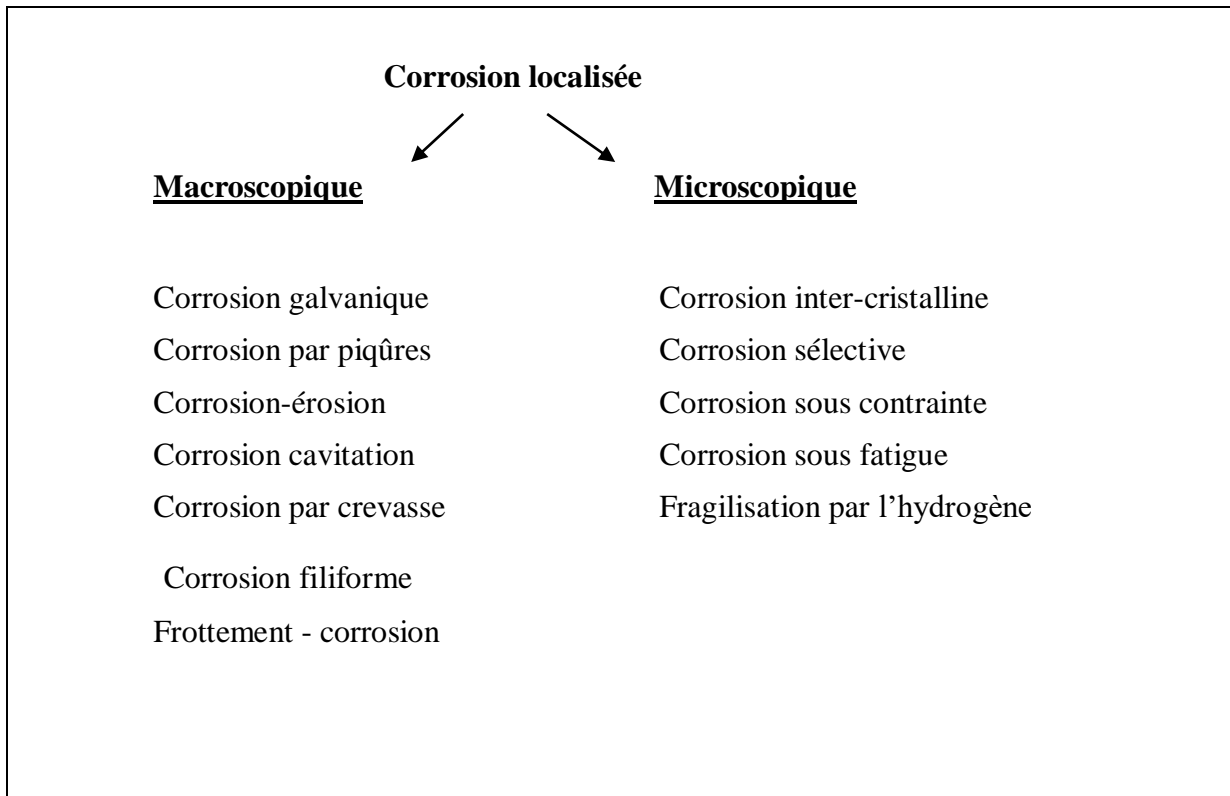
### I.2.2. Corrosion localisée :

La corrosion localisée découle toujours de la corrosion uniforme, par couplage galvanique entre les zones hétérogènes. Il suffit alors d'une petite anode et d'une grande cathode pour générer des vitesses de pénétration locales très importantes. Ces hétérogénéités locales peuvent être préexistantes dans le métal ou dans le milieu corrosif. Contrairement à la corrosion uniforme [4], on distingue clairement les endroits anodiques et cathodiques. Ce type de corrosion ne peut être mesuré par la perte de poids ou de la diminution de l'épaisseur. Pour se faire on doit réaliser des observations métallographiques, et des mesures électrochimiques.



**Fig. I.1: Types de corrosion (a) corrosion localisée et (b) corrosion uniforme [4]**

Pour la corrosion localisée, nous distinguons plusieurs types que nous pouvons schématiser comme suit :



**Fig. I.2 : Les différentes formes de la corrosion localisée [5]**

### **I.2.2.1. Corrosion par piqûres :**

La corrosion par piqûres désigne une attaque locale d'une surface passive, elle nécessite la présence d'anions agressifs tels que Cl<sup>-</sup>, Br<sup>-</sup>, et I<sup>-</sup>, et d'un oxydant. Elle se manifeste par la formation de petites cavités (piqûres), alors que la surface passive reste intacte. Le nombre et la forme de piqûres de corrosion varient selon les conditions expérimentales.

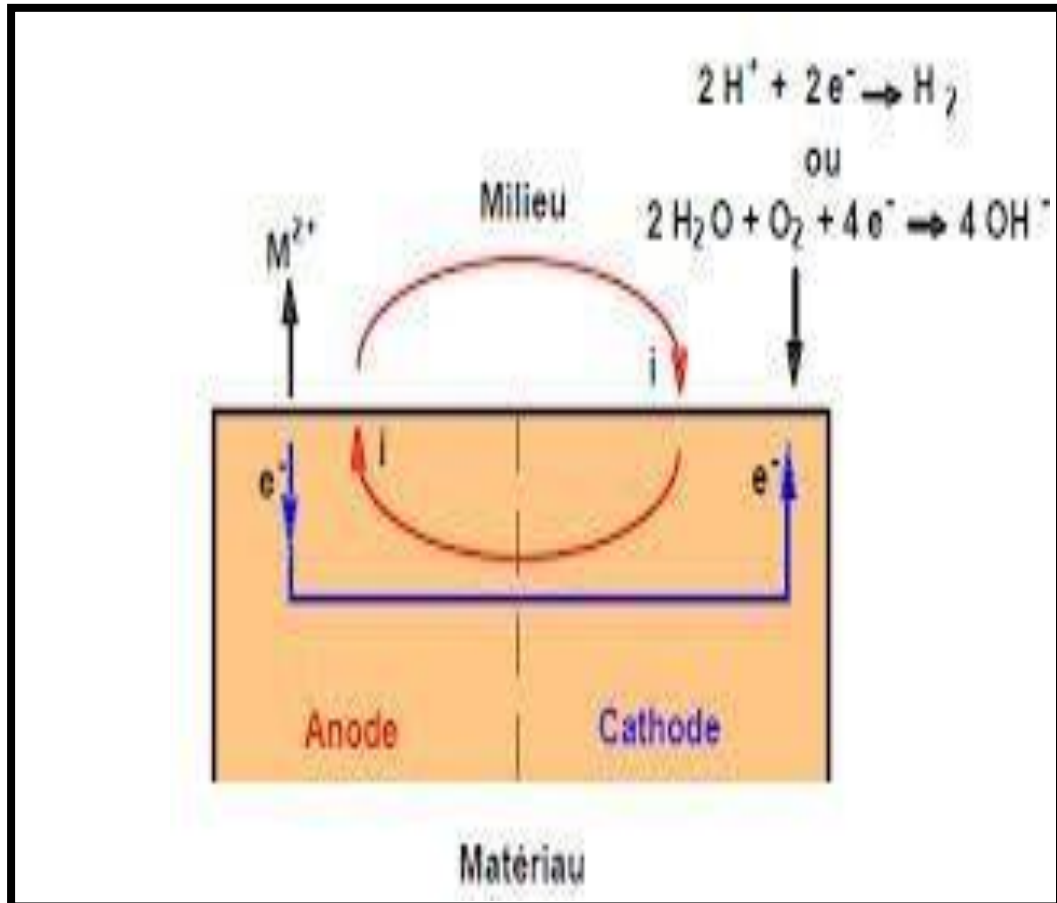
### **I.2.2.2. Corrosion par crevasse :**

La corrosion par crevasse ou corrosion cavernueuse est due, au moins au départ, à la formation d'une cellule d'aération différentielle. Elle se caractérise par une attaque intense, qui varie depuis la corrosion presque uniforme à l'attaque par piqûres.

### **I.2.2.3. Corrosion galvanique :**

Dans un assemblage de deux métaux différents, plongés dans un milieu aqueux, l'un va se

dissoudre (métal actif) tandis que l'autre sera le siège d'une réaction d'oxydoréduction du milieu gazeux, mais, lui-même ne sera pas corrodé (métal noble) ; il y aura formation d'une pile dont le métal le plus noble est la cathode et le plus actif est l'anode. Pour chaque solution, il est possible d'établir une « série galvanique » (classement des différents métaux et alliages en fonction de leur potentiel de corrosion mesuré).



**Figure.I.3. Schéma du processus de corrosion galvanique**

Le tableau **I.1** présente une classification des métaux et de quelques alliages en fonction de leur potentiel de dissolution dans l'eau de mer (les métaux sont classés ici par ordre croissant d'activité).

**Tab. I.1 : Classement des potentiels relatifs (mV) de dissolution des métaux dans l'eau de mer a 25°C [6]**

croissance d'Ecorr ↑	Platine Or Graphite Hastelloy Acier inoxydable Titane Argent Inconel base 600
↑ Matériaux protégé (Cathodique ou plus noble)	Nickel Alliages de cuivre Etain
↓ Matériaux corrodée (anodique ou moins noble)	Bronze Laiton Cuivre Plomb Fer Acier bas carbone Alliages d'aluminium Cadmium Aluminium, série 1000 Alliages d'aluminium, séries 5000, 3000, 6000 Acier galvanisée Zinc Magnésium et alliages de magnésium

La vitesse de corrosion est fonction de la surface des deux électrodes formées. Plus la surface de la cathode est grande par rapport à l'anode plus la corrosion est rapide ; c'est pourquoi il est dangereux de réaliser des assemblages avec des matériaux moins nobles que la structure. Si de tels assemblages doivent être faits, les éléments doivent être isolés électriquement. La loi de Faraday donne [7] :

**I.2.2.4. Corrosion sélective :**

Dans les structures multiphasées, ce même type de corrosion galvanique peut dissoudre sélectivement l'une des phases. La corrosion feuilletant est une forme de corrosion sélective qui se propage suivant une multitude de plans parallèles à la direction du laminage ou du filage [8].

