

*Algérienne Démocratique et Populaire*  
*Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique*



*Université de Ghardaïa*

N°  
d'ordre :

Faculté des Sciences et Technologies  
Département des Sciences et Technologies

**Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER**

**Domaine :** sciences et technologies

**Filière :** Génie des procédés

**Spécialité :** Génie chimique

**Par:** BEN BADA Smail

BEN HEDID Mohammed lakhdar

**Thème**

**Suivi et lutte contre la corrosion dans les installations  
pétrolières par l'inhibiteur NORUST720**

**Soutenu publiquement le :**

**Devant le jury :**

<b>Mr. DAHEUR Elhadj Guesmia</b>	MAA	Univ. Ghardaïa	<b>Président</b>
<b>Mr. BELLAOUAR Abdelrahman</b>	MCA	Univ. Ghardaïa	<b>Examineur</b>
<b>Mr. AGGOUN Mohamed salah</b>	MAA	Univ. Ghardaïa	<b>Encadreur</b>

**Année universitaire 2017/2018**

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à :*

*Ma très chère mère qui m'a toujours apportée*

*Son amour et son affection*

*Mon cher père, qui m'a toujours encouragée, conseillée et*

*Soutenue dans mon travail*

*Mes très chères sœurs*

*Mes très chers frères*

*A mes très chers amie(s)*

*Toute ma belle famille*

*A tous les enseignants de génie chimique,*

*Et tous les étudiants de génie chimique, en particulier*

*La promotion 2017/2018*

*A tous ceux qui portent le nom BEN BADA*

*A toutes personnes utilisant ce document pour un bon usage.*

**SMAIL**

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à :*

*Ma très chère mère qui m'a toujours apportée*

*Son amour et son affection*

*Mon cher père, qui m'a toujours encouragée, conseillée et*

*Soutenue dans mon travail*

*Mes très chères sœurs*

*Mes très chers frères*

*A mes très chers amie(s)*

*Toute ma belle famille*

*A tous les enseignants de génie chimique,*

*Et tous les étudiants de génie chimique, en particulier*

*La promotion 2017/2018*

*A tous ceux qui portent le nom BEN HEDID*

*A toutes personnes utilisant ce document pour un bon usage.*

**MOHAMMED LAKHDAR**

# Remerciements

*Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude et nos vifs remerciements tout d'abord :*

*ALLAH le tout puissant pour m'avoir donné la santé, le courage Et la volonté d'étudier, et la force de réaliser ce travail.*

*Notre Encadreur : Mr AGGOUN Maître assistant chargée de cours à l'université de Ghardaïa, pour ses orientations, ses précieux conseils et sa contribution dans l'élaboration de ce travail.*

*Nous tenons également à remercier :*

*Mr. ARIF le chef département de la science technique*

*Tous nos enseignants du Département génie chimique.*

*Mr. AGGOUN; Mr. MANSOURI; Mr. LAKHDARI, Mr. TOAUITI ,*

*Mme. MOULAI ; Mme. BABA AMER et Mme. BOUAMER*

*Et Tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin dans l'élaboration de ce travail. Particulièrement LAMA Chamsseddine, KHNIFAR Melod ,*

*BENBADA Mohammed*

*Mr. BENBADA Smail*

*Mr. BENHEDID Mohammed lakhdar*



# *Sommaire*

# SOMMAIRE

Dédicaces

Dédicaces

Remerciements

Sommaire

Liste des figures \_\_\_\_\_ I

Liste des tableaux \_\_\_\_\_

Introduction générale \_\_\_\_\_ I

## Chapitre I. Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1 Introduction \_\_\_\_\_ 2

I.2 Situation géographique \_\_\_\_\_ 2

I.3 Situation géologique \_\_\_\_\_ 2

I.4 Zones et numérotation des puits \_\_\_\_\_ 3

## Chapitre II. Généralités sur la corrosion

II.1 Introduction \_\_\_\_\_ 7

II.2 Quelques formes de corrosion \_\_\_\_\_ 7

II.2.1 Corrosion généralisée \_\_\_\_\_ 7

II.2.2 Corrosion localisée \_\_\_\_\_ 8

II.2.3 Besoins domestiques \_\_\_\_\_ 8

II.2.4 Corrosion caverneuse \_\_\_\_\_ 9

II.2.5 Corrosion galvanique (bimétallique) \_\_\_\_\_ 9

II.2.6 Corrosion sous contrainte \_\_\_\_\_ 10

II.2.7 Corrosion inter-granulaire \_\_\_\_\_ 11

II.3 Différents types de corrosion \_\_\_\_\_ 12

II.3.1 Corrosion électrochimique \_\_\_\_\_ 12

II.3.1.1 Corrosion en milieu aqueux \_\_\_\_\_ 12

II.3.2 Corrosion Microbienne \_\_\_\_\_ 13

II.3.2.1 Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfato-réductrices \_\_\_\_\_ 14

II.3.3 Corrosion(sèche) chimique \_\_\_\_\_ 14

II.4 Facteurs de la corrosion \_\_\_\_\_ 16

## Chapitre III. Corrosion dans les installations pétrolières

III.1 Introduction \_\_\_\_\_ 18

III.2 Corrosion par  $CO_2$  « Sweet corrosion » \_\_\_\_\_ 18

III.2.1 Pression partielle du  $CO_2$  \_\_\_\_\_ 19

III.2.2. Carbonates de fer  $FeCO_3$  \_\_\_\_\_ 20

Les conditions affectant la formation du film protecteur \_\_\_\_\_ 20

III.3 Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion » \_\_\_\_\_ 20

III.3.1 Mécanisme de la corrosion	21
III.3.2. Nature du film FeS	22
III.3.3 Corrosion dans les milieux multiphasiques	23

#### Chapitre IV. Protection et lutte contre la corrosion

IV.1 Introduction	26
IV.2 Catégories d'alliages et domaines d'emploi	26
IV.2.1 Aciers inoxydables	26
IV.2.2 Alliages de cuivre	27
IV.2.3 Alliages d'aluminium	27
IV.2.4 Alliages de nickel	28
IV.2.5 Alliages de titane	28
IV.3 Prévention par une forme adaptée des pièces	28
IV.4 Protection par revêtements	29
IV.4.1 Revêtement métallique	29
IV.4.2 Revêtement inorganiques non métalliques	31
IV.4.3 Revêtements organiques	31
IV.5. Protection par inhibiteurs	32
IV.5.1 Définition d'un inhibiteur	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

#### Chapitre V. Les inhibiteurs de corrosion

V.1 Introduction	34
V.2 Définition	34
V.3 Domaines d'utilisations	35
V.4 Types d'inhibiteurs	35
V.5 Choix d'inhibiteur	35

#### Chapitre VI. Méthode et procédures expérimentales

VI.1 Introduction	39
VI.2 Réseau collecte du champ HMD	40
VI.2.1 Caractéristiques des pipelines	40
VI.3 Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien	42
VI.4. Mode De Traitement	43
VI.4.1. mode de traitement par les inhibiteurs :	43
VI.4.2. Les stations du traitement chimique:	43
VI.4.2.1. Station de lavage des puits huile salés:	44
VI.4.2.2. Station de maintien de pression	44
VI.4.2.3 Produits de traitement utilisés	47
VI.4.2.4 Concentrations des produits	47
VI.5 Méthode pour la mesure de la corrosion	50
VI.5.1 Mesure De La Corrosion Par Coupon	50
VI.5.1.1. Règle générale	51
VI.5.1.2 Puits pilotes	51
VI.5.1.3. Equipement pour le contrôle de la corrosion	52
VI.5.1.5. Test avec l'injection de l'inhibiteur de corrosion Norust 720 à 50ppm	56
VI.5.1.6 Préparation de la solution de traitement	58
VI.5.1.7 Mode opératoire de traitement des coupons	58
VI.5.2 Mesure de corrosion corrddata	59

VI.5.2.1 Principe	60
<b>Chapitre VII. Résultats et discussion</b>	
<i>VII.1 Introduction</i>	63
<i>VII.2 Calcul de la vitesse de corrosion</i>	63
VII.2.1 Test a blanc	63
VI.2.2 Test avec l'injection de l'inhibiteur NORUST 720	64
VI.2.3. Interprétation des résultats	67
VI.2.4 Comparaison entre les deux tests	68
VI.6.5 Resultats du test CORRDATA	68
<b>Conclusion générale</b>	<b>70</b>
<b>Résumé</b>	<b>70</b>





*Liste des  
figures*

## *Liste des Figures*

Figure N°I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messoud. _____	3
Figure N°I.2 : Zones du champ de HMD. _____	4
Figure N°I.3 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud HMD. _____	5
Figure N° II.1 : Corrosion Généralisée. _____	7
Figure N° II.2 : Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier inoxydable austénitique Cr18-Ni10. _____	8
Figure N° II.3 : Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint. _____	9
Figure N° II.4 : Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre. _____	9
Figure N° II.5 : Schéma du processus de corrosion galvanique. _____	10
Figure N° II.6 : Corrosion sous contrainte. _____	10
Figure N° II.7 : Corrosion Inter-granulaire. _____	11
Figure N° II.8 : Corrosion électrochimique. _____	15
Figure N° II.9 : Corrosion bactérienne. _____	15
Figure N° II.10 : Corrosion chimique. _____	16
Figure N° IV-1 : Exemple de prévention par une forme géométrique adaptée des pièces. _____	29
Figure N° IV.2 : Protection cathodique par anode galvanique. _____	30
Figure N° IV.3: Protection cathodique par courant imposé. _____	30
Figure N° IV.4 : Protection par revêtement métallique et organique. _____	32
Figure N°V.1: Métal au contact d'un milieu agressif _____	34
Figure N° VI.1 : La corrosion interne. _____	39
Figure N° VI.2: graphe des fuites ( 2011-2015) _____	42
Figure N° VI.3: Station Z14 qui est alimentée par les puits MHA3 et MDH 432 _____	47
Figure N° VI.4: Station de traitement CINA. _____	48
Figure N° VI.5: Station de traitement Z14. _____	49
Figure N° VI.6: Station de traitement W1C . _____	49
Figure N° VI.7: Schéma de la station du traitement. _____	50

Figure N° VI.8: Puits ONMZ201 et MD287. _____	52
Figure N° VI.9: Position du coupon sur le pipe. _____	55
Figure N° VI.10: Placement des coupons. _____	56
Figure N° VI.11: Traitement des coupons. _____	59
Figure N° VI.12: Mesure de corrosion par le CORRDATA. _____	61
Figure N° VI.14 : coupons du test à blanc. _____	65
Figure N° VI.14 : Coupons du test. _____	66
Figure N° VI.15 : Courbe du test CORRDATA _____	69



*Liste des  
tableaux*

## Liste des Tableaux

Tableau N° IV-1 : Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs. _____	27
Tableau N° VI.1 : composition et propriétés des aciers au carbone de la spécification API 51 (acier pour pipeline) _____	41
Tableau N° VI.2: Les fuites d'hydrocarbure sur les réseaux des pipes et des bacs de stockage. _____	41
Tableau N° VI.3: Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien. _____	42
Tableau N° VI.4: Les consommation journalière en eau de dessalages et le maintien de pression. _____	45
Tableau N° VI.5: Composition chimique de l'eau utilisée. _____	46
Tableau N° VII.1: Résultats du test a blanc. _____	63
Tableau N° VII.2 : Résultats du test avec l'injection de l'inhibiteur NORUST 720 _____	64
Tableau N° VII.3: Résultats de comparaison entre les deux tests. _____	68



*Introduction  
générale*

## *Introduction générale*

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 provoquées par le contact d'eau liquide avec la paroi du pipeline.

Les risques de corrosion dépendent d'abord de la teneur en eau des fluides transportés ; et la contamination de cette eau en bactéries sulfate réductrices BSR. La forme et la vitesse de corrosion dépendent ensuite du pouvoir oxydant de milieu, de la prolifération des bactéries, de la protective 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 H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>, et les biocides pour arrêter le processus de la corrosion bactérienne.

Les inhibiteurs de corrosion peuvent interférer avec la réaction anodique ou cathodique, et forme 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.

Notre travail consiste à étudier l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion **NORUST720** de la firme CECA destiné à la protection des canalisations que ce soit le réseau collecte ou le réseau de dessalage .



*Chapitre I.*

*Présentation du champ de  
Hassi Messaoud*



## I.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 se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro physiques. Celles qui sont le plus directement liées à la productivité des puits, porosité, argilosité et perméabilité sont encore aujourd'hui difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années. Les propriétés pétro physiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre.

## I.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 800 Km au Sud-est de la capitale Alger, à 350 km de la frontière Algero-tunisienne, ainsi qu'à environ 80 km au sud-est de la ville de Ouargla et à 176 km au sud de Touggourt (Figure. I.1). 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.

## I.3 Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie. Il 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-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadamès



**Figure N°I.1 :** Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

#### I.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>.

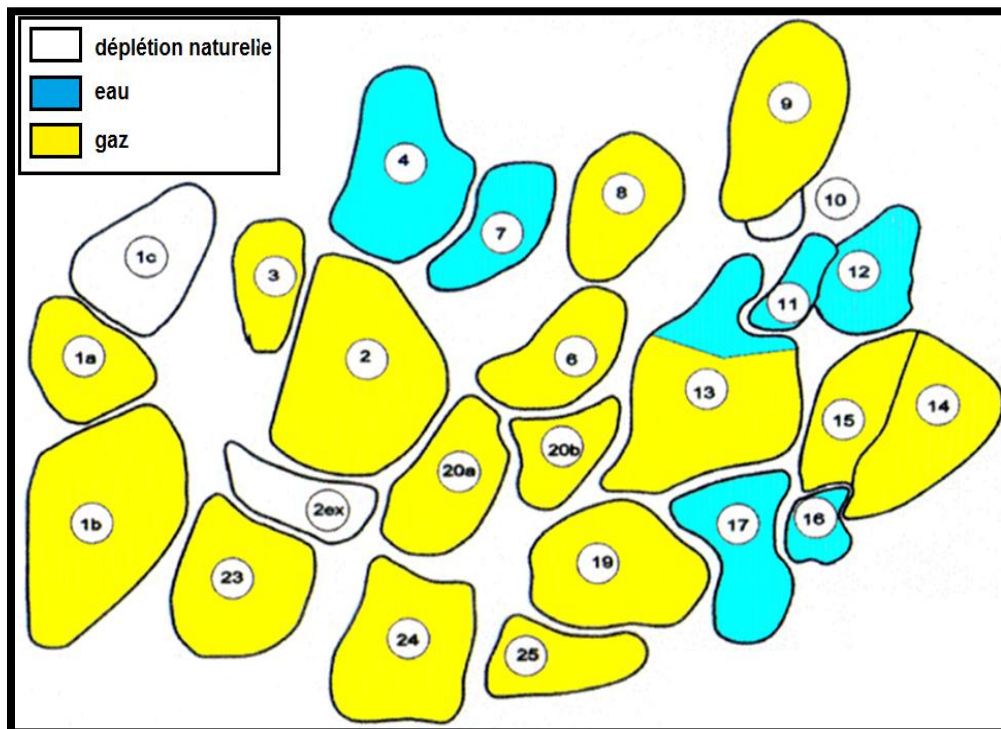
o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>.

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

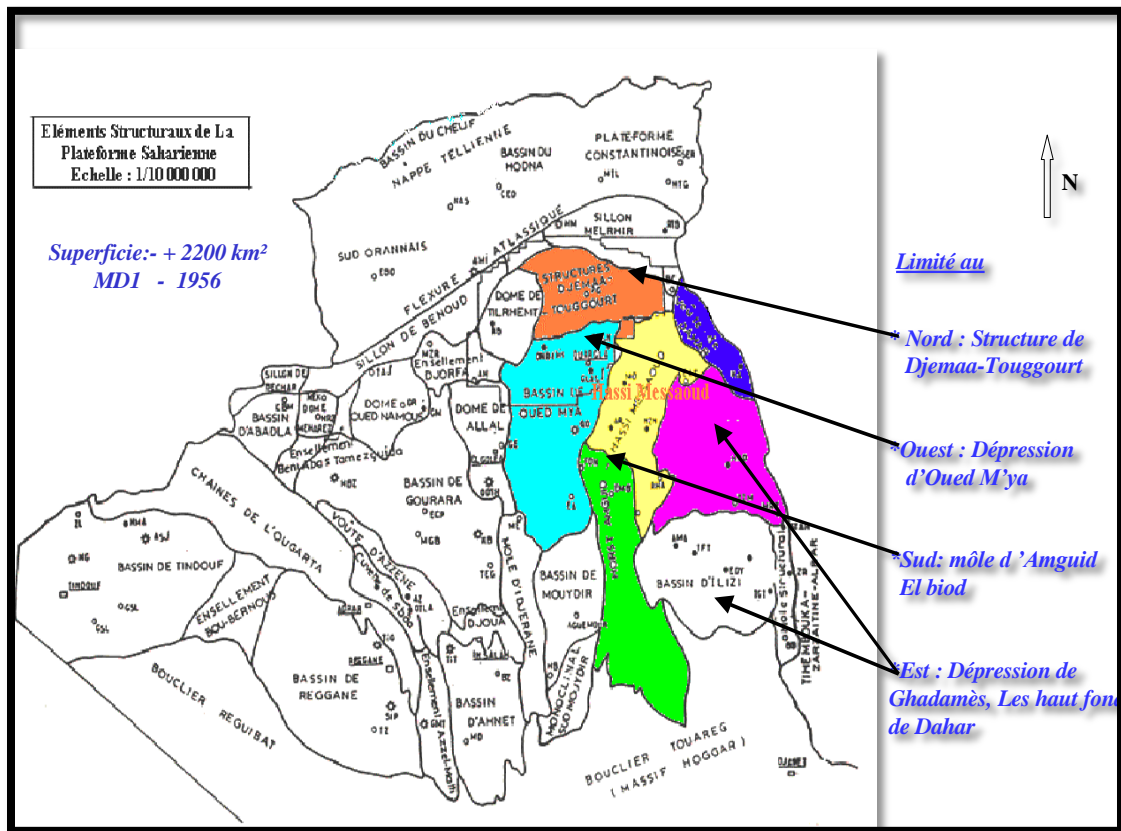
✓ Champ Sud :

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

\* : 'z' signifie un puits horizontal.



**Figure N°1.2 :** Zones du champ de HMD.



**Figure N°I.3 :** Situation géologique du champ Hassi Messaoud HMD.

### I.5 Conclusion

L'étude du champ de "Hassi Messaoud" du côté géographique, géologique et la description lithologique avec l'étude des problèmes qui peuvent se présenter durant le forage, nous a permis de conclure l'importance de ce champ. Cette importance est la cause de notre choix de ce champ pour être la scène de notre mémoire.



*Chapitre II.*

*Généralités  
sur la corrosion*

## II.1 Introduction

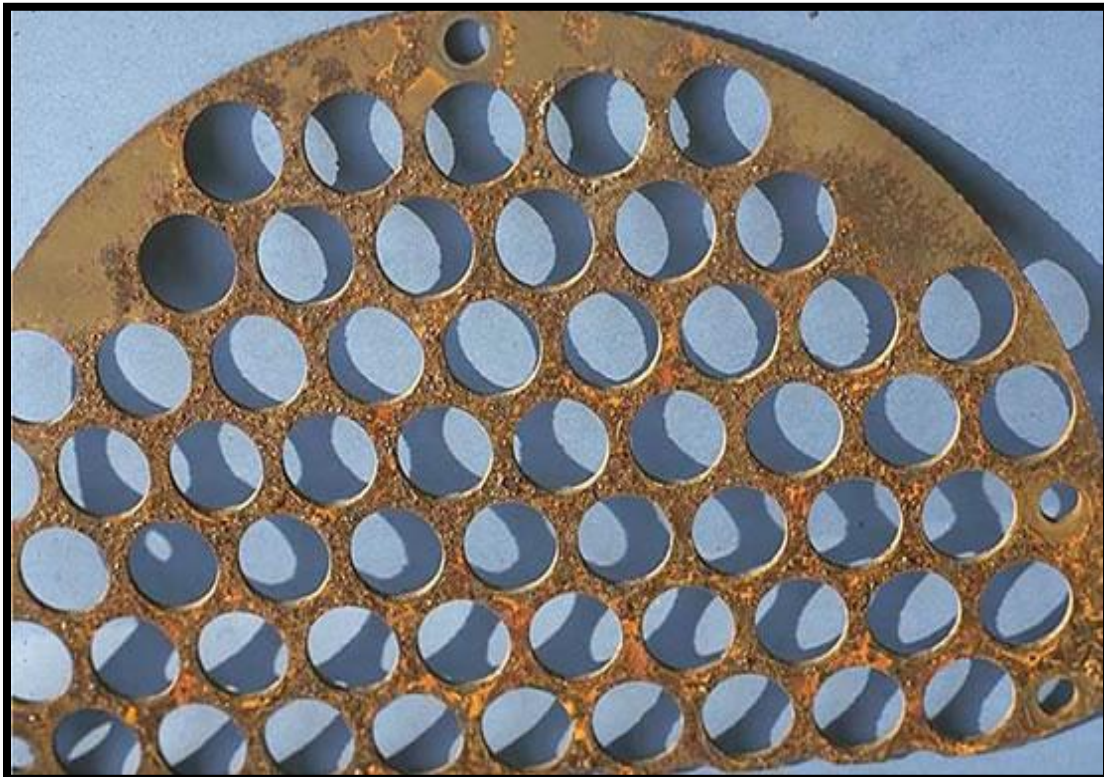
La corrosion d'un matériau métallique est la perte en surface d'une partie de celui-ci, sous l'action d'un ou de plusieurs agents agressifs qui peuvent être : l'oxygène et/ou des constituants de l'air ( $H_2O$  humide,  $CO_2$ ,  $SO_2$ ,  $H_2S$ , brouillard salin, etc.), un gaz chaud ( $O_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ , etc.), une solution (acide, basique, un sel fondu) [1].

## II.2 Quelques formes de corrosion

Il existe plusieurs formes de corrosion

### II.2.1 Corrosion généralisée

La corrosion uniforme est une perte de matière plus ou moins régulière sur toute la surface. Le métal dans ce cas est dans l'état actif. Elle est aisément contrôlable par des mesures de perte de poids ou la diminution d'épaisseur du métal [2].



Corrosion uniforme d'une chicane en acier dans un échangeur

***Figure N° II.1 : Corrosion Généralisée.***

### II.2.2 Corrosion localisée

La corrosion qui n'est pas uniformément répartie sur une surface, mais se concentre sur une petite surface, est définie comme « corrosion localisée ». Il s'agit souvent de la forme la plus grave de corrosion car elle entraîne des dégradations sous la forme de pénétrations profondes, pouvant « s'autoperpétuer » et entraîner la destruction rapide des composants récapitulatifs de toutes les différentes catégories de consommations afin qu'on puisse calculer la consommation moyenne journalière.