**I.2.2.5. Fragilisation par l'hydrogène :**

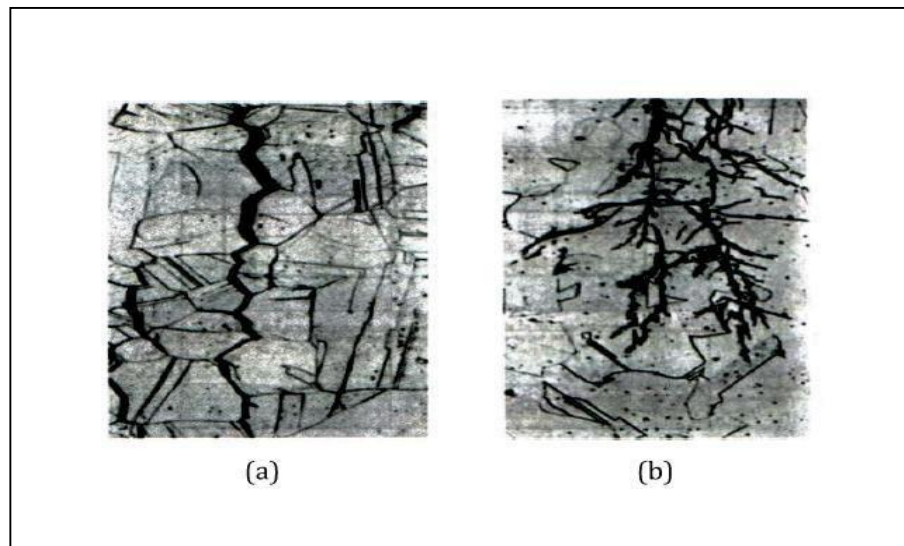
L'hydrogène peut pénétrer dans le métal quand il est produit à l'interface métal/film d'oxyde lors d'une réduction liée à corrosion. En fond de fissure, le métal est nu. Il réagit avec l'eau et

libère de l'hydrogène naissant qui se concentre aux joints de grains et facilite une décohésion inter cristalline [8].

#### **I.2.2.6. Corrosion sous contrainte :**

La corrosion sous contrainte est le résultat de l'action simultanée d'un milieu corrosif et d'une contrainte mécanique [9].

Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif. Ce sont les contraintes de tension qui sont dangereuses ; les contraintes de compression exerçant au contraire une action protectrice. Les pertes en poids sont généralement très faibles et sans commune mesure avec l'ampleur des dégâts. La figure I.4 montre ces effets [10] :



**Fig. I.4 : Corrosion sous contrainte (a) corrosion inter-granulaire (b) corrosion Trans-granulaire**

#### **I.2.2.7. Corrosion inter-granulaire :**

La corrosion inter-granulaire est un mode de corrosion structurale qui se propage dans le métal en attaquant soit les joints de grains, soit les zones adjacentes aux joints de grains. Ce mode de corrosion résulte de la présence, aux joints de grains, d'une phase continue et anodique par rapport au cœur du grain.



### I.3. Les différents types de corrosion :

#### I.3.1. Corrosion chimique :

C'est une réaction hétérogène entre une phase solide (le métal) et une phase liquide ou gazeuse. Lorsque le réactif est gazeux, la corrosion est dite sèche. Si le réactif est liquide, il est en général accompagné d'une corrosion électrochimique. L'attaque d'un métal par un autre métal liquide, par un sel fondu ou par une solution non aqueuse peut être considéré Comme une corrosion chimique.

. Donc on peut dire que la corrosion chimique est l'attaque du métal par son environnement. Elle est généralement rencontrée dans les industries produisant ou utilisant les acides [11].



Cuivre et acier noir dans une installation

**Figure I.5. Corrosion chimique**

#### I.3.2. Corrosion électrochimique :

C'est une dégradation des matériaux et de ses propriétés par des réactions chimiques ou électrochimiques avec l'environnement. Elle est causée principalement par des réactions électrochimiques dont la plus élémentaire, pour le Fer est la suivante :



Dans le cas d'un métal en contact avec le milieu aqueux, il se produit une émission d'ions métalliques dans la solution et une modification de l'interface métal /solution, avec formation de accéléré par l'hétérogénéité du matériau, le pH, la composition de la solution et par la température. produits de corrosion et un dégagement gazeux. Le phénomène de corrosion

électrochimique est accéléré par l'hétérogénéité du matériau, le pH, la composition de la solution et par la température [12].

### I.3.2.1. La corrosion en milieu aqueux:

Le mécanisme de la corrosion par l'eau se résume à une action d'oxydoréduction représentée par les équations suivantes :

Aires anodique :



C'est une réaction rapide mais généralement la vitesse de corrosion est contrôlée par la réaction cathodique qui est plus lente.

Aires cathodique.



Cette réaction qui est lente en milieu aqueux neutre ou basique devient rapide en milieu acide, et peut être accéléré par l'oxygène dissous suivant une réaction de dépolarisation qui est la suivante:



↓ Dissous

Dans cette réaction l'oxygène dissout réagit avec l'hydrogène absorbé à la surface du Fer, si on tient compte de la réaction de dissociation de l'eau, on obtient la réaction globale en milieu aqueux:

- Réaction de dissociation de l'eau:



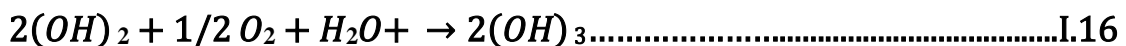
- Réaction global:



↓

#### Hydroxyde ferreux

L'hydroxyde ferreux forme une barrière de diffusion à l'interface métal - solution. Le Fe(OH)<sub>2</sub> est de couleur blanche. Le film d'oxyde ou d'hydroxyde va s'oxyder à son tour en contact de l'oxygène dissous pour donner l'oxyde ferrique hydraté ou l'hydroxyde ferrique.



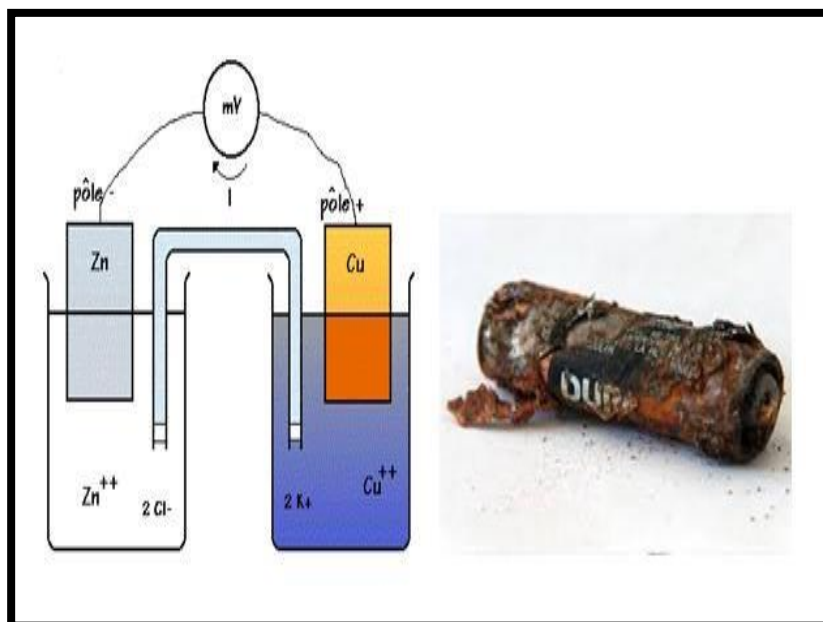
↓

#### Hydroxyde ferrique



$\text{Fe}_2\text{O}_3$  est de couleur orange brun (rouille), dont la forme minérale est l'hématite. C'est un oxydeparamagnétique stable du fer, dont une forme hydratée constitue la rouille.

Ainsi les films de rouille sont constitués de trois (03) couches d'oxyde de Fer par nombre d'oxydation croissant [13].



**Figure. I.6. Corrosion électrochimique**

### **I.3.3.La corrosion bactérienne :**

La corrosion bactérienne est due à la présence de colonies importantes de bactéries dites anaérobiques qui se développent dans les eaux contenant des sulfates. Elles consomment donc des sulfates et les rejettent sous la forme réduite de sulfure  $\text{H}_2\text{S}$ . La pollution locale du milieu corrosif en  $\text{H}_2\text{S}$  et son effet connu sur la corrosion, suffisent à expliquer les dommages provoqués par les bactéries [10]. La lutte contre cette forme de corrosion est à l'heure actuelle essentiellement d'ordre biologique, elle est réalisée par injection de produits bactéricides dans les milieux corrosifs [11].

### **I.3.4. Corrosion en présence d'une sollicitation mécanique :**

Des phénomènes de corrosion ont parfois lieu en présence d'une sollicitation mécanique externe ou interne telle que : les frottements, l'érosion, l'abrasion, les vibrations, etc. [4]. Ce type de corrosion est très dangereux car il peut aboutir à des ruptures catastrophiques (atteinte à la sécurité des biens et des personnes).

### **I.4. Facteurs de la corrosion :**

La plupart des métaux purs n'est pas stable d'un point de vue thermodynamique. Au contact de l'atmosphère, ils forment une couche superficielle d'oxyde plus ou moins protectrice.

Ainsi, la fragilisation de cette couche superficielle conduit à la corrosion sans frein du

métal selon plusieurs critères comme la nature et constitution du milieu agressif, la température, le pH, et les inhomogénéités de la structure réticulaire du métal, entre autres paramètres [14]. Les phénomènes de corrosion dépendent de plusieurs facteurs et leurs interactions (pseudo- facteurs), ceux-là étant en relations les uns avec les autres de manière complexe et agissante ainsi avec un effet d'apaisement ou de synergie [2]. Ces facteurs peuvent être de type externe ou interne et sont résumés dans le tableau suivant :

**Tab. I.2 : Influence de différents facteurs sur la corrosion des métaux [8]**

Critère de classement	Facteurs
Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Concentration du réactif.</li> <li>- Teneur en Oxygène, en impuretés, en gaz</li> <li>- dissous (CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> H<sub>2</sub>S... ).</li> <li>- Acidité du milieu, salinité, résistivité.</li> <li>- Température, pression.</li> <li>- Présence de bactéries.</li> </ul>
Facteurs métallurgiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Composition d'alliage, hétérogénéités cristallines.</li> <li>- Procédés d'élaboration.</li> <li>- Impuretés dans l'alliage, inclusions.</li> <li>- Traitements thermiques, mécaniques.</li> <li>- Additions protectrices.</li> </ul>
Facteurs définissant les conditions d'emploi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etat de surface, défauts de fabrication.</li> <li>- Formes de pièces.</li> <li>- Sollicitations mécaniques.</li> <li>- Emploi d'inhibiteurs.</li> <li>- Procédés d'assemblage (couples galvaniques, soudures, etc.).</li> <li>- Croûte d'oxydes superficiels.</li> <li>- Force électromotrice extérieure (électrolyse).</li> </ul>
Factures dependants du temps	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vieillessement.</li> <li>- Tensions mécaniques internes ou externes.</li> <li>- Température- modalité d'accès de l'oxygène ou autre gaz dissous.</li> <li>- Modification des revêtements protecteurs.</li> <li>- Apparition d'un dépôt (calcaire ou autre).</li> </ul>

# ***Chapitre II : Protection et Lutte Contre La Corrosion***

## II.1.les inhibiteurs de corrosion :

### II.1.1.historique :

Tout comme pour bien d'autres domaines, il est difficile de déterminer l'origine exacte de l'inhibition considérée comme une technologie à part. Néanmoins, il ya quelques décennies, il a été observé que le dépôt calcaire formé à l'intérieur des conduites transportant certaines eaux naturelles protégeait cette conduite; plutôt que d'améliorer sans cesse la résistance à la corrosion des conduites en agissant directement sur ces dernières, il s'avère plus pratique d'ajuster les concentrations minérales des solutions transportées, qui sont à l'origine des dépôts calcaires «protecteurs». En 1945, on comptait moins de 30 articles traitant de l'inhibition. Dans un article de 1948 [15], Waldrip se référait à un rapport datant de 1943 au sujet de sa discussion concernant la protection contre la corrosion des puits de pétrole. De nombreux articles concernant l'inhibition ont été rédigés durant la période couvrant 1945 à 1954 : ceux-ci traitaient entre autres de l'inhibition dans le domaine de l'aviation, des chaudières, des circuits de refroidissement, des moteurs diesel, des sels de déneigement, des raffineries de pétroles, des pétroliers...