### II.2.3 Besoins domestiques

La corrosion par piqûres est une forme de corrosion localisée qui produit des trous ou des creux à la surface du métal. En pratique, on parle de piqûre lorsque la profondeur de l'attaque est supérieure à sa largeur. La piqûre est souvent le résultat d'une inhibition incomplète de corrosion. Dans le cas de l'acier au carbone des corrosions par piqûres ont été imputées à un mauvais dosage d'inhibiteurs anodiques (chromate ou nitrite). L'emploi d'inhibiteurs cathodiques en association avec des inhibiteurs anodiques a été mis en œuvre avec succès pour combattre ce type de corrosion par piqûres.

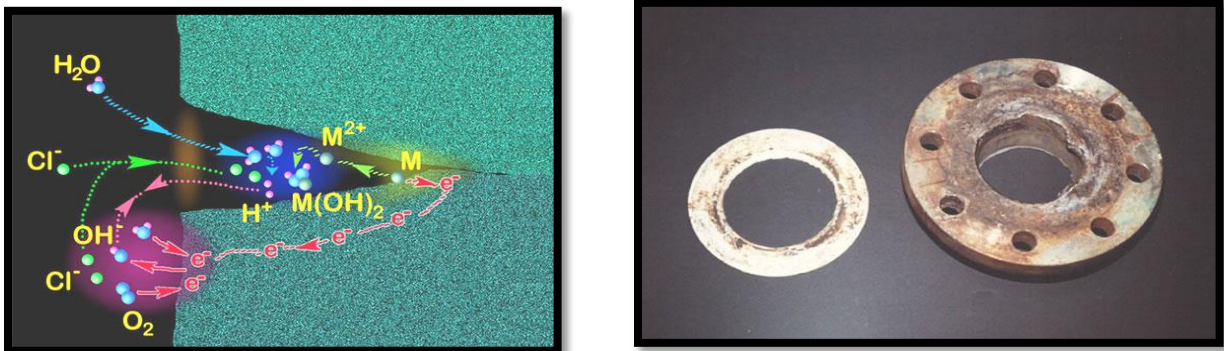
La corrosion par piqûres est également le résultat de concentrations locales excessives d'ions corrosifs (par exemple  $\text{Cl}^-$ ). Les nuances d'acier inoxydable « inférieures » (ex. 304) sont particulièrement sensibles à la corrosion par piqûres à des concentrations élevées de chlorures.



**Figure N° II.2 :** Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier inoxydable austénitique Cr18-Ni10.

### II.2.4 Corrosion caverneuse

Cette corrosion est provoquée par la formation d'une petite masse d'eau stagnante dans une anfractuosité privée d'oxygène et où peuvent se concentrer des anions corrosifs comme les chlorures. On rencontre la corrosion caverneuse au niveau de soudures qui ne sont pas parfaitement pénétrantes, de joints de recouvrement ou autres joints mécaniques sous lesquelles l'eau peut stagner.



**Figure N° II.3 :** Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint.

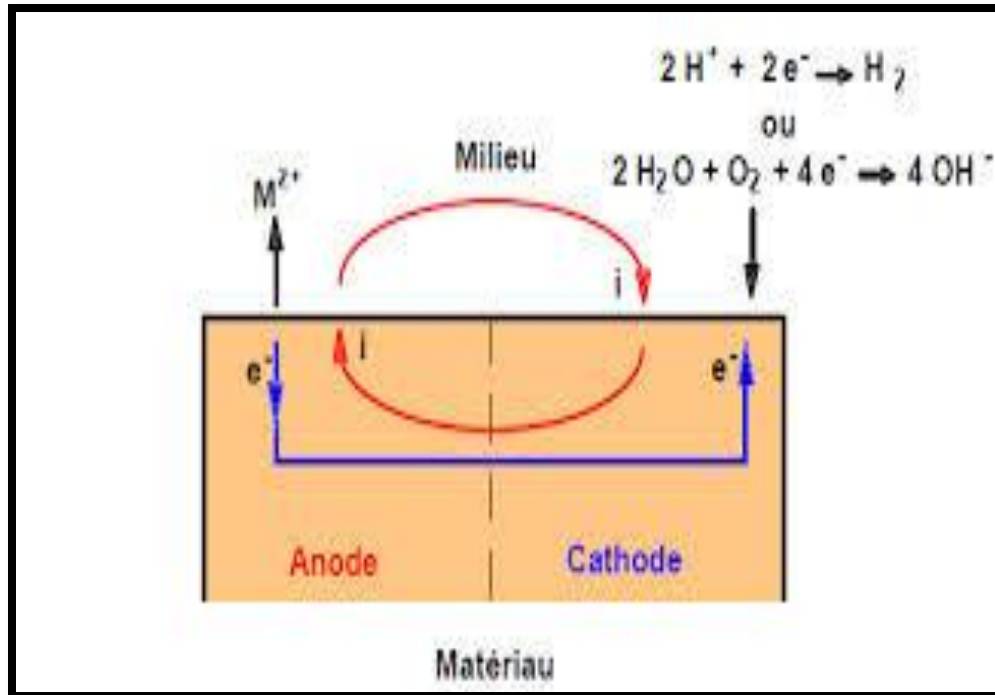
### II.2.5 Corrosion galvanique (bimétallique)

Cette forme de corrosion se produit lorsque des métaux différents en contact électrique sont immergés dans une solution conductrice. Elle résulte de la différence de potentiel électrochimique des deux métaux. Le métal le moins noble subit une corrosion d'autant plus sévère que sa surface est faible par rapport à celle du métal plus noble, la corrosion galvanique étant maximum au point de jonction des deux métaux.



**Figure N° II.4 :** Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre.

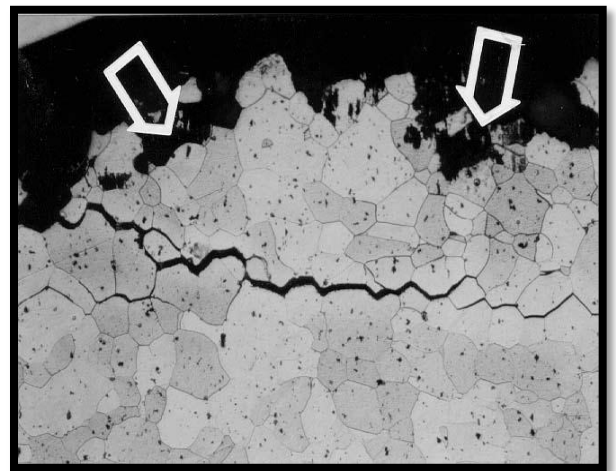




**Figure N° II.5 :** Schéma du processus de corrosion galvanique.

### II.2.6 Corrosion sous contrainte

La corrosion sous contrainte résulte de l'interruption de films protecteurs de surface par une déformation due à une contrainte. Cette forme de corrosion produit fréquemment des fissures qui peuvent entraîner le bris de l'élément affecté.



Corrosion sous tension dans une structure soudée d'acier allié (efforts induits par la soudure).

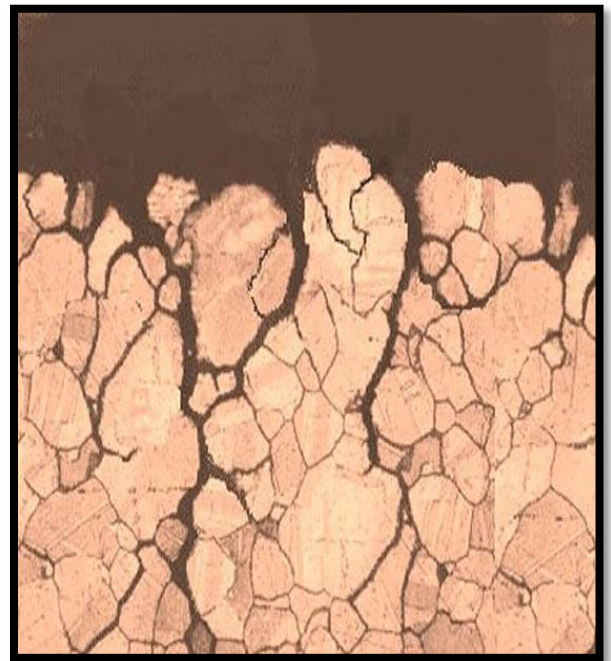
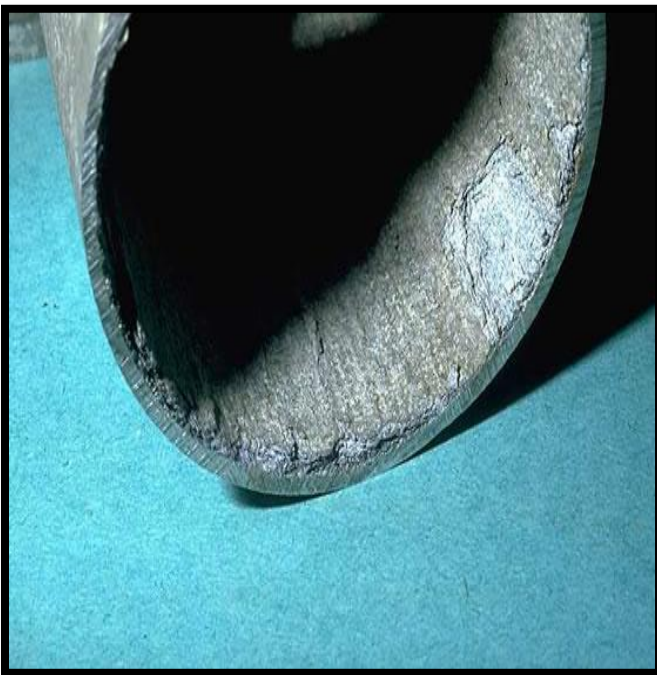
**Figure N° II.6 :** Corrosion sous contrainte.

## II.2.7 Corrosion inter-granulaire

Si les métaux présentent un aspect homogène à l'œil nu, de nombreux alliages tels que les aciers inoxydables sont en réalité constitués de grains de composition bien déterminée interconnectés par des sections de métaux de différentes compositions (joints de grains). Les effets des joints de grains sont la plupart du temps insignifiants. Cependant, dans la mesure où ceux-ci ont une structure élémentaire différente de celle des grains, ils peuvent parfois être plus réactifs à la corrosion que les grains, ce qui peut conduire au développement d'une corrosion galvanique appelée corrosion intergranulaire par laquelle l'alliage se désintègre.

Les aciers austénitiques sont sensibles à la corrosion intergranulaire. La théorie admise est l'appauvrissement en chrome dans les zones intergranulaires. En fait, la corrosion intergranulaire a aussi été observée au voisinage de soudures mal recuites d'aciers inoxydables.

D'autres alliages tels que l'aluminium haute résistance et certains alliages à base de cuivre sont également connus pour présenter une tendance à la corrosion intergranulaire



Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau.

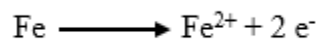
***Figure N° II.7 : Corrosion Inter-granulaire.***

## II.3 Différents types de corrosion

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chaque type de corrosion [3].

### II.3.1 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

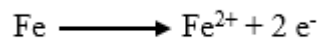


Dans le cas d'un métal en contact avec le milieu aqueux, il se produit une émission d'ions métalliques dans la solution et une modification de l'interface métal /solution, avec formation de produits de corrosion et un dégagement gazeux. Le phénomène de corrosion électrochimique est accéléré par l'hétérogénéité du matériau, le pH, la composition de la solution et par la température. [4]

#### II.3.1.1 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 :

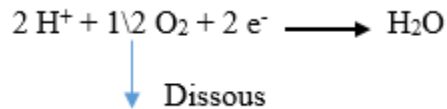


C'est une réaction rapide mais généralement la vitesse de corrosion est contrôlée par la réaction cathodique qui est plus lente.

Aires cathodique :

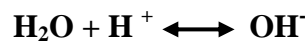


Cette réaction qui est lente en milieu aqueux neutre ou basique devient rapide en milieu acide, et peut être accéléré par l'oxygène dissous suivant une réaction de dépolarisation qui est la suivante

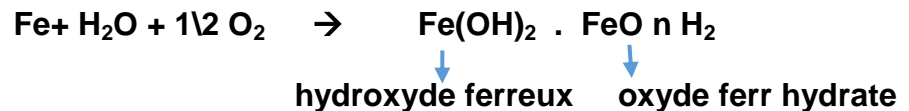


Dans cette réaction l'oxygène dissout réagit avec l'hydrogène absorbé à la surface du Fer, si on tient compte de la réaction de dissociation de l'eau, on obtient la réaction globale en milieu aqueux :

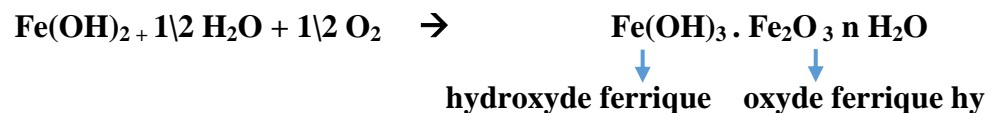
- Réaction de dissociation de l'eau :



- Réaction globale :



Ces deux composants, l'hydroxyde et l'oxyde ferreux hydraté forment une barrière de diffusion à l'interface métal - solution. Le  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  est de couleur blanche tandis que le  $\text{FeO} \cdot n \text{H}_2\text{O}$  est de couleur vert noir. Le film d'oxyde ou d'hydroxyde va s'oxyder à son tour en contacte de l'oxygène dissous pour donner l'oxyde ferrique hydraté ou l'hydroxyde ferrique.



$\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n \text{H}_2\text{O}$  est de couleur orange brun (rouille). Avec le pH de  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  qui est presque neutre il peut se former une ferrite hydratée  $\text{Fe}_3\text{O}_4 \cdot n \text{H}_2\text{O}$  comme couche intermédiaire de couleur noire entre  $\text{FeO}$  et  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Ainsi les films de rouille sont constitués de trois (03) couches d'oxyde de Fer par nombre d'oxydation croissant. [5,6]

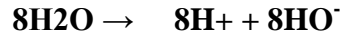
### II.3.2 Corrosion Microbienne

Ce type de corrosion, appelé aussi bio-corrosion, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en

créant les conditions favorables à son établissement (ex : production de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> par certains types de bactéries).

### II.3.2.1 Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfate-réductrices

Ionisation de l'eau



- corrosion anodique de fer



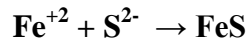
- Formation d'hydrogène à la cathode



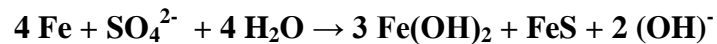
- Absorption d'hydrogène par la cathode



- Réaction anodique secondaire



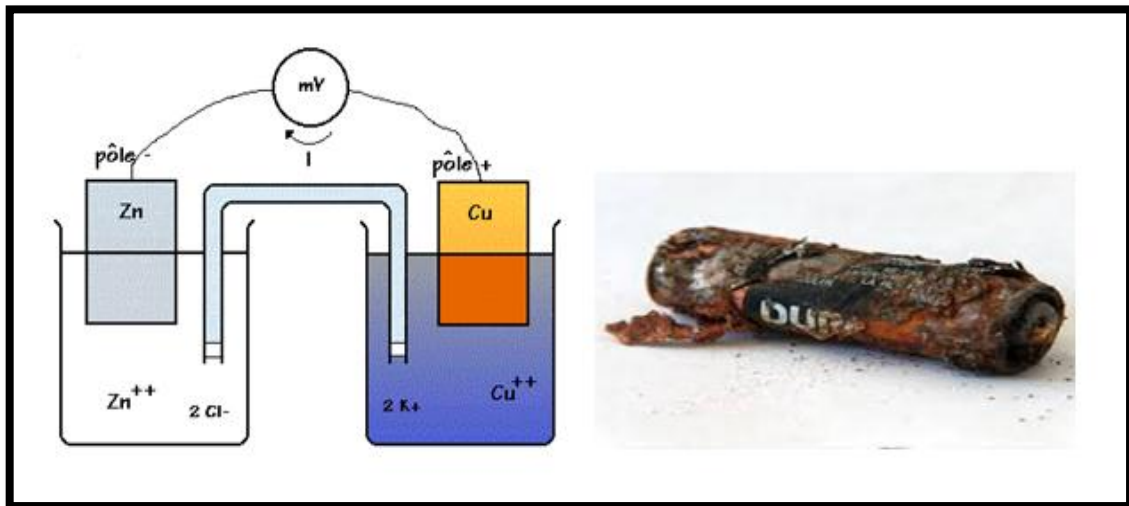
- Equation bilan:



### II.3.3 Corrosion(sèche) chimique

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

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



*Figure N° II.8 : Corrosion électrochimique.*



*Figure N° II.9 : Corrosion bactérienne.*



Cuivre et acier noir dans une installation

**Figure N° II.10 : Corrosion chimique.**

## II.4 Facteurs de la corrosion

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

- Facteurs relatifs au milieu et définissant le mode d'attaque : T, P, pH, teneur en O<sub>2</sub>,  
teneur en impuretés, etc.
- Facteurs métallurgiques : composition chimique du matériau (alliage métallique),  
traitements thermiques, etc.
- Facteurs définissant les conditions d'emploi (du service) : état de surface, forme  
des  
pièces, sollicitation, etc.
- Facteurs dépendant du temps : vieillissement, mode de diffusion d'oxygène ou  
d'autres gaz (CO<sub>2</sub>), modification des revêtements protecteur (peintures).

### conclusion

Tout ce qui nous entoure est susceptible de se détériorer. Lorsque la détérioration irréversible d'un métal a lieu par réaction chimique ou électrochimique avec son environnement, il s'agit de corrosion, pouvant être de différentes formes : uniforme ou localisée. Les propriétés des matériaux sont alors altérées.

En matière de protection contre la corrosion, il est possible d'agir sur le matériau lui-même, sur la surface du matériau ou sur l'environnement avec lequel le matériau est en contact par des inhibiteurs de corrosion.

## *Chapitre III.*

# *Corrosion Dans Les installations Pétrolières*



### III.1 Introduction

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les puits et conduites en acier au carbone sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel.

Cette corrosion apparaît quand l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion et ce quel que soit la teneur en eau de l'effluent.

Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

**A/** Le CO<sub>2</sub> qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.

**B/** L'H<sub>2</sub>S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de production. [7]

### III.2 Corrosion par CO<sub>2</sub> « Sweet corrosion »

On a constaté qu'en dépit de l'absence d'oxygène dans les puits de condensation de gaz naturel, la surface des installations en acier est souvent fortement attaquée par les composés corrosifs des fluides (eau, CO<sub>2</sub> et acides aliphatiques légers). [7]

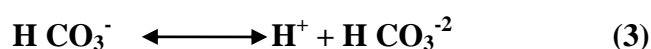
D'après les études faites par R.L.MARTIN et S.NESIC et S.WANG il ressort que le gaz carbonique joue un rôle principal dans ces attaques ; la pression partielle du CO<sub>2</sub> peut être utilisée comme une mesure de l'activité du liquide de condensation.

Quand l'anhydride carbonique se dissout dans l'eau, il se transforme en acide

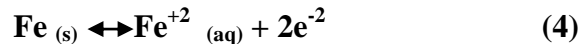
carbonique suivant la réaction (1) :



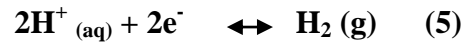
Qui à son tour se met en équilibre avec les ions bicarbonate, carbonate et les protons, suivant les équilibres (2) et (3)



La réaction à l'anode:



La réaction à la cathode :



Produit de corrosion :



Le  $\text{FeCO}_3$  est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film sur la surface de l'acier qui réduit la corrosion, la corrosion par  $\text{CO}_2$  est influencée par différents facteurs tel que le pH, la température et la composition du fluide.

La dissolution de  $\text{CO}_2$  dans l'eau fait augmenter la concentration des ions  $\text{H}^+$  du milieu corrosif, conduisant à des pH acides.

Pour une température donnée, la concentration totale de  $\text{CO}_2$  dissous est proportionnelle à sa pression partielle suivant la loi de HENRY

$$\text{Solubilité de CO}_2 \text{ dissous} = \mathbf{K.P(CO}_2\text{)}$$

Donc la solubilité du  $\text{CO}_2$  augmente avec l'augmentation de la pression et diminue avec l'augmentation de la température.

### III.2.1 Pression partielle du $\text{CO}_2$

**DEWAARD** et **WILLIAMS** ont montré par des essais de laboratoire que la corrosion augmente linéairement avec la pression partielle du  $\text{CO}_2$ , tout au moins, pour des pressions partielles allant de 0.5 bar à 1 bar pour un acier au carbone X52 poli. [7]

D'autre part, **RHODES** et **CLARCK** ont étudié un acier au carbone dans des solutions aqueuses contenant du  $\text{CO}_2$  dissous sous pression et à  $25^\circ\text{C}$  et ont montré que la vitesse de corrosion augmente rapidement avec la pression partielle de  $\text{CO}_2$  jusqu'à 21 atm. Et elle devient faible entre 21 et 30 atm. [7]

### III.2.2. Carbonates de fer $\text{FeCO}_3$

Plusieurs articles traitent de la corrosion de l'acier au carbone en présence de  $\text{CO}_2$  contenu dans les produits du pétrole brut.

Il y a des conditions dans les quels le film protecteur des carbonates ferreux est formé, qui peut réduire la vitesse de corrosion par  $\text{CO}_2$  en présence d'une pression partiel élevée en  $\text{CO}_2$ , l'eau de condensation dans les pipelines peut avoir un pH variant entre 3.0 et 4.0, qui est potentiellement très corrosif. La solubilité des carbonates ferreux formés est élevée dans ce type de milieux.

Les conditions affectant la formation du film protecteur

La formation du film protecteur est reliée à la formation du produit de corrosion sur la surface de l'acier au carbone, chaque couche qui se forme est une couche d'oxyde adhérente à la surface de l'acier durant le forage sous des conditions spécifiques.

La corrosion par  $\text{CO}_2$  conduit à la formation d'une couche protectrice, semi protectrice ou non protectrice de  $\text{FeCO}_3$ , en fonction du pH.

KERMANI a travaillé sur les inhibiteurs de corrosion et a montré que les mêmes paramètres qui affectent la corrosion par  $\text{CO}_2$ , affectent aussi leur inhibition

chimique. [7]

### III.3 Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion »

La teneur en soufre dans les bruts varie de 1.8 à 2.6 %. Le soufre est sous forme de sulfures organiques plus ou moins complexes dont les bases sont les triophènes, mercaptans, disulfures, etc. La corrosivité est variable selon la composition.

Ces composés ont fait l'objet de nombreuses études au sein des sociétés pétrolières et chaque composé à été relié à un indice chiffré permettant de le situer dans l'ordre de l'échelle de la corrosivité vis-à-vis de l'acier.

La vitesse de corrosion induite par la présence de  $\text{H}_2\text{S}$  est contrôlée par le transfert de masse.

La cinétique de la corrosion par  $\text{H}_2\text{S}$  est contrôlée par la présence du film de \_\_\_\_\_ produit de corrosion,  $\text{FeS}$  formé à la surface de l'acier.

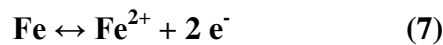
## III.3.1 Mécanisme de la corrosion

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 H<sub>2</sub>S et de la température, mais elle est indépendante de la pression.