Les articles publiés durant cette période témoignent d'un grand développement technologique en matière d'inhibition. Durant les quarante dernières années, un nombre croissant de résumés, d'articles et autres ouvrages évoquant ce sujet a été recensé : au total, en 1970, 647 articles traitant de l'inhibition sont dénombrés [16].

### II.1.2.Définition :

Un inhibiteur de corrosion est un composé chimique qui, ajouté à faible concentration au milieu corrosif ralentit ou stoppe le processus de corrosion d'un métal placé au contact de ce milieu (Fig. II.1).



(a) sans inhibiteur de corrosion      (b) avec inhibiteur de corrosion

**Fig. II.1.Métal au contact d'un milieu agressif**

Les inhibiteurs sont des produits chimiques injecter à faible quantité dans les solutions agressives et qui permettant de diminuer l'agressivité sans modifier les caractéristiques du fluide d'une manière générale, l'inhibiteur va former un film entre les parois du métal et le fluide.

Ces inhibiteurs sont choisis suivant les caractéristiques des conduites, de plus certains inhibiteurs peuvent être efficace au point de vue protection avec un métal et au contraire accélérer la corrosion avec un autre métal.

On définit habituellement des inhibiteurs selon leur influence sur les courbes de polarisation. On préfère utiliser le plus souvent des inhibiteurs cathodiques ou mixtes car ils ne présentent aucun risque [17].

## **II.2.Propriétés :**

Le choix de l'inhibiteur de corrosion à utiliser, en pratique, exige qu'on s'oriente vers un solution-type optimale, l'évaluation duquel se fait selon plusieurs critères essentiels relatifs au cas particulier. Puisque l'idéale ne s'accorde pas toujours avec les moyens disponibles ou les propriétés techniques des matériaux mises en œuvre, le choix résulte souvent d'un compromis en fonction des paramètres clés d'évaluation des inhibiteurs dans et hors la matrice opérationnelle. Une propriété très importante des inhibiteurs, à part le fait d'abaisser le taux de corrosion, est la stabilité (thermique et chimique). Vu qu'un inhibiteur peut être utilisé pour une protection permanente ou temporaire (celui-ci pendant une période critique où le métal est plus vulnérable à la corrosion, par exemple durant le stockage ou nettoyage, ou lorsque le métal subit un traitement sévère), le choix de l'inhibiteur peut se faire ainsi en fonction d'une gamme cible de stabilité. Au-delà des essais préliminaires et avant sa sélection comme un candidat apte aux essais en situ, un inhibiteur doit :

- ❖ abaisser la vitesse de corrosion d'un métal, sans affecter ses caractéristiques physiques
- ❖ être efficace à faible concentration
- ❖ être stable en présence des autres constituants du milieu
- ❖ être stable aux différentes températures d'utilisation
- ❖ être d'un comportement d'influence zéro sur la stabilité d'autres espèces du milieu
- ❖ être conforme aux normes relatives à la toxicité
- ❖ avoir un bon rapport performance-cout

[18]

## **II.3.classification des inhibiteurs :**

Il existe plusieurs possibilités de classer les inhibiteurs, celles-ci se distinguant les unes des autres de diverses manières :

- ❖ La formulation des produits (inhibiteurs organiques ou minéraux).
- ❖ Les mécanismes d'action électrochimique (inhibiteurs cathodiques anodiques ou mixtes).
- ❖ Les mécanismes d'interface et principes d'action (adsorption et/ou formation d'un film).

### **II.3.1.Nature des molécules de l'inhibiteur :**

#### **II.3.1.1.Les inhibiteurs organiques :**

Les molécules organiques sont promises à un développement plus que certain en termes d'inhibiteur de corrosion : leur utilisation est actuellement préférée à celle d'inhibiteurs inorganiques pour les raisons d'écotoxicité essentiellement. Les inhibiteurs organiques sont généralement constitués de sous-produits de l'industrie pétrolière [19]. Ils possèdent au moins un centre actif susceptible d'échanger des électrons avec le métal, tel l'azote, l'oxygène, le phosphore ou le soufre. Parmi les composés organiques parfois utilisés, on peut citer :

- ❖ Les amines et polyamines.
- ❖ Les amines aromatiques : benzotriazole, tolytriazole.
- ❖ Les imidazolines.
- ❖ Les mercaptans.
- ❖ Les composés Thio-azotes thio-urée, mercaptabenzothiazole.

Du fait de leur mode d'action par adsorption, les inhibiteurs organiques peuvent être efficaces même en milieu très acide (PH inférieur à 4) où la corrosion dépend de la décharge de protons hydrogènes à la surface du métal [20].

#### **II.3.1.2.Les inhibiteurs inorganiques :**

Les inhibiteurs minéraux sont utilisés le plus souvent en milieu proche de la neutralité, voire en milieu alcalin, et plus rarement en milieu acide. Les produits se dissocient en solution et ce sont leurs produits de dissociation qui assurent les phénomènes d'inhibition (anions ou cations). Les principaux anions inhibiteurs sont les oxo-anions de type  $XO_4^{n-}$  tels les chromates, molybdates, phosphates, silicates,... Les cations sont essentiellement  $Ca^{2+}$  et  $Zn^{2+}$

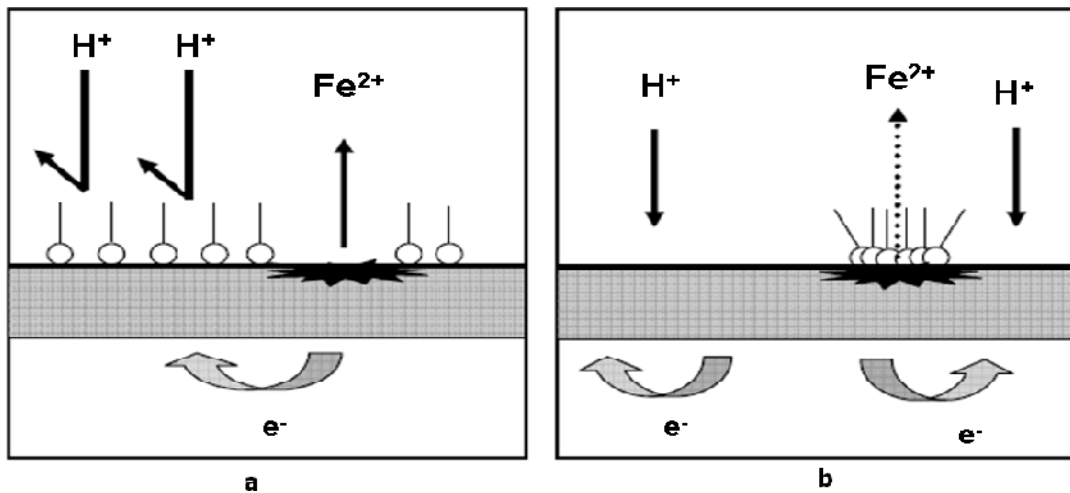


et ceux qui forment des sels insolubles avec certains anions tels que l'hydroxyle  $\text{OH}^-$ . Le nombre de molécules en usage à l'heure actuelle va en se restreignant, car la plupart des produits efficaces présentent un côté néfaste pour l'environnement [21].

### II.3.2.Mécanismes d'action électrochimique :

Dans la classification relative au mécanisme d'action électrochimique, on peut distinguer les inhibiteurs anodique, cathodique ou mixte (regroupant alors les deux premières propriétés). L'inhibiteur de corrosion forme une couche barrière sur la surface métallique, qui modifie les réactions électrochimiques en bloquant soit les sites anodiques (siège de l'oxydation du métal) soit les sites cathodiques (siège de la réduction de l'oxygène en milieu neutre aéré ou siège de la réduction du proton  $\text{H}^+$  en milieu acide) (Figure II.2).

Les inhibiteurs anodiques doivent être utilisés avec précaution. En effet, si le film protecteur est altéré par une rayure ou par une dissolution, ou si la quantité d'inhibiteur est insuffisante pour restaurer le film, la partie exposée se corrode en piqûre profonde. En matière de corrosion localisée, la corrosion par piqûre est une forme particulièrement insidieuse : l'attaque se limite à des trous, très localisés et pouvant progresser rapidement en profondeur tout en conservant le reste de la surface indemne.



**Fig. II.2.Mécanisme d'action électrochimique**

a) blocage des sites cathodiques

b) blocage des sites anodiques.

### II.3.2.1.Mécanismes d'action inter faciale :

#### II.3.2.1.1.Adsorption des molécules inhibitrices à la surface métallique :

L'adsorption est un phénomène de surface universel car toute surface est constituée d'atomes n'ayant pas toutes leurs liaisons chimiques satisfaites. Cette surface a donc tendance à combler ce manque en captant atomes et molécules se trouvant à proximité. Deux types d'adsorption peuvent être distingués : la physisorption (formation de liaisons faibles) et la chimisorption.

La première, encore appelée adsorption physique conserve l'identité aux molécules adsorbées ; trois types de forces sont à distinguer :

- ❖ Les forces de dispersion (Vander Waals, London) toujours présentes;
- ❖ Les forces polaires, résultant de la présence de champ électrique;
- ❖ Les liaisons hydrogène des groupements hydroxyle ou aminé.

Il faut naturellement que l'inhibiteur porte lui-même une charge globale : ion positif, ion négatif ou molécule dipolaire. La force de l'adsorption électrostatique sera fonction de la différence entre les charges portées par l'inhibiteur d'une part et par la surface métallique d'autre part ( $q_{Me}$ ). Cette dernière est elle-même fonction de la différence entre le potentiel de corrosion du métal ( $E_{corr}$ ) et son potentiel de chargenulle dans le milieu corrosif considéré ( $E_{zc}$ ).