Si la concentration en H<sub>2</sub>S dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par H<sub>2</sub>S est provoquée selon le mécanisme suivant :

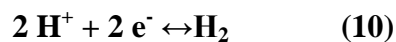
La réaction à l'anode :



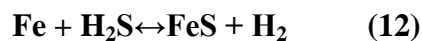
Dissociation de H<sub>2</sub>S:



La réaction à la cathode:



Réaction globale:



Dans le cas d'un mélange de H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub> dont le rapport de la pression partielle des deux gaz est entre 20 et 500 (20 < PCO<sub>2</sub>/PH<sub>2</sub>S < 500) le risque de corrosion devient élevé et les vitesses de corrosion prennent des valeurs importantes. Lorsque le rapport

( $PCO_2/PH_2S < 20$ ) le produit de FeS est prédominant, la nature protectrice du film de FeS formé dépend d'un certain nombre de paramètres. [7]

### III.3.2. Nature du film FeS

SARDISCO et WRIGHT ont étudié l'interaction de l' $H_2S-CO_2-H_2O$  à  $30^\circ C$  sur la composition du film du produit de corrosion par  $H_2S$  en utilisant les rayons X. Ils ont trouvé que la composition et la nature du film de FeS à une relation avec la concentration de  $H_2S$  dans le mélange  $H_2S -CO_2$  en équilibre avec la solution corrosive. A une  $C < 0.1$  PSia en  $H_2S$ , le film protecteur formé est composé de la pyrite ( $FeS_2$ ), Troilite (FeS). La vitesse de corrosion durant 40 heures dans l'eau donne une vitesse de corrosion de 1.7 mm/an. La présence d'une  $C > 0.1$  PSia en  $H_2S$ , le film formé est non protecteur est composé de Pyrite et une partie prédominante de Mackinawite. La vitesse de corrosion augmente à 10 mm/an. Dans ce cas-là l'épaisseur de la couche de FeS augmente avec la concentration en  $H_2S$ . [7]

#### ✓ Effet des chlorures.

D'après SHANNON et BOGGS la présence des chlorures empêche la formation du film de sulfure de fer sur l'acier au carbone, dans des solutions contenant entre 1 à 20% de chlorure de sodium et en présence de 540 ppm de  $H_2S$  dans la phase aqueuse.

La vitesse de corrosion dans une solution sans NaCl est de 21,6 mm/an elle passe à 25.6 mm/an dans une solution avec 1% de NaCl et 29.5 mm/an dans une solution de 18% de NaCl.

#### ✓ Effet du pH

SARDISCO et PITTS ont étudié l'effet du pH sur la nature protectrice du film de sulfure ferreux FeS. Le film protecteur formé à pH variant entre 6.5 et 8.8 est considéré d'une couche de Mackinawite prédominante. Tandis que la plupart des films protecteurs formés à pH variant entre 4.0 et 6.3 contiennent la Pyrite et Troilite et Mackinawite.

#### ✓ Effet de L'agitation

MILLIAMS et KROESE ont montré par des études sur l'effet de la température, la concentration des chlorures et le dioxyde de carbone sur la vitesse de corrosion en présence de

H<sub>2</sub>S que les coupons d'acier en rotation ont une vitesse de corrosion plus élevée que ceux utilisées dans le même test mais sans rotation

### III.3.3 Corrosion dans les milieux multiphasiques

La corrosion provoquée par l'écoulement multiphasique a été étudiée la première fois par SYDBERGER (1987). Trois mécanismes de corrosion ont été décrits : le transfert de masse, le transport de charge, et la corrosion érosion.

Le mécanisme de la corrosion par l'anhydride carbonique sur l'acier au carbone dans différentes conditions de pH, de température, de pression dans des milieux multiphasiques (eau + huile), a été étudié dans le passé.

Ces travaux ont été réalisés par DE WAARD et MILLIAMS (1975). IKEDA et d'autres (1985) DE WAARD et LOTZ (1993). DE WAARD et LOTZ et DUGSTAD (1995). Ils ont proposé des modèles pour prévenir la corrosion par l'anhydride carbonique. La plupart de ces études ont été cependant entreprises dans les laboratoires. BOCKRIS et d'autres (1962) ont prouvé que l'étape de contrôle dépend du pH. La réaction globale est donnée par :



Pour un pH < 4, celui des puits de gaz, NESIC (1995) estime que la réduction extérieure de l'ion d'hydrogène en hydrogène est dominante.

La vitesse de corrosion est mesurée par des méthodes électrochimiques, telle que la résistance électrique. Sur site on détermine les caractéristiques du fluide. [7]

## Conclusion

La maîtrise de la corrosion des équipements de l'industrie pétrolière et gazière a été assurée conjointement par des connaissances approfondies des mécanismes d'endommagement et par de nombreux retours d'expériences capitalisés et échangés au sein de la profession comme cela a été illustré dans cet article. Pour trouver des solutions techniquement et économiquement fiables, les travaux traitant de la corrosion menés par cette industrie ont abouti à de nombreuses spécifications et normes comme les spécifications sur les aciers pour résister aux différentes formes d'endommagement par l'hydrogène pour les équipements en contact avec des effluents aqueux contenant du sulfure de dihydrogène.



## *Chapitre IV.*

*Protection et lutte  
contre la corrosion*



## **IV.1 Introduction**

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

La lutte contre la corrosion englobe plusieurs méthodes :

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

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

## **IV.2 Catégories d'alliages et domaines d'emploi**

### IV.2.1 Aciers inoxydables

Ce sont des alliages fer-chrome contenant au moins 12% de chrome dont la structure dépend des éléments d'addition : ainsi, le nickel (élément gamma gène) stabilise la structure austénitique, alors que le chrome et le molybdène favorisent la structure ferritique (éléments alpha gènes). Il en existe de nombreuses nuances et leur domaine d'utilisation est étroitement lié à leur composition et à leur structure. Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs sont regroupées dans le Tableau IV-1

**Tableau N° IV-1 :** Quelques nuances classiques d'aciers inoxydables avec leur composition en éléments majeurs.

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

La résistance à la corrosion des aciers inoxydables est essentiellement due à la formation en surface d'une couche passive qui apparaît naturellement à l'air et qui est constituée d'un oxyde riche en chrome, de faible épaisseur (environ 10 nm), et résistant. Ces matériaux doivent donc être employés dans des conditions où ils conservent cette passivité car des destructions locales de cette couche protectrice conduisent inévitablement à des phénomènes de corrosion localisée.[8]

#### IV.2.2 Alliages de cuivre

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

#### IV.2.3 Alliages d'aluminium

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

#### IV.2.4 Alliages de nickel

Le nickel résiste bien aux milieux caustiques (soude, potasse, etc.) et aux acides non oxydants dilués. Son utilisation est à éviter en présence d'acides et sels oxydants, d'hypochlorites, d'eau de mer, et d'environnements soufrés ou sulfureux. Certains éléments d'alliage, notamment le chrome et le molybdène, permettent d'obtenir d'intéressantes propriétés de résistance à la corrosion.[8]

#### IV.2.5 Alliages de titane

Comme l'aluminium, il doit sa résistance à la formation d'un oxyde protecteur ( $\text{TiO}_2$ ). Il est très utilisé en aéronautique et dans l'industrie en présence d'eau de mer, d'acide nitrique, de solutions oxydantes ( $\text{FeCl}_3$ ,  $\text{CuSO}_4$ ), et d'hypochlorites. Il faut par contre éviter de l'employer dans des milieux comme HF,  $\text{F}_2$ ,  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , les acides organiques, les solutions alcalines chaudes, les halogénures fondus, et, à haute température, dans l'air, l'azote ou l'hydrogène.

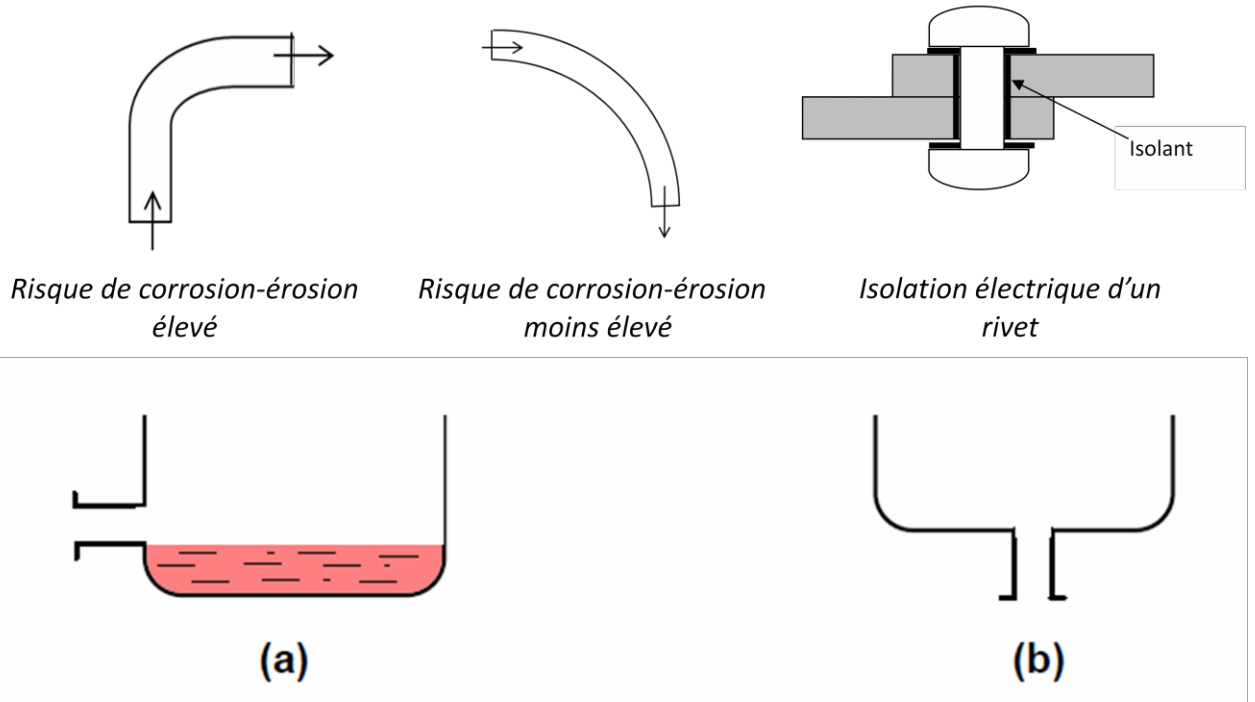
Très sensible à l'endommagement par ce dernier, la formation d'hydrures de titane apparaît rapidement au-dessus de  $250^\circ\text{C}$  (ou moins dans le cas d'un chargement cathodique) et fragilise le métal.[8]

### IV.3 Prévention par une forme adaptée des pièces

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

- Dans le cas des pièces en contact avec un liquide (eau, etc.) il faut prévoir un bon drainage pour éviter le problème d'accumulation (toitures métalliques, récipients métalliques, etc.)
- Faciliter l'écoulement des fluides dans les conduites pour éviter le risque de corrosion-érosion et corrosion par cavitation,

- Choix adapté des matériaux en contact pour éviter le risque de la corrosion galvanique (attaque du métal le moins noble) ou séparation des différents métaux par des isolants électriques.



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

**Figure N° IV-1 :** Exemple de prévention par une forme géométrique adaptée des pièces.

## IV.4 Protection par revêtements

### IV.4.1 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 :

#### a- 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  $\mu\text{m}$ .

#### b- 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.

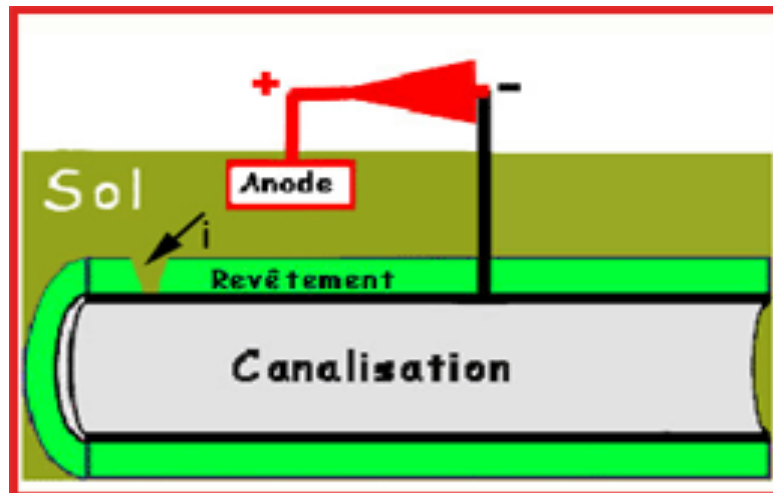


Figure N° IV.2 : Protection cathodique par anode galvanique.



Figure N° IV.3. Protection cathodique par courant imposé.

#### IV.4.2 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.

#### IV.4.3 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.



**Figure N° IV.4 :** Protection par revêtement métallique et organique.

#### **IV.5. conclusion**

Nous avons compris à travers cet exposé, qu'il existe plusieurs moyens pour lutter contre la corrosion. Le choix judicieux des matériaux, la forme adaptée des pièces, l'utilisation des revêtements, l'utilisation des inhibiteurs, la protection électrochimique constituent les divers moyens de lutte contre la corrosion. On associe en général plusieurs techniques de protection afin d'optimiser la protection.

L'état actuel de la technique ne permet pas d'empêcher complètement à la corrosion de se produire, c'est pourquoi il est nécessaire de prévoir une stratégie d'entretien de l'ouvrage.

## *Chapitre V.*

### *Les inhibiteurs de corrosion*

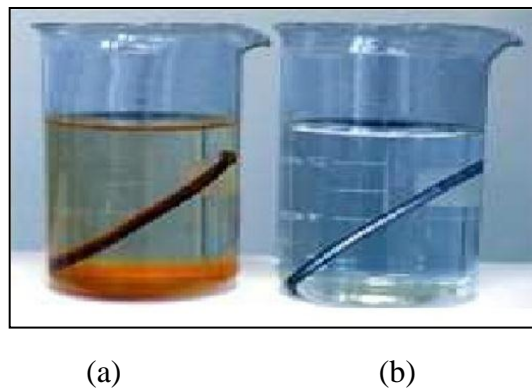


## V.1 Introduction

L'inhibition retarde des réactions d'électrodes comme le transfert de charges ou le transport de masse et spécialement le processus de corrosion. Cela est amené par l'utilisation des substances chimiques dites inhibiteurs de corrosion.

## V.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. V. 1).



(a) sans inhibiteur de corrosion

(b) avec inhibiteur de corrosion

***Figure N°. V.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.

### V.3 Domaines d'utilisations

Les inhibiteurs ont plusieurs domaines traditionnels d'application:

- le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux des procédés industriels, eaux de chaudières, etc.);
- l'industrie du pétrole: forage, extraction, raffinage, stockage et transport, etc;
- les peintures où les inhibiteurs de corrosion sont des additifs assurant la protection anticorrosion des métaux.

### V.4 Types d'inhibiteurs

Les inhibiteurs peuvent être classés en quatre (04) groupes :

**A. Inhibiteur de passivation** : comme les chromates ou nitrites, ce sont des inhibiteurs anodique, qui favorisent la passivation du métal.

**B. Inhibiteur de précipitation** : comme les polyphosphates les silicates, ou le sel de zinc. Ces produits permettent de former une couche protectrice de sels à la surface métallique, leur action est assez lente.

**C. Inhibiteur de réduction** : comme le sulfite ou l'hydrazine, ces inhibiteurs sont cathodiques et leur action se traduit par l'élimination de l'agent oxydant, ils sont généralement rapide surtout s'ils contiennent un catalyseur (sel de cobalt).

**D. Inhibiteur d'absorption** : comme les aminés, les imidazolines, ces molécules protège l'acier de la corrosion en formant avec la surface métallique une liaison chimique (chimisorption) c'est une chaîne hydrocarbonée, hydrophole qui protège le métal de l'eau et donc de la corrosion. Cette classe d'inhibiteur s'est révélée particulièrement adaptée aux effluents pétroliers.

### V.5 Choix d'inhibiteur

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

Les propriétés physiques et chimiques les plus importantes des inhibiteurs sont :

- ✓ La solubilité: on utilise des produits soluble dans l'eau lorsque le régime est laminaire et des produits soluble dans l'huile si le régime est turbulent.
- ✓ Le moussage: qui peut être gênant dans les séparateurs.
- ✓ Les propriétés liées à sa manipulation, sécurité, viscosité .....etc.
- ✓ Le PH du milieu: les inhibiteurs en organiques sont sans effet et même activant de la corrosion pour un milieu très acide.
- ✓ La stabilité thermique: dans le cas des traitements des puits

### V.6 Classes d'inhibiteurs

Il existe plusieurs possibilités de classer les inhibiteurs. Ces classes se distinguent les unes des autres de diverses manières:

- par réaction partielle (anodique, cathodique, mixte),
- par domaine d'application (milieu acide, milieu neutre, peintures, phases gazeuses etc...),
- par mécanisme réactionnel (adsorption, passivation, élimination de l'agent corrosif).

#### V.6.1 Influence sur les réactions électrochimiques partielles

D'après leur influence sur la vitesse des réactions électrochimiques partielles, on peut distinguer les inhibiteurs anodiques, cathodiques ou mixtes (regroupent 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  $H^+$  en milieu acide).

##### (i) Les inhibiteurs anodiques

Un inhibiteur anodique agit au niveau des anodes microscopiques en diminuant la densité du courant partiel anodique et en déplaçant le potentiel de corrosion dans le sens positif. 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. Ainsi, les inhibiteurs anodiques sont classés en tant qu'inhibiteurs dangereux tels que : l'orthophosphate, le nitrite et les silicates. [9]

*(ii) Les inhibiteurs cathodiques*

Un inhibiteur cathodique diminue la densité du courant partiel cathodique et déplace le potentiel de corrosion dans le sens négatif. Ceci se produit par la précipitation de l'espèce insoluble sur les sites cathodiques. Des ions de zinc sont utilisés en tant qu'inhibiteurs cathodiques en raison de la précipitation de  $Zn(OH)_2$  aux sites cathodiques.

*(iii) Les inhibiteurs mixtes*

Un inhibiteur mixte diminue la vitesse des deux réactions partielles, mais il modifie peu le potentiel de corrosion. [9]

## V.6 Conclusion

Les inhibiteurs de corrosion constituent un moyen de protection contre la corrosion métallique. Ils présentent l'originalité d'être le seul moyen d'intervention sur le milieu corrosif. Le contrôle de la corrosion devient facile à mettre en œuvre et peu onéreux. Chaque cas de corrosion reste cependant un cas particulier, et il est nécessaire de connaître les données de base de fonctionnement de ces inhibiteurs, leurs limites d'utilisation, leur toxicité particulière, pour pouvoir les utiliser avec une marge suffisante de sécurité.

## *Chapitre V.*

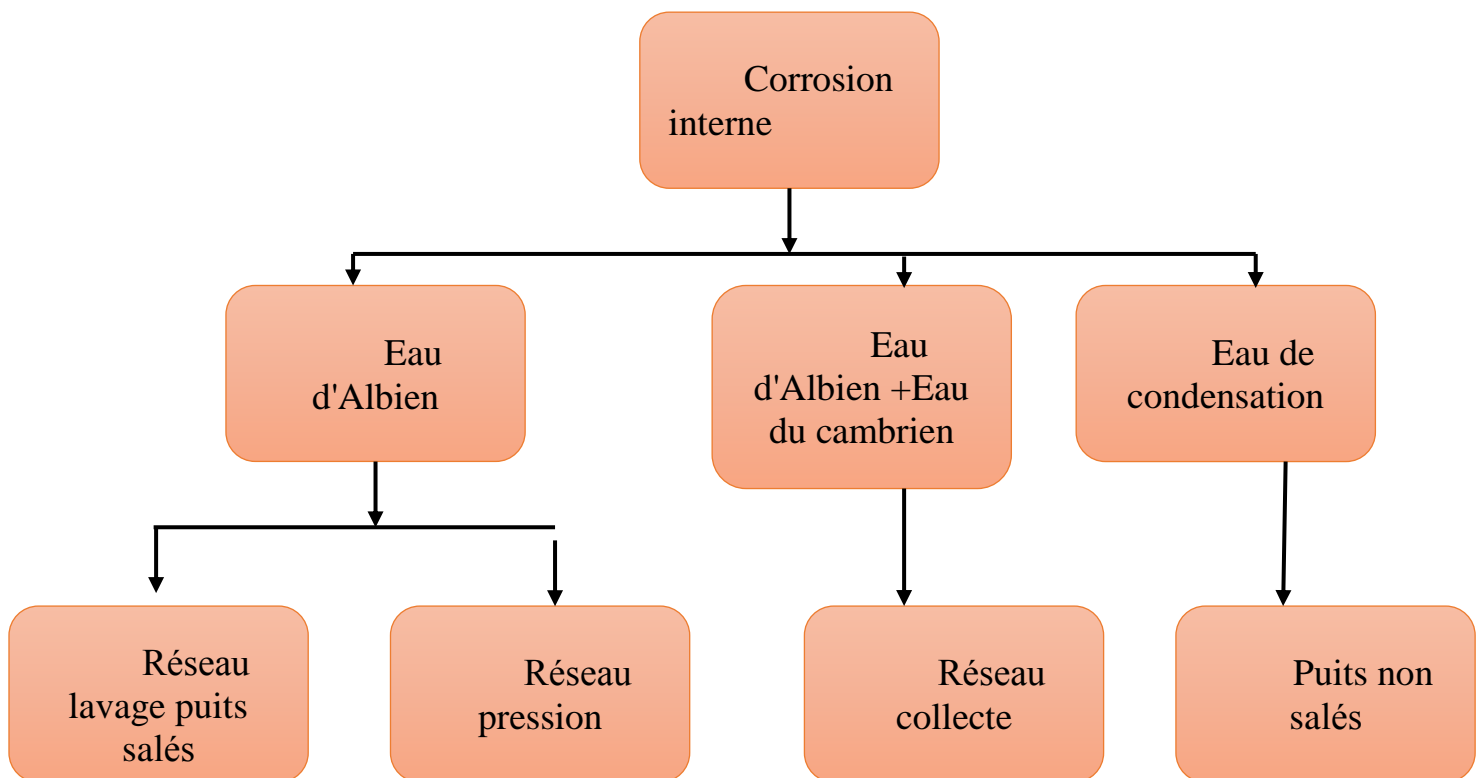
### *Méthode et procédures expérimentales*

## VI.1 Introduction

La région de Hassi-Messoud ne peut pas échapper au phénomène de corrosion qui coute excessivement cher, ce pendant elle n'est pas et ne restera pas indifférente.

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 N° VI.1 : La corrosion interne.*

## VI.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

### A. Réseau Nord

- ✓ Collecte puits

3" → 8"

942 918 m

- ✓ Collecteurs manifolds vers les Station

6" → 24"

938 985 m

#### VI.2.1 Caractéristiques des pipelines

Le pipeline est une canalisation particulière qui contribue aux enjeux économiques de la société. Les pipelines jouent un rôle extrêmement important dans le monde entier comme un moyen de transport de gaz et des liquides à longue distance.