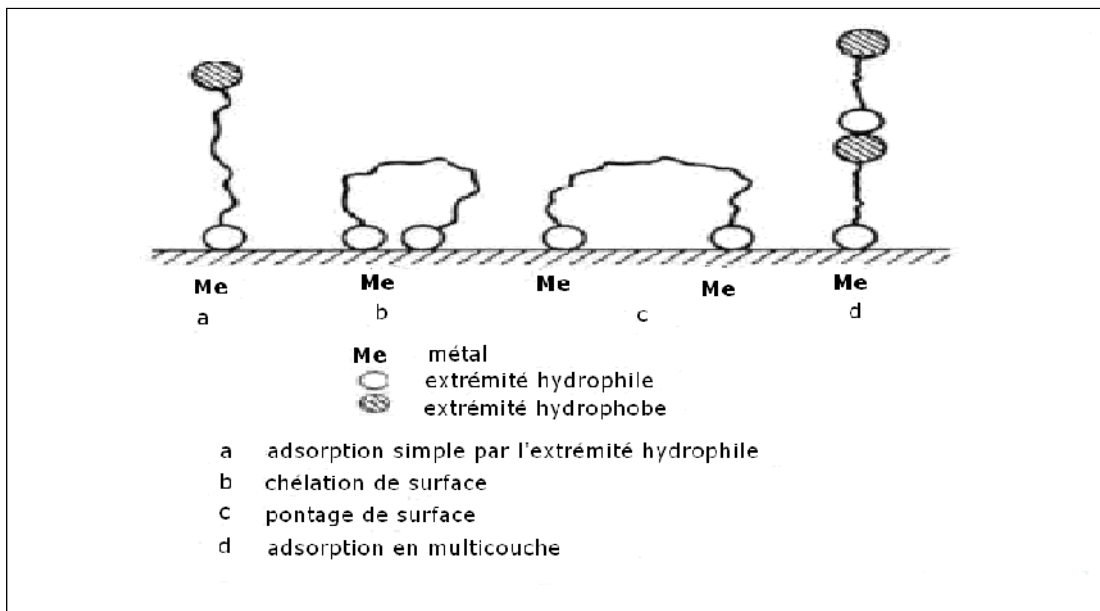
La chimisorption, au contraire, consiste en la mise en commun d'électrons entre la partie polaire de la molécule et la surface métallique, ce qui engendre la

Formation de liaisons chimiques bien plus stable car basées sur des énergies de liaison plus importantes. Les électrons proviennent en grande majorité des doublés non appariés des molécules inhibitrices tels que O, N, S, P,... (Tous ces atomes se distinguant des autres par leur grande électronégativité).

Les molécules organiques utilisées comme inhibiteurs, contiennent une partie non polaire, hydrophobe, constituée principalement d'atomes de carbone et d'hydrogène, et une partie polaire, hydrophile, constituée d'un ou plusieurs groupes fonctionnels, tels que  $-NH_2$  (amine),  $-SH$  (mercapto),  $-OH$  (hydroxyle),  $-PO_3^{2-}$  (phosphate)...

La molécule se lie à la surface par son groupe fonctionnel, alors que sa partie non polaire, plus volumineuse, bloque partiellement la surface active, ainsi les chélates peuvent être formés à la surface du métal lorsque le composé organique contient plus d'un groupement fonctionnel (Figure II.3).

L'adsorption chimique s'accompagne d'une profonde modification de la répartition des charges électroniques des molécules adsorbées. La chimisorption est souvent un mécanisme irréversible.



**Fig. II.3.Représentation schématique des modes d'adsorption de molécules organiques inhibitrices sur une surface métallique [22].**

#### **II.3.2.1.2. Formation d'un film intégrant les produits de dissolution du substrat :**

Cette forme d'inhibition, appelée également inhibition (d'interphase) traduit la formation d'un film tridimensionnel entre le substrat corrodé et les molécules d'inhibiteurs [23]. Les inhibiteurs d'interphases ne se contentent ainsi pas d'être adsorbés aux interfaces métal/oxyde et oxyde/ électrolyte, mais sont également incorporés dans les couches barrières (en formant des complexes par exemple); ainsi ces molécules inhibitrices d'interphases conduisent à des réseaux homogènes et denses présentant de ce fait une faible porosité et une bonne stabilité.

#### **II.4.Efficacité des inhibiteurs de corrosion :**

Par définition, un inhibiteur de corrosion est une substance chimique qui, lorsqu'elle est ajoutée en petite concentration à un environnement, diminue efficacement le taux de

corrosion. L'efficacité de cet inhibiteur est ainsi exprimée par une mesure de cette amélioration. En général, l'efficacité d'un inhibiteur augmente avec une augmentation de la concentration d'inhibiteur, par ex. un inhibiteur typiquement bon donnerait 95% d'inhibition à une concentration de 0,008% et 90% à une concentration de 0,004%. Au fil des années, des méthodes sophistiquées d'essai d'inhibiteurs de corrosion, typiquement conçues pour reproduire les conditions les plus extrêmes d'un système, ont été utilisées pour améliorer les capacités d'inhibiteur.

Des inhibiteurs de corrosion nouveaux et de meilleure qualité ont été développés en raison de leurs performances dans des appareils de laboratoire élaborés, mais beaucoup n'ont pas obtenues performances comparables sur le terrain. L'incapacité de transférer la performance de l'inhibiteur du laboratoire au champ reste un défi aujourd'hui. Cependant, la corrélation des performances en laboratoire et sur le terrain peut être possible une fois que les facteurs clés impliqués dans la chimie des inhibiteurs et la théorie de la corrosion sont pris en compte.

$$EI \% = 100\% \times (V_{\text{corr-s}} - V_{\text{corr-a}}) / V_{\text{corr-s}} \dots \dots \dots \text{II.1}$$

Où  $V_{\text{corr-s}}$  et  $V_{\text{corr-a}}$  sont les vitesses de corrosion sans et avec l'inhibiteur respectivement, et EI% est l'efficacité d'inhibition.

## II.5. Domaines d'application :

Les inhibiteurs ont plusieurs domaines conventionnels d'utilisation :

- ❖ L'industrie du pétrole : forage, extraction, raffinage, stockage et transport, entre autres
- ❖ Les mélanges d'apprêt et peintures où les inhibiteurs de corrosion sont des additifs assurant la protection des métaux contre la corrosion
- ❖ Le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux des procédés industriels, eaux de chaudières, entre autres)

***Chapitre III:  
Présentation du champ de  
Hassi Messaoud***

### III.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. C'est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur quelques 2200 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>. La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m, elle se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro physiques.

Le gisement d'Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et de tout le continent Africain.

Il fut découvert la même année que le gisement de gaz d'HassiR'Mel, son équivalent pour le gaz (principal gisement de gaz d'Afrique) Hassi Messaoud centralise la production de pétrole du pays.

Il est le point de départ de plusieurs oléoducs alimentant les raffineries et les terminaux D'exportation sur la côte, et fait transiter la production d'autres gisements du pays.



Figure .III.1 .Carte graphique de HMD

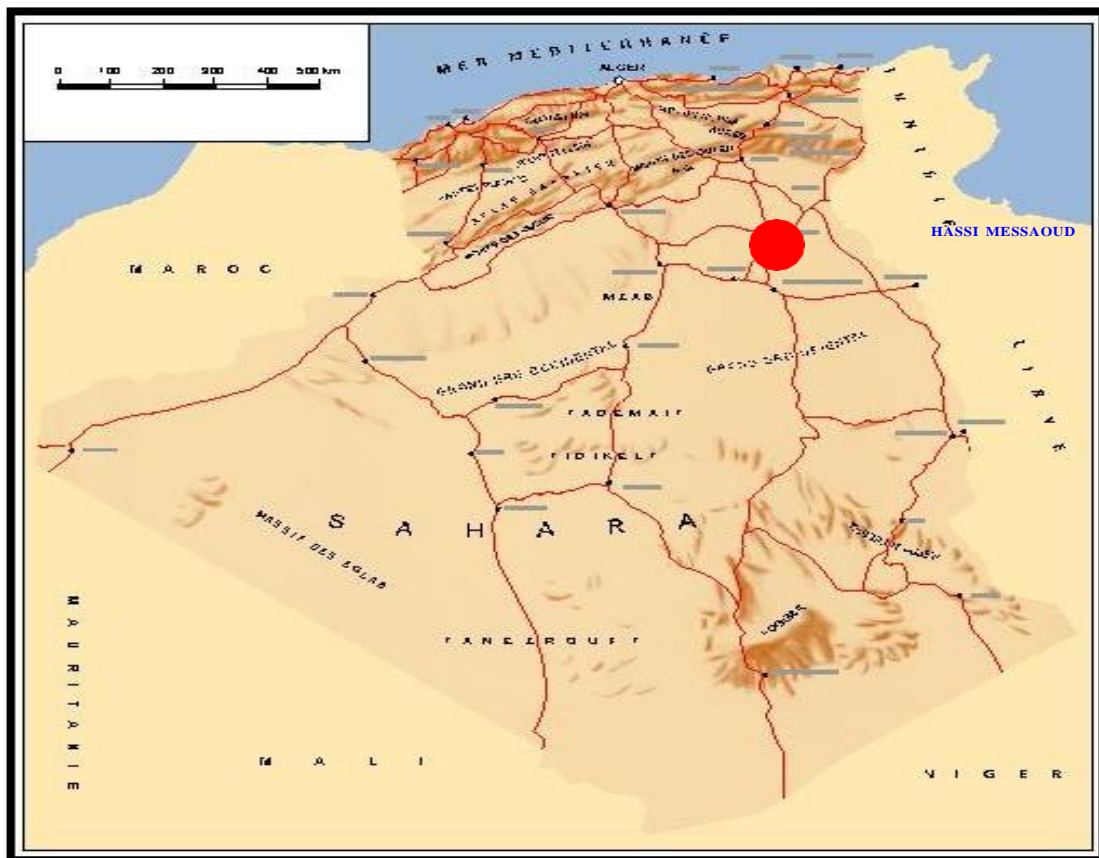
### III.2 .Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se trouve dans l'immensité désertique du Sahara algérien, au nord du continent Africain. Il est aussi situé à 800Km au Sud-est de la capitale Alger, à 350km de la frontière Algero-tunisienne, à environ 80km au sud-est de la ville d'Ouargla et à 176km au sud de Touggourt (**Figure. III.2**). Les dimensions de ce champ lui permettent donc d'être l'un des plus grands gisements d'huile du continent Africain.

Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) est :

**X = [790000 - 840000] Est,**

**Y = [110000 - 150000] Nord.**



**Figure III.2 : Situation géographique du champ de Hassi Messoud**

### III.3.Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud est limité :

- ❖ A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- ❖ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- ❖ Au Nord par la structure Djamaa-Tougourt.
- ❖ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadames

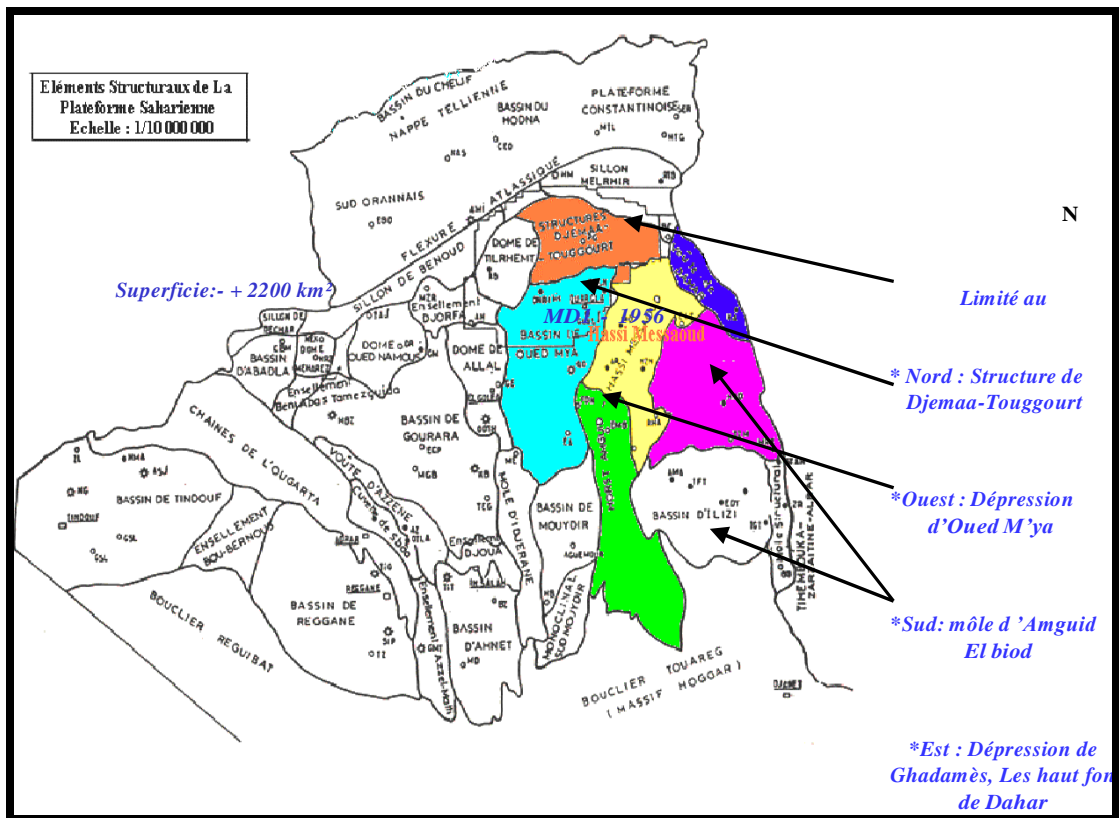


Figure III.3. Situation géologique du champ Hassi Messaoud

### III.4.Zones et numérotation des puits

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en zones en tenant compte des iso-pressions. (Fig.1-3) L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue



pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toute fois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Il faut également noter que la subdivision actuelle n'est pas définitive car une même zone peut être subdivisée en sous zones (Ex : 1a, 1b, 1c) .

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

### ❖ **Champ Nord:**

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Omkz12\*

**O** : Majuscule, permis d'Ouargla.

**m**: superficie de la zone à huile tel que ; Om= 1200 km<sup>2</sup>, On=300 km<sup>2</sup>

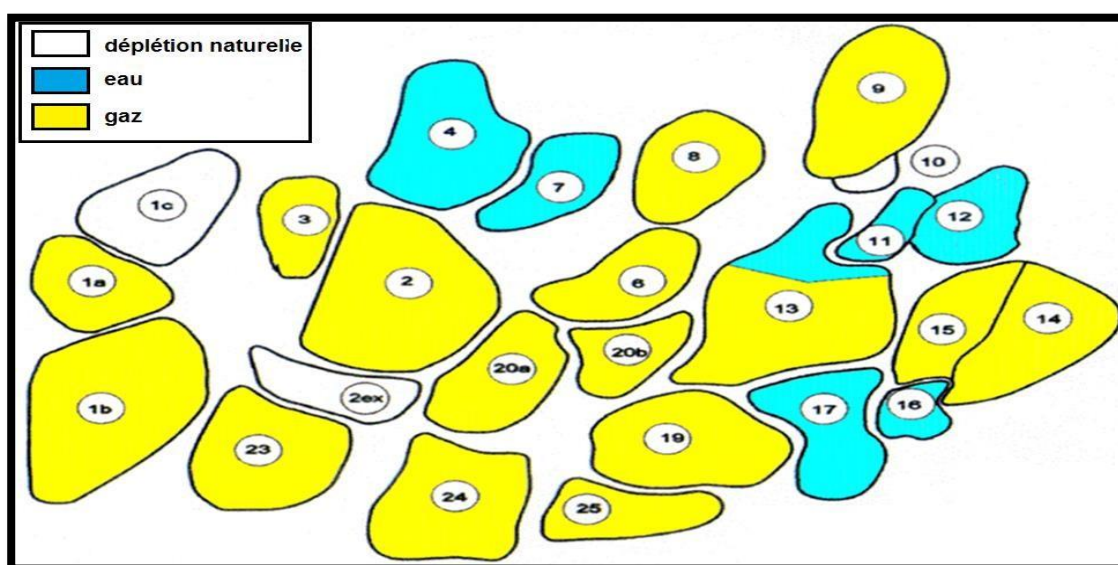
**.o** : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>.

**3** : Abscisse, et **8** : Ordonnée.

### ❖ **Champ Sud :**

La numérotation est chronologique. Ex : Md1, Md2, Md3,...MdZ509\*, MDZ557\*.

\* : 'z' signifie un puits horizontal.



**Figure III.4 .Zones du champ de HMD**

# *CHAPITR IV : Etude Expérimental*

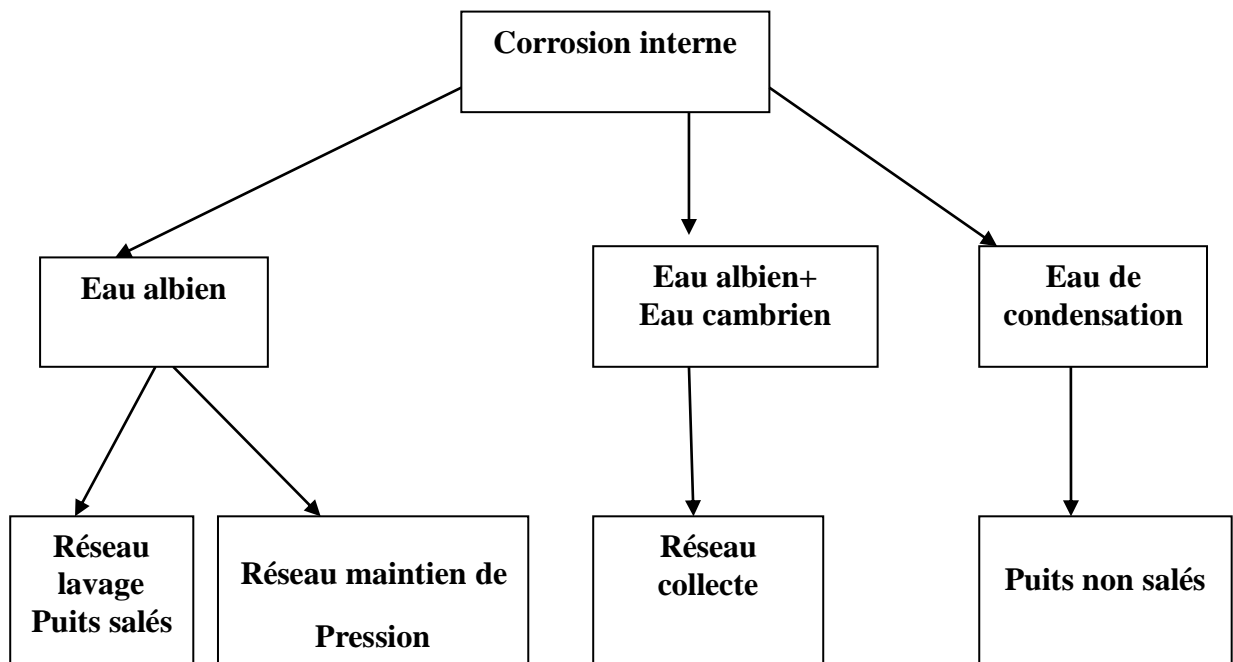
## **PARTIE 1 : METHODE ET PROCEDURES EXPERIMENTALES**

### **IV .1.1Introduction :**

La région de Hassi Messoud ne peut pas échapper au phénomène de corrosion qui coute excessivement cher.

Sachant donc que la corrosion occupe une part non négligeable des couts de maintenance, et des changements de pièces, alors il est nécessaire de veiller à réduire la vitesse de corrosion à sa plus simple expression.

Dans notre cas la corrosion interne des pipes est un problème très complexe puisque 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 industriel.



**Figure .IV.1. Les causes de la corrosion interne**

## IV .1.2 Réseau collecte du champ HMD :

### A. Réseau Sud:

Collecte puits

3" —————>10"

1 112 214 m

Collecteurs manifolds vers les Station

4" —————>24"

818 971 m

### B. Réseau Nord :

Collecte puits

3" —————>8"

942 918 m

Collecteurs manifolds vers les Station

6" —————>24"

938 985 m

## IV .1.3.Mode De Traitement :

### 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 .

## **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.

### **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 IndustrielNord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord.

Elle Comprend 5 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres.

**3. Station W1C :** située en zone Ouest du champ de HMD (l'intérieur de la Stationsatellite W1C) et traite les puits huiles salés de la zone 1.

Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres et une de 3000 litres

**4. Station CIS :** située en zone Sud du champ de HMD (l'intérieur du centre IndustrielSud) et traite les puits huiles salés de la zone Sud-ouest.