Les aciers au carbone sont les plus utilisés dans la réalisation des réseaux collecte, dessalage gaz lift ainsi le réseau du maintien de pression.

**Tableau N° VI.1 :** composition et propriétés des aciers au carbone de la spécification API

API5L	COMPOSITION (%)	Limite d'élasticité (MPa)	Containte de rupture (MPa)
A	0.22, 0.90 Mn , 0.03P, 0.030 S	207	331
B	0.27, 1.15 Mn , 0.03P, 0.030 S	241	413
X42	0.29, 1.25 Mn , 0.03P, 0.030 S		413
X46	0.31, 1.35 Mn , 0.03P, 0.030 S	317	434
X52	0.31, 1.35 Mn , 0.03P, 0.030 S	358	455
X56	0.29, 1.25 Mn , 0.03P, 0.030 S	386	489
X60	0.26, 1.35 Mn , 0.03P, 0.030 S	413	517
X70	0.31, 1.35 Mn , 0.03P, 0.030 S	482	565
X80	0.31, 1.35 Mn , 0.03P, 0.030 S	551	620

5l (acier pour pipeline)

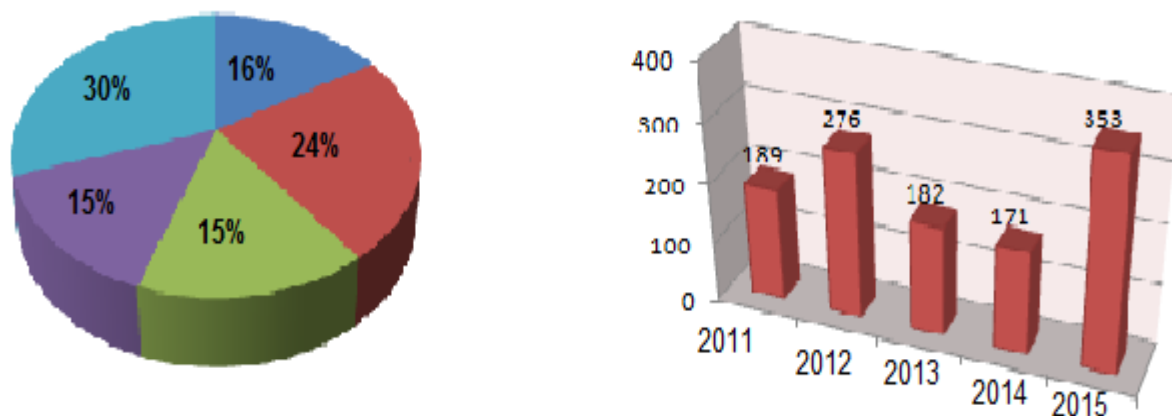
En raison de leur faible cout, la maîtrise des techniques de leur élaboration et leur production ils sont largement employés dans le secteur de l'énergie, comme le réseau de dessalage le transport du pétrole ou du gaz naturel par le biais de gazoducs ou d'oléoducs. Ces aciers sont habituellement de nuances telles que API 5L grade B et l'API 5L X52 et API 5L X60

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

**Tableau N° VI.2:** Les fuites d'hydrocarbure sur les réseaux des pipes et des bacs de stockage.

	2011	2012	2013	2014	2015
<b>NBR des fuites</b>	189	276	182	171	353
<b>% des fuites</b>	16%	24%	15%	15%	30%





**Figure N° VI.2:** *graphe des fuites (2011-2015)*

### VI.3 Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien

**Tableau N° VI.3:** *Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien.*

<b>Nappes</b>	<b>ALBIEN</b>	<b>CAMBRIEN</b>
<b>Propriétés</b>	<b>(mg/l)</b>	<b>(mg/l)</b>
<b>(HCO<sub>3</sub>)<sup>-</sup></b>	<b>170</b>	<b>0</b>
<b>CO<sub>3</sub><sup>2-</sup></b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Cl<sup>-</sup></b>	<b>420</b>	<b>210 000</b>
<b>(SO<sub>4</sub>)<sup>2-</sup></b>	<b>600</b>	<b>0</b>
<b>Ca<sup>2+</sup></b>	<b>210</b>	<b>36 000</b>
<b>Mg<sup>2+</sup></b>	<b>70</b>	<b>170</b>
<b>Ba<sup>2+</sup></b>	<b>0</b>	<b>800</b>
<b>Sr<sup>2+</sup></b>	<b>0</b>	<b>970.00</b>
<b>Na<sup>+</sup></b>	<b>250</b>	<b>80 000</b>
<b>K<sup>+</sup></b>	<b>40</b>	<b>6 000</b>
<b>Fer</b>	<b>0</b>	<b>3 200</b>
<b>pH</b>	<b>7</b>	<b>4</b>
<b>Densité à 25°C</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Profondeur (m)</b>	<b>1050-1350</b>	<b>3300-3400</b>

#### VI.4. Mode de traitement

##### VI.4.1. Mode de traitement par les inhibiteurs :

Le traitement se 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

##### VI.4.2. 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.

**VI.4.2.1. Station de lavage des puits huiles 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 1000litres

**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.

Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres

**VI.4.2.2. Station de maintien de pression**

**1. Station E2A** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Est.

Elle Comprend 2 cuves de 3000 litres et une de 2000 LITRES

**2. Station OMP 53** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord-Est.

Elle comprend 2 cuves de 3000 litres et 2 cuves de 5000 litres

**3. Station OMN 77** située en zone centrale du champ de HMD et traite les puits injecteurs de la zone Nord.

Elle comprend 4 cuves de 5000 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 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 albiens

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

**Tableau N° VI.4:** Les consommation journalière en eau de dessalages et le maintien de pression.

Station	Consommation m <sup>3</sup> / j
Station Z14	768
Station CIS	696

Station CINA	816
Station W1C	504
Station HGA	168
OMN 77	3400
OMP 53	7200
E2A	7000
<b>TOTAL</b>	<b>20 552</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 m3 jour.

Ces déférent station sant alimentés par les déférent puits albien tel que :

OMLHA1, OMLHA12, OMHA5, OMOHA6, au **Nord** pour la station Cina

MDHA6, MDHA12 a L'ouest pour la Station W1C

MDHA5, MDHA 4 ou **Sud** pour la Station CIS

MDHA 432, MDHA3, à L'Est pour la Station Z14

HGAHA1 Pour La Station HGA

Dans notre Cas notre travail a été effectuer à la **station Z14** dans la zone Est qui est alimentée par deux puits albiens en alternance qui sont le MDHA3 et le MDH432

Tableau N° VI.5: Composition chimique de l'eau utilisée.

ions Puits	Cl-	Na+	NaCl	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	K+	SO4 <sup>--</sup>	Fer	pH à T°C
<b>MDHA 3</b>	588	232	589	152	64	32	723	9.7	7.3à 27 °C
<b>MDH 432</b>	581	200	508	142	53	25	620	23.9	7.1à 31 °C
<b>Cambrien</b>	210000	80000	203200	36000	6500	4500	617	580	3.6à120°C



**Figure N° VI.3:** Station Z14 qui est alimentée par les puits MHA3 et MDH 432

#### **VI.4.2.3 Produits de traitement utilisés**

- Un anti dépôt : est un produit chimique utilisé pour éliminer toute éventuelle formation d'un dépôt au cours de la production ( $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ .....etc.)
- Un bactéricide : est un produit chimique utilisé pour inhiber le développement d'une colonie bactérienne.
- Un inhibiteur de corrosion : est un produit chimique soluble dans l'eau utilisé pour prévenir la corrosion des installations du fond et de surface.

#### **VI.4.2.4 Concentrations des produits**

- Les anti dépôt sont généralement utilisés à des concentrations variant entre 100 à 250 ppm
- Les bactéricides sont injectés sous formes de choc à des concentrations variant entre 100ppm à 150ppm
- Les inhibiteurs de corrosion sont généralement utilisés à des faibles concentrations variant entre 15 à 20 ppm
- Pour l'eau de lavage on utilise une concentration de 40 à 50 ppm car il y a le facteur de dilution par l'eau de cambrien ce qui me donne une concentration  $\approx 20$  ppm à la sortie de la tête du puits

- En tenant compte du facteur de dilution 40/60  
Par conséquent à l'utilise une concentration de 20 ppm dans les satellites de maintien pression.



Figure N° VI.4: Station de traitement CINA.

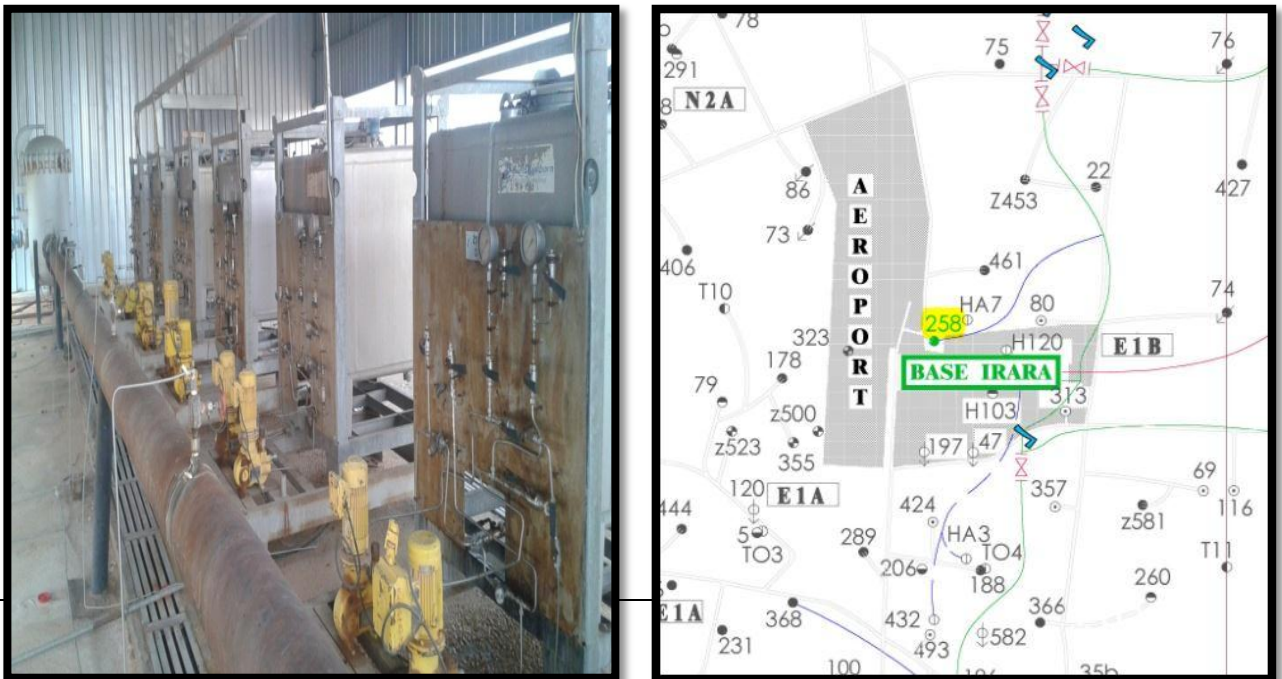
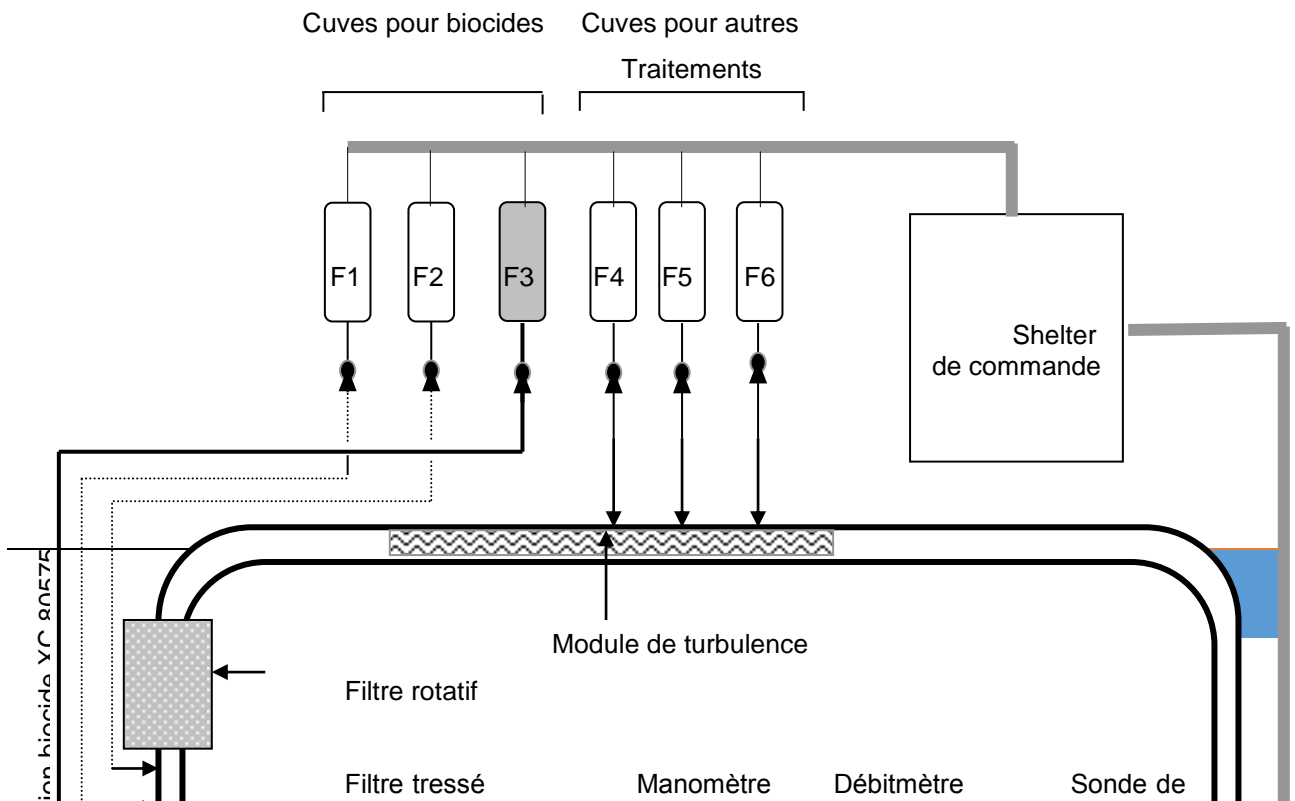