Elle Comprend 5 cuves de 1000 litres et une de 2000 litres

**5. Station HGA :** située en zone complexe du champ de HMD et traite les puits huilessalés du champ HGA (.Hassi Guettar)

Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres

### **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.

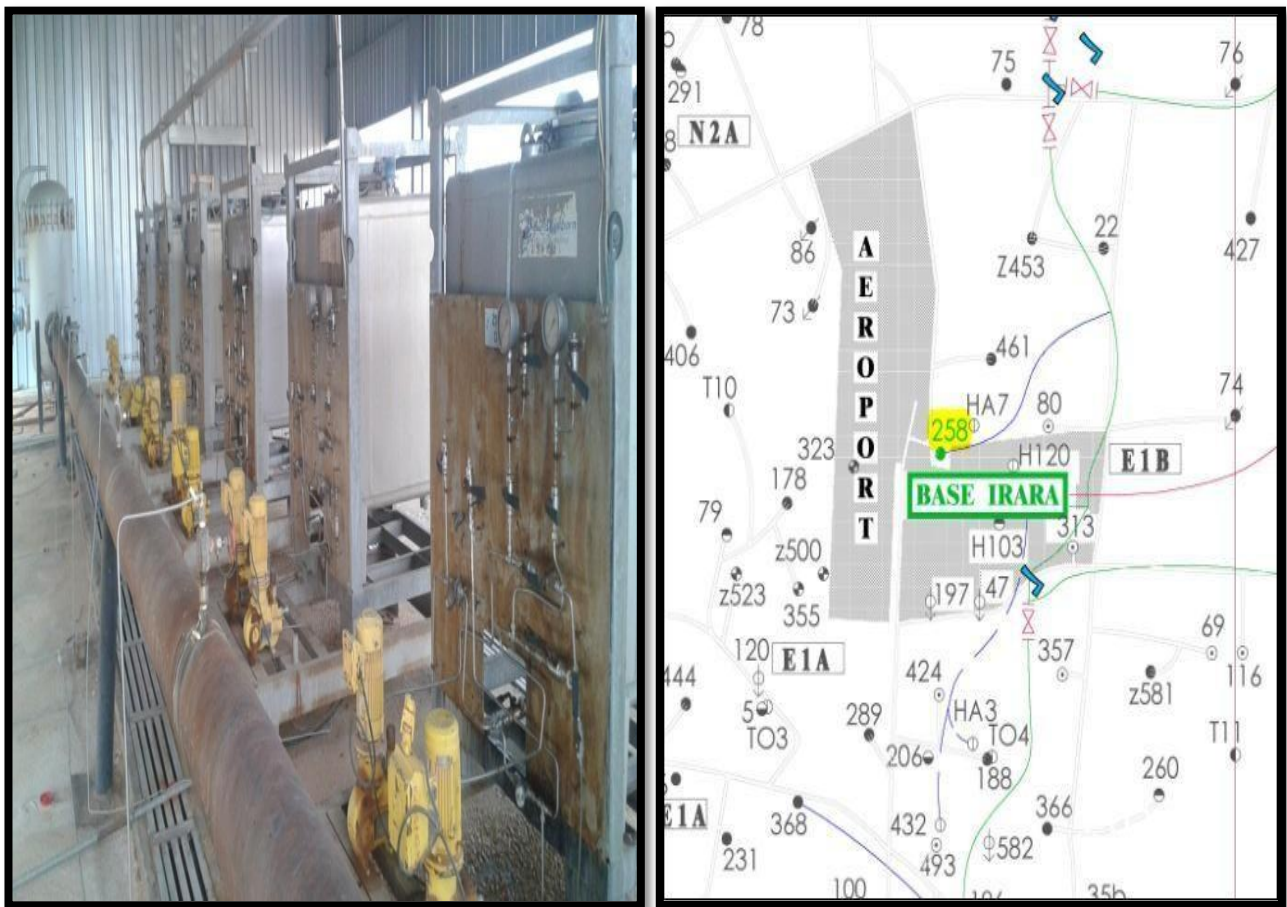
- Chaque pompe est équipée de manomètre pour indiquer la pression de refoulement.
- Un filtre est utilisé pour filtrer les impuretés contenues dans l'eau, il est purgé de deuxfaçons :
  - a. Soit après un laps de temps défini
  - b. Soit quand le delta P augmente.
- Un transmetteur de pression différentiel 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.

### **Les consommations journalières en eau de dessalages et le maintien de pression :**

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.

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

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



**Figure. IV.2. Station de traitement Z14**

#### **IV .1.4 Méthode pour la mesure de la corrosion :**

##### **Mesure de la corrosion par coupon :**

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 Systems. Son principe est immersion de l'échantillon à étudier dans le milieu corrosive 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 repesé pour déterminer la masse perdue (la vitesse de corrosion).

Les coupons de corrosion sont des plaquettes d'échantillon calibrées qu'on installe dans le surcircuit à 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

### **Règle général:**

- ❖ Le matériau du coupon doit être exempt de défaut afin de permettre des mesurées successives
- ❖ L'état de surface doit être homogène
- ❖ Le positionnement dans la veine fluide doit être adapté à la forme du coupon
- ❖ Il doit être isolé électriquement de son support
- ❖ Il doit être dégraissé avant son utilisation et protégé 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.

### **Choix de l'inhibiteur :**

Le choix d'un inhibiteur de corrosion pour une application donnée est délicat, et doit tenir compte des matériaux à protéger des vitesses de fluide, le régime d'écoulement et la nature des effluents.

Les propriétés physique et chimique les plus importantes des inhibiteurs sont:

- ❖ La solubilité : on utilise des produits solubles dans l'eau lorsque le régime est laminaire et des produits solubles dans l'huile si le régime est turbulent. .
- ❖ Les propriétés liées à sa manipulation, sécurité, viscosité etc
- ❖ Le PH des milieux : les inhibiteurs organiques sont sans effet et même activent de la corrosion pour un milieu très acide
- ❖ La stabilité thermique : dans le cas des traitements des puits



## **PARTIE 2 : RESULTATS ET DISCUSSION**

Rapport du test d'efficacité de l'inhibiteur de corrosion corr11661 a de la firme nalco-champion (division production direction régionale hassi-messaoud)

### **IV.2.1 Introduction**

Conformément à la nouvelle procédure d'acquisition et sélection des produits chimiques de traitement. Le service contrôle gisement de la Direction EP HMD a procédé à l'essai industriel de l'inhibiteur de corrosion eau CORR 11661A de la firme NALCO-CHAMPION L'objectif principal de ce travail est la sélection des inhibiteurs de corrosion pouvant protéger avec efficacité les réseaux de dessalage, de collecte et les installations du fonds de champs de Hassi-Messaoud.

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion et le suivi de son comportement ont été réalisés sur le réseau de dessalage de la station de traitement Z14 et le réseau collecte du puits MD525

### **IV .2.2.Description du circuit du test**

Le circuit du test est le réseau d'eau de lavage de la station Z14 reliant les puits producteurs huiles salés de la zone 14 du champ Hassi-Messaoud

### **IV .2.3.Préparation du site au test**

Avant le démarrage du test on a procédé au traitement du réseau de dessalage par un biocide (THPS) par mode de choc de 8H à une concentration de 200PPM.

Le test a été réalisé sur le puits **MD525** choisis selon ses bonnes conditions de production, et la station de traitement des puits salés **Z14**.

Le débit d'eau de la station est de  $\approx 20\text{m}^3/\text{h}$ .

Le but de cette réunion est d'établir un plan de travail, relatant les différentes étapes, pour le démarrage du test industriel de l'inhibiteur de corrosion eau CORR 11661A de la firme NALCO-CHAMPION au niveau du réseau de dessalage Z14 du champ HASSI MESSAOUD. Les parties présentes se sont entendues pour agir en collaboration afin de suivre l'évolution de cette opération.

Les points suivants ont été retenus :

1. Le circuit retenu pour le test est le réseau de la station Z14 et le réseau collecte du puits producteur d'huile salé MD 525.
  - a. Le circuit pilote est alimenté par deux (02) puits albien : MDH432 et MDHA3 en alternance.
  - b. MD 525 puits producteur huile salé.

- 2.** Avant le démarrage du test, on a procédé :
  - a.** Au traitement du réseau de dessalage (circuit pilote) par un biocide en mode de choc de 08 H à une concentration de 200 ppm.
  - b.** Un nettoyage de la cuve et le réseau d'injection (Skid d'injection) a été réalisé le 19/04/2019.
  - c.** Au dépotage de 04 futs de 200L du produit CORR116661A de la firme NALCO-CHAMPION
- 3.** Démarrage du test avec injection de 36 L du produit CORR11661A de la firme NALCO-CHAMPION pendant 24 heures pour la phase de préfilming le 20/04/2019 à 10H00. (Équivalence en concentration de 70 ppm par rapport au débit d'eau de la station Z14 qui est de  $\approx 21$  m<sup>3</sup>/h).
- 4.** Installation des coupons de corrosion le 21/04/2019
  - a.** Au niveau de la station Z14 sur la ligne 8'' et avant le point d'injection du produit inhibiteur de corrosion un coupon est installé pour l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids pour la phase à blanc.
  - b.** Au niveau de la station Z14 sur la ligne 6'' et après le point d'injection du produit inhibiteur de corrosion deux coupons de corrosion sont installés pour l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids pour la phase de traitement.
  - c.** Au niveau du puits producteur d'huile MD525, sur le by-pass ligne 8'', deux coupons de corrosion sont installés pour l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids pour la phase de traitement dans la collecte huile.
- 5.** Réduction du débit d'injection du produit CORR11661A de la firme NALCO CHAMPION à une concentration de 50 ppm le 21/04/2019 à 10H00
- 6.** L'évaluation de l'efficacité de protection par l'inhibiteur contre la corrosion au niveau des réseaux de dessalage sera réalisée par :
  - a-** La méthode de perte de poids (Coupons de corrosion)
  - b-** Analyses physico chimiques des eaux produites par la détermination des paramètres suivants (Chlorures, fer total, Salinité, Densité eau, pH).
  - c-** Concentration résiduel des amines (Produit CORR11661A).

7. La durée du test industriel Inhibiteur de corrosion CORR11661A de la firme NALCO CHAMPION sera de 40 à 50 Jours.

8. L'extraction des coupons de corrosion sera effectuée en fin du Test

**NB** : la firme NALCO CHAMPION a fourni 08 futs du produit objet du test dont un fut s'est vidé pendant le stockage.

**Tableau IV.2. Le derniers Jaugeages du puits**

Date et puits	Ø Duse	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (Kg/cm <sup>2</sup> )		Débit eau (l/h)	
		Huile	Gaz		Tête	pipe	recupérée	injectée
<b>MD525 17/02/19</b>	18	3.07	3200	1050	35	16	2070	700

**Tableau IV.3. Les coupons du test**

N°	N° série	Poids	Lieu d'emplacement	Date
<b>01</b>	CU 983	37.3908	Z14 avant l'injection	21/04/2019
<b>02</b>	CU 984	37.4886	Z14 après l'injection N°1	21/04/2019
<b>03</b>	CU 985	37.4922	Z14 après l'injection N°2	21/04/2019
<b>04</b>	CU 981	37.6337	By-pass MD525 N°1	21/04/2019
<b>05</b>	CU 982	37.4430	By-pass MD525 N°2	21/04/2019

### **Moyens et méthodes utilisés**

Détermination de la vitesse de corrosion par la méthode de perte du poids sur les coupons de corrosion placés dans la ligne de collecte des puits MD525 et dans la ligne d'eau de lavage des puits salés au niveau de la station Z14.

### **Contrôles physico chimiques**

Analyse des eaux produites :

- \* Dosage du fer
- \* Densité
- \* Salinité
- \* PH

## Méthode d'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion

La méthode d'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur contre la corrosion au niveau du réseau de dessalage et au niveau du réseau collecte est la détermination de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion installés au niveau de la station de traitement Z14 et au niveau du réseau collecte du puits MDZ525

### IV .2.4.Calcul la vitesse de corrosion

Calcul de la vitesse de corrosion par perte au poids (méthode coupons de corrosion).

$$V (\mu /an) = 3650 \times \Delta p_c(mg) \ d(g/cm^3) \times s(cm^2) \times t(jours) \dots\dots\dots \text{IV.1}$$

$$D(g/cm^3) = 7.86$$

$$S(cm^2) = 33.5$$

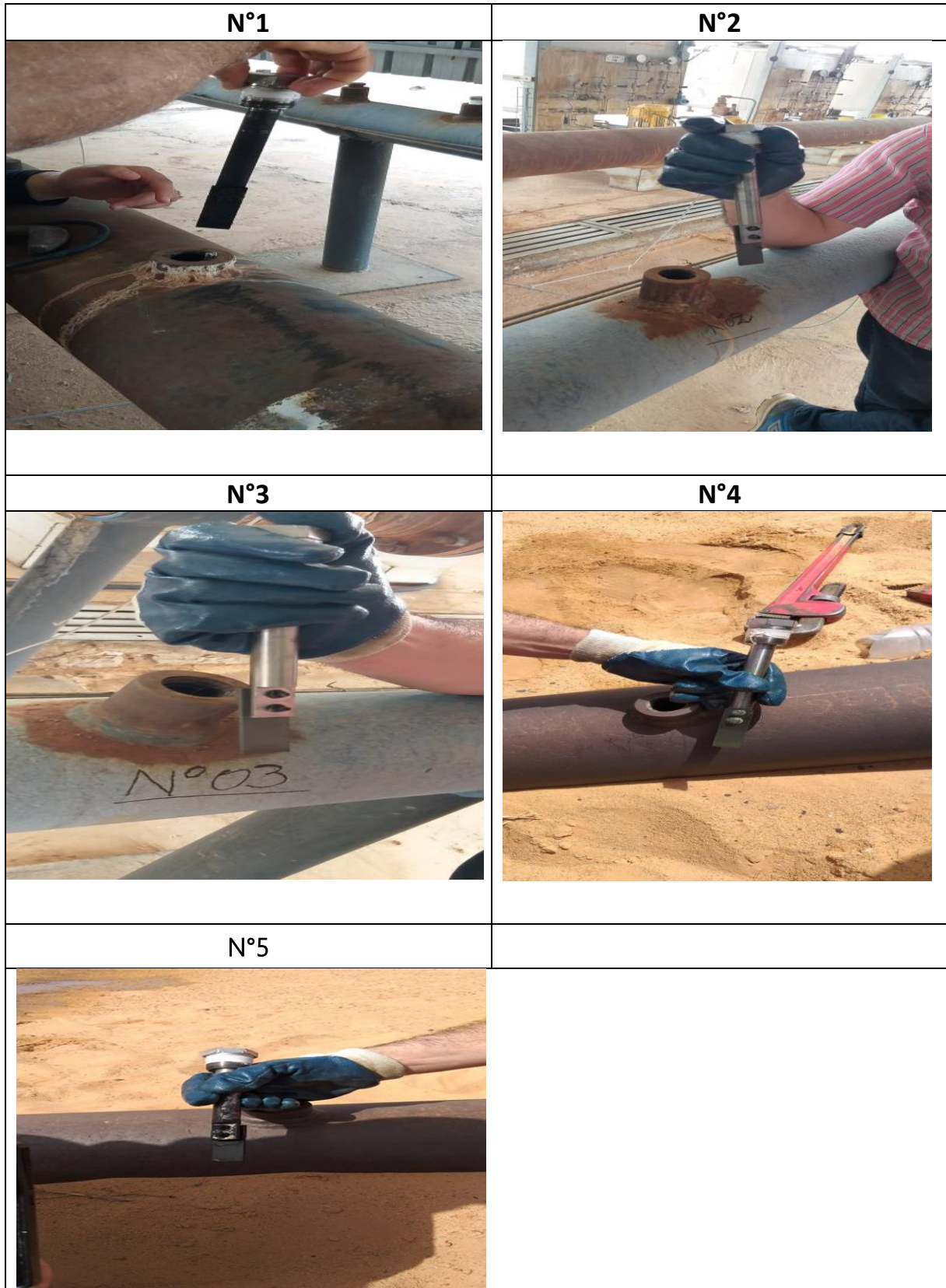
T(jours) = temps d'émersion des coupons.

$$\Delta P_C (mg) = \Delta P - \Delta P_R$$

$$1MPY = 25.4 \text{ micron/an} = 0.0254\text{mm/an.}$$

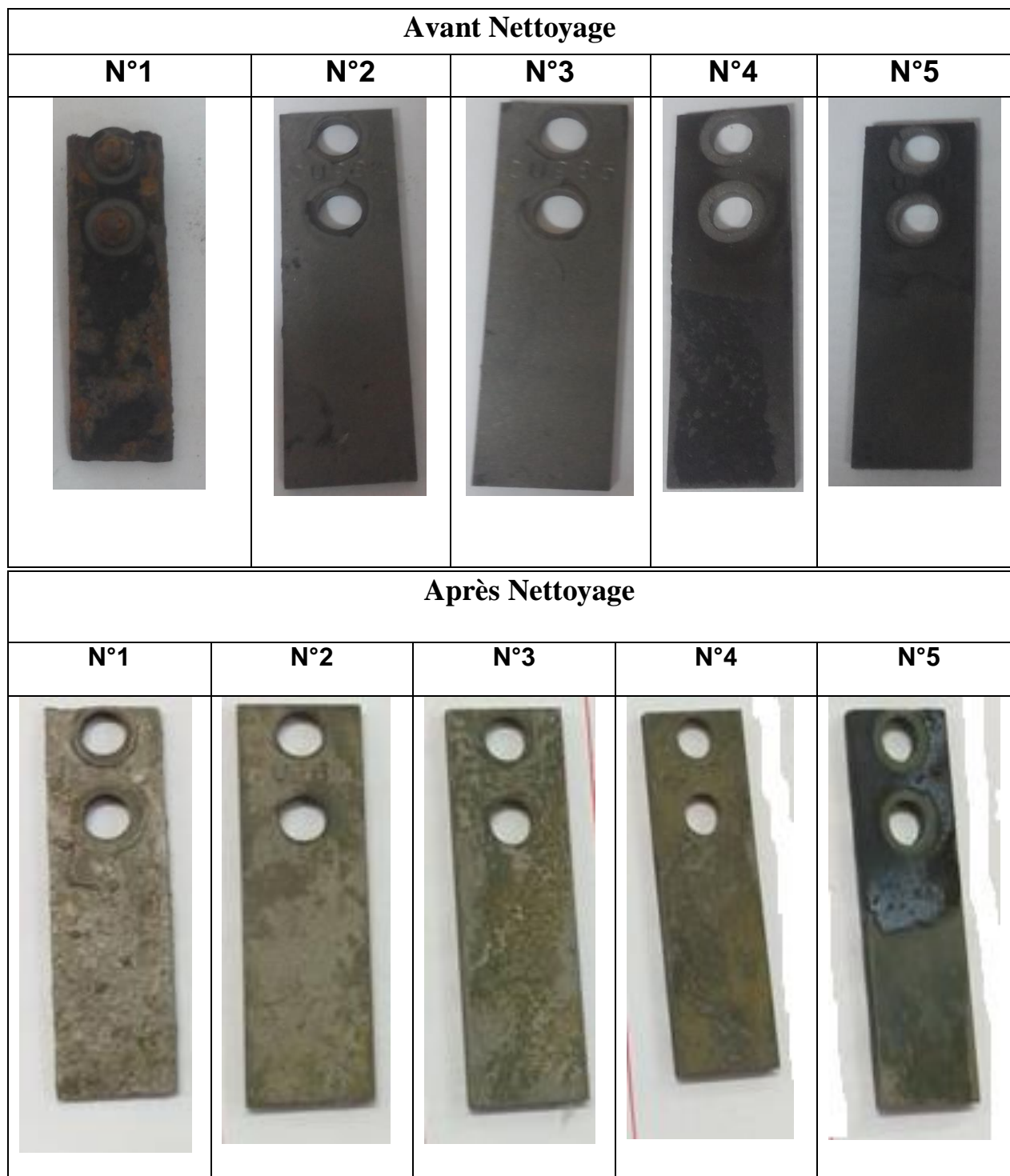
Procès – verbal

Finalisation du test industriel du produit inhibiteur de corrosion eau CORR 11661A de la firme NALCO-CHAMPION au niveau du réseau de dessalage Z14 du champ Hassi Messaoud.



**Figure .IV.3. Coupons de corrosion dans les pipes**

Les coupons ont subi différentes étapes de nettoyage selon une procédure donnée par le représentant de HMD Mr DJERADA Mustapha, une pesée a été réalisé au niveau du laboratoire de HMD (12/06/2019 à 19 :00H) ; ci-après les résultats de la pesée des coupons et leurs photos avant et après traitement :



**Figure .IV.4. Coupons de corrosion (avant nettoyage et après nettoyage)**

**Tableau IV.4. Les résultats des mesures de poids final des coupons :**

<b>Points d'emplacement des coupons</b>	<b>Ø ('')</b>	<b>N° série</b>	<b>Poids initial Pi (g)</b>	<b>Poids final Pf(g)</b>	<b>ΔP (g)</b>	<b>Date d'installations</b>	<b>Date d'extraction</b>
<b>Z14 avant l'injection</b>	8	Cu983	37,3908	27,7000	9,6702	20/04/2019	12/06/2019
<b>Z14 après l'injection</b>	6	Cu984	37,4886	37,4639	0,0041	20/04/2019	12/06/2019
<b>Z14 après l'injection</b>	6	Cu985	37,4922	37,4651	0,0065	20/04/2019	12/06/2019
<b>By-pass MD525 1<sup>ère</sup> position</b>	8	Cu981	37,6337	37,6076	0,0055	20/04/2019	12/06/2019
<b>By-pass MD525 2<sup>ème</sup> position</b>	8	Cu982	37,4430	37,4280	-0,0056	20/04/2019	12/06/2019

**N.B :**

- ❖ La perte de poids due au traitement des coupons par la solution acide utilisé sur le coupon de référence est de **0,0206 g** (étape de nettoyage), cette perte de poids sera déduite de la perte de poids des coupons utilisé pour le test.
- ❖ Le coupon N°5(Cu982) placer au niveau de 2eme position de By-pass de puits MD525 présente un dépôt très consistant sur une large surface dont le poids final est supérieur au poids initial (coupon a éliminé).

**IV .2.5.Résultats du test**

Suivi du test inhibiteur de corrosion Corr 11661A de NALCO-CHAMPION par l'analyse des Eaux (eau d'injection et l'eau produite)

**Tableau IV.5.Résultats d'analyses chimiques**

<b>Point d'échantillonnage</b>	<b>Salinité (mg/l)</b>	<b>Densité</b>	<b>Ph</b>	<b>Fer total(mg/l)</b>	<b>Dosage AD ( ppm)</b>	<b>Date</b>
<b>STATION Z14</b>	1	1	6.8		218	23/04/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	5.76		178	
<b>MD525 piège à eau</b>	280	1.178	4.92	193.52	50	
<b>STATION Z14</b>	1	1	7.2		225	26/04/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	5.9		209	
<b>MD525 piège à eau</b>	270	1.183	4.91	197	83	
<b>STATION Z14</b>	1	1	7.1		230	29/04/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	5.9		205	
<b>MD525 piège à eau</b>	270	1.181	4.93	192	88	
<b>STATION Z14</b>	1	1	7.6		260	02/05/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	6.1		218	
<b>MD525 piège à eau</b>	277	1.190	4.97	195.47	89	
<b>STATION Z14</b>	1	1	7.4		255	04/05/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	5.7		213	
<b>MD525 piège à eau</b>	287	1.183	4.91	191.41	84	
<b>STATION Z14</b>	1	1	7.1		190	08/05/2019
<b>MD525 pompe</b>	1	1	5.3		173	
<b>MD525 piège à eau</b>	279	1.196	4.82	176.49	54	
<b>STATION Z14</b>	1	1	6.8		218	12/05/2019
<b>MD525 pompe</b>	1.0	14	5.84		178	
<b>MD525 piège à eau</b>	280	1.178	5.12	164.94	50	



**Tableau .IV.6.: Les pertes du poids des coupons et les vitesses de corrosion.**

Points	N° Série	Poids initial P <sub>i</sub> (g)	Poids final P <sub>f</sub> (g)	ΔP (g)	ΔP <sub>c</sub> (g)	V <sub>cor</sub> MPY	V <sub>cor</sub> mm/an	Temps d'émersion(j)	ΔP Ref (g)
Labo coupon de référence	BC559	37.6999	37.6793	0.0206					0.0206
Station Z#14 avant	CU983	37.3908	27.7000	9.6906	9.6702	101.4881	2.5778	52	
Station Z#14 après 1	CU984	37.4886	37.4639	0.0247	0.0041	0.0393	0.0010	52	
Station Z#14 après 2	CU985	37.4922	37.4651	0.0271	0.0065	0.0669	0.0017	52	
Collecte du puits MD525 By-pass N°1	CU981	37.6337	37.6076	0.0261	0.0055	0.0551	0.0014	52	
Collecte du puits MD525 By-pass N°2	CU982	37.4430	37.4280	0.0150	-0.0056	-0.0551	-0.0014	52	

### Calcul du Taux de protection

La vitesse de corrosion de l'eau de lavage de la station Z14 sans traitement est de l'ordre de

V<sub>0</sub>=101.4881MPY :

$$T\% = \left( \frac{v_0 - v_2}{v_0} \right) \times 100 \dots \dots \dots \text{IV.2}$$

**Tableau .IV.7: taux de protection du produit**

N° coupon	V corrosion	T% taux de protection	T% moyen
Station Z#14 après 1	0.0393	99.9612 %	T <sub>eau</sub> = 99.9476 %
Station Z#14 après 2	0.0669	99.9340 %	
Collecte du puits MD525 By-pass N°1	0.0551	99.9457 %	T <sub>huile</sub> = 99.9457
Collecte du puits MD525 By-pass N°2	-0.0551	Négative	

Le coupon N°5(Cu982) placé au niveau de 2eme position de By-pass de puits MD525 présente un dépôt très consistant sur une large surface dont le poids final du coupon est supérieur au poids initial alors la vitesse de corrosion est négative (chose impossible). À cet effet nous avons éliminé le coupon.

#### **IV .2.6.Conclusion**

Les résultats obtenus montrent que l'inhibiteur de corrosion CORR 11661A de la firme NALCO-CHAMPION injecté lors du test industriel dans le réseau de lavage des puits salés à la station de traitement Z14 atteint l'efficacité de protection recommandée pour protéger le réseau de l'eau de lavage et le réseau de collecte des puits producteurs d'huile. En effet, un taux de protection de 99.94% dans les deux réseaux (eau de lavage et collecte des puits) est obtenu à partir d'une concentration en inhibiteur de corrosion de 50 ppm.

D'après les résultats du test l'inhibiteur de corrosion CORR11661A de la firme NALCO-CHAMPION est efficace

## Conclusion générale

L'objectif de ce travail est d'étudier l'agressivité des fluides traversant les installations du fond et les canalisations du réseau collecte ainsi que le réseau de dessalage, et l'évaluation du pouvoir protecteur de l'inhibiteur de corrosion à base des amines grasses.

Tout d'abord nous avons étudié la vitesse de corrosion sur l'acier sans aucune protection préalable par l'inhibiteur de corrosion ou traitement par un biocide pour déterminer la corrosion due à la bactérie.

Par ailleurs nous avons étudié également l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion CORR 11661A où Les résultats obtenus montrent que l'inhibiteur de corrosion CORR 11661A de la firme NALCO-CHAMPION injecté lors du test industriel dans le réseau de lavage des puits salés à la station de traitement Z14 atteint l'efficacité de protection recommandée pour protéger le réseau de l'eau de lavage et le réseau de collecte des puits producteurs d'huile. En effet, un taux de protection de 99.94% dans les deux réseaux (eau de lavage et collecte des puits) est obtenu à partir d'une concentration en inhibiteur de corrosion de 50 ppm. D'après les résultats du test l'inhibiteur de corrosion CORR11661A de la firme NALCO-CHAMPION est efficace.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [1] Chiter, M.F. (2015). Etude theorique d'inhibiteurs verts de corrosion : Adsorption de la 8-Hydroxyquinolene sur surfaces d'Aluminium. These de doctorat, Universite de Toulouse, Science et Génie des Matériaux, Toulouse.
- [2] Azeddine, A. (2017). Etude du comportement a la corrosion de l'Aluminium dans differents milieux, Mémoire de Master, Universite de Batna2, Departement de Genie Mecanique, Algerie.
- [3] Lefevre, B. (2014). Corrosion des aciers revetues de Zinc dans les zones confinees des carrosseries automobiles, These de doctorat, Universite de Pierre et Marie Curie, Paris VI.
- [4] Smith, C.A., (1977). The Corrosion Story, Zinc, Lead and Aluminum, Anti-Corrosion, Part 3, Vol. 24, pp.13-15.
- [5] Vargel, C. (2002) Corrosion de l'aluminium, Edition. Dunod, ISBN 2-10-006569-6,
- [6] Turgoose, S. (1988) Chemical Inhibitors for Corrosion Control and Organizers, the Royal Society of Chemistry- Industrial Division and UMIST, p. 107.
- [7] Pineau, S., Dupont, I. (2002). Matériaux et Techniques, N° 9-10.
- [8] Landolt, D. (2003). Corrosion et Chimie de Surfaces des métaux, Traité des Matériaux 12, Edition Presses Polytechniques et Universitaires Romandes,
- [9] Lamoureux, J. (1994). Précis de Corrosion, Edition Beau Chemin, Canada.
- [10] Diamant, A. (Mars 2003). Document sur La Corrosion.
- [11] Rouibah, K. (2003). Contribution à l'Etude du Comportement Electrochimique du Couple Galvanique Acier au Carbone/Anodes de Zinc dans l'Eau de Mer Naturelle. Mémoire de Magistère, USTHB, Algiers
- [12] Jeau- Jacques LAMOUREUX. PRECIS de corrosion. Edition Beauchemin MASSON.1980.
- [13] La microbiologie (rapport) décembre 1989. UMP CHIMCAL.  
Sonatract/ Region StahAlrar. J. P. DUCOTTERD.
- [14] Ketcham, S.J., Shaffer, I.S. (1972). Exfoliation Corrosion of Aluminum Alloys, ASTM, STP 516, pp.3-16.

- [15] H.E.Waldrip, Corrosion 4 (1948) 61.
- [16] E. Hamner Norman, Scope and importance of inhibitor technology. In: Et By C.C.Nathan, Houston, NACE Corrosion Inhibitors. USA: Nations Association of Corrosion Engineers, 1973, p.28-41.
- [17] BROU N'Guéssan Bahët Stanislas. (2010). Etude du dimensionnement optimal d'un système de protection cathodique alimenté par énergie solaire, Mémoire de l'ingénieur d'Etat, Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès .
- [18] R. Vera , R Schrebler , P Cury , R Del Rio and H Rometrom. (2007). J Appl Electronchem, 37, 519 – 525
- [19] C. Fiaud, C.Lemaitre, N.Pebere, Inhibiteurs de corrosion, In : G. Beranger, H. Mazille, Corrosion et anticorrosion (pratique industrielle), Mécanique et ingénieries des Matériaux, Lavoisier, Paris, Hermès Science Publications, 2002, pp.245-266.
- [20] B.Normand, N.Pébère, C. Richard, M. Wery, Prévention et lutte contre la corrosion, Romand (2004)696.
- [21] A.Fiala, thèse Présentée en vue de l'obtention du diplôme de Doctorat D'état en Chimie, Faculté des sciences, Département de Chimie Université Mentouri Constantine, 2007.
- [22] Christian Fiaude, Inhibiteurs de corrosion, Techniques de l'ingénieur, traité Matériaux métalliques M160.
- [23] F. H. Karman, I. Felhosi, E. Kalman, I. Cserny, L. Kover, Electrochim. Acta, 43 (1998) 75.

## Résumé

La corrosion consomme des millions des dollars chaque année aux compagnies pétrolières. Une grande partie de ces dépenses est due au remplacement des équipements en acier.

Cette étude a pour but de comprendre le phénomène de la corrosion interne des pipelines dans le champ Hassi-Messaoud. Elle consiste aussi à étudier l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion CORR11661A de la firme NALCO-CHAMPION destiné à la protection des canalisations.

Les principaux résultats montrent que la vitesse de corrosion après le test par coupon égal  $V = 101.4881$  mpy

## ملخص

الهدف من هذا العمل دراسة ظاهرة التآكل في المنشآت البترولية وخصائصها الكيميائية والتعرف على أنواع التآكل المختلفة وتأثيرها الاقتصادي. و تهدف هذه الدراسة الى التعرف على ظاهرة التآكل الداخلي للأنابيب في حقل حاسي مسعود

من شركة CORR11661A وكيفية حمايتها عن طريق مثبط التآكل NALCO-CHAMPION.

أظهرت النتائج الرئيسية أن معدل التآكل بعد اختبار الكوبون يساوي  $V = 101.4881$  mpy

## Abstract

Corrosion costs oil companies millions of dollars every year. A large part of these expenses is due to the replacement of steel equipment.

This study aims to understand the phenomenon of internal corrosion of pipelines in the Hassi-Messaoud field. It also consists in studying the effectiveness of the corrosion inhibitor CORR11661A from NALCO-CHAMPION for the protection.

The main results show that the corrosion rate after the coupon test equals

$$V = 101.4881 \text{ mpy}$$