Figure N° VI.5: Station de traitement Z14.



Figure N° VI.6: Station de traitement WIC.





*Figure N° VI.7: Schéma de la station du traitement.*

## **VI.5 Méthode pour la mesure de la corrosion**

### VI.5.1 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 system. 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 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

#### **VI.5.1.1. 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 à 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.

#### **VI.5.1.2 Puits pilotes**

Le choix des puits MD287 et ONMZ201 utilisés pour les études de la corrosion a été fait selon les critères suivants :

- Les puits touchés par le ou les problèmes (corrosion, dépôt)
- Différents complétions
- Débit d'eaux récupérées variable (débit faible, moyen et élevé)



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 sulfate-réductrices responsables de piques profondes sur le tubing dans une zone où la température est particulièrement favorable à la prolifération de ces micro-organismes

### **Détermination de l'agressivité de l'eau**

Les divers éléments d'un puits en production sont soumis à une corrosion plus ou moins intense suivant la nature et la quantité des éléments corrosifs présents dans l'effluent

- Hydrogène sulfuré
- Gaz carbonique
- Acides organiques
- Sels ou acides minéraux dissous
- Les eaux

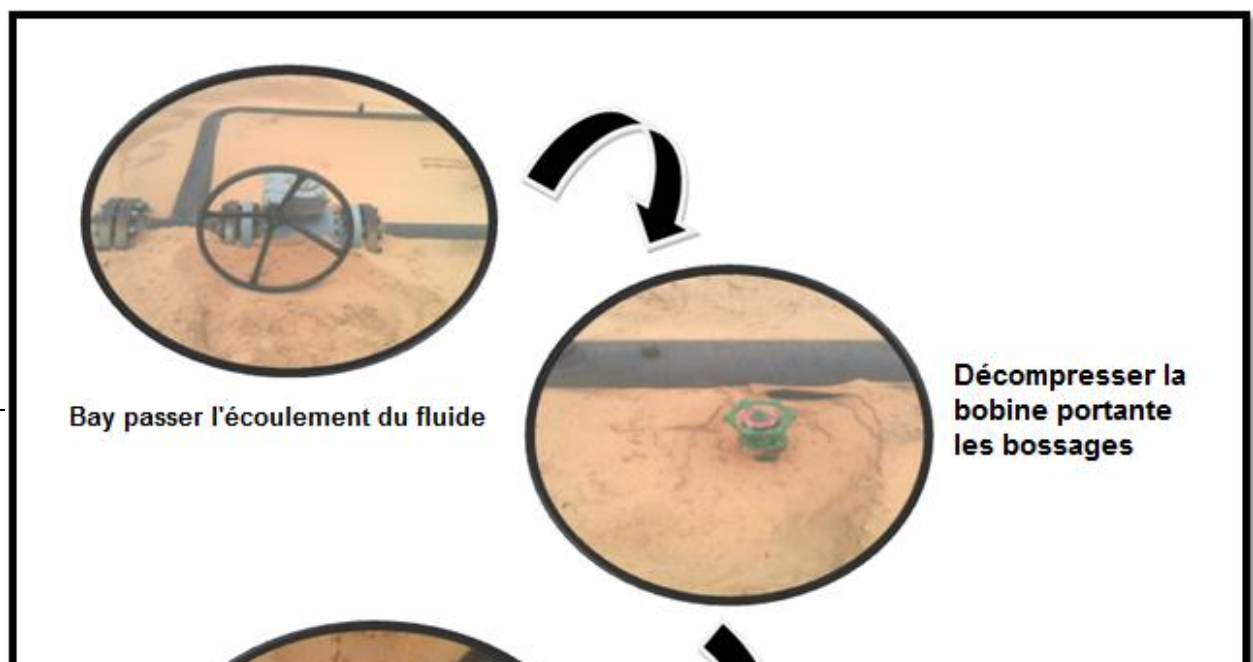
#### **VI.5.1.4. Test a blanc**

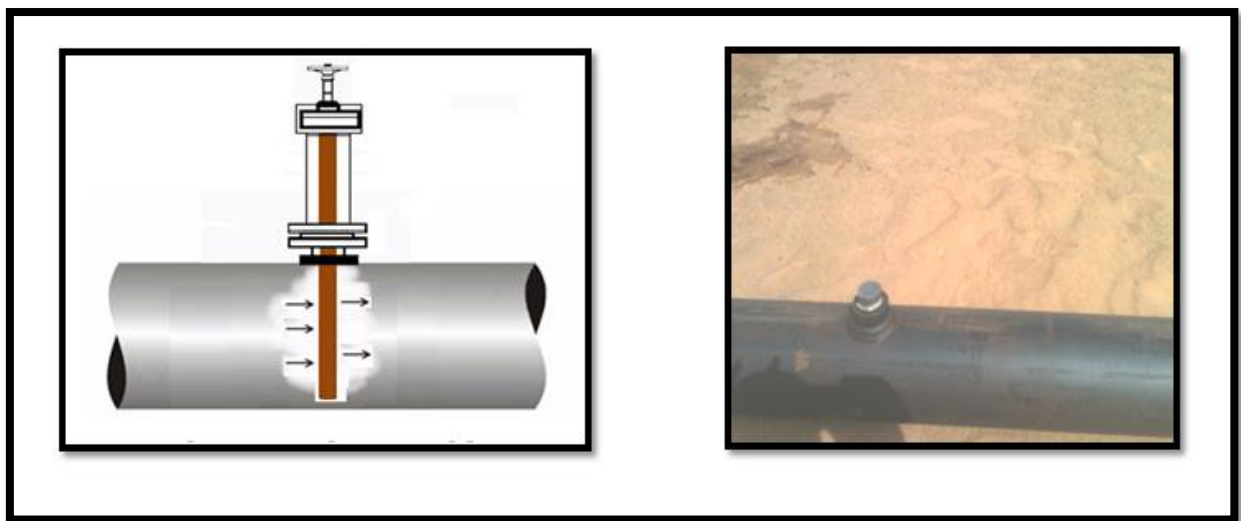
##### **A. Mode opératoire du placement des coupons**

- Passer l'écoulement du fluide en s'assurant de l'étanchéité des vannes
- Décompresser la bobine portant les bossages
- Placement du coupon d'une manière à atteindre la génératrice inférieure du pipe et l'écoulement du fluide sera parallèle à sa surface
- Les coupons doivent être montés de telle sorte qu'ils soient maintenus en toute sécurité, et sont isolés électriquement de tout contact avec tous les autres métaux (à l'exception lorsque le but de l'essai est d'étudier la corrosion galvanique). Matériaux de fixation (crochets, des boulons, etc.) et les matériaux isolants doivent être choisis de façon à être entièrement résistants à

l'environnement. L'échec de l'une de ces composantes mènera à la perte de données ou de perte de l'isolation électrique.

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 à l'aval de la station (là où il y a le traitement par un bactéricide) THPS FQS OFF 50, et deux autres au niveau des by-passe de puits MD 287 et ONMZ 201,





*Figure N° VI.9: Position du coupon sur le pipe.*



Figure VI.9. Position du coupons sur le pipe

**Figure N° VI :10 :** Placement des coupons.

#### **VI.5.1.5. Test avec l'injection de l'inhibiteur de corrosion NORUST 720 à 50ppm**

##### **A. Choix de l'inhibiteur**

Le choix d'un inhibiteur de corrosion pour une application donnée est délicat, et doit tenir compte des matériaux a protégés 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 activant de la corrosion pour un milieu très acide
- ✓ La stabilité thermique : dans le cas des traitements des puits

### B. Détermination de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion NORUST720 à 50 PPM

- ✓ **Présentation du produit**
- ✓ **NORUST est un produit chimique** à base des amines grasses

Les amines grasses et leurs dérivés ont la propriété, de par leur caractère cationique, de s'adsorber sur les surfaces et de former ainsi un film mono moléculaire continu, le groupe polaire  $(-NH_3)^+$  de chaque molécule vient se fixer sur la surface, le reste de la molécule c'est à dire la chaîne grasse s'oriente perpendiculairement à la surface la recouvrant d'une pellicule organique homogène . Le film hydrophobe ainsi les surfaces métalliques normalement mouillables à l'eau

La propriété (film forming) des amines grasses leur confère donc la remarquable propriété d'isoler le métal des éléments corrosifs présents aux voisinages de la surface.

#### 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 pale
- Solubilité : soluble dans l'eau.
- Point solidification < 5°C



- pH 5.5 – 5.9
- Viscosité 250 CP0 20°C
- Point d'éclair > 100°C (méthode : ASTM D93)
- Masse volumique 1.10 – 1.40 g/cm<sup>3</sup> (25°C)

### C. Mode opératoire du placement des coupons

Même mode opératoire procédé lors du test à blanc sur le réseau dessalage au niveau de la station Z14 et les deux puits MD287 et ONMZ 201

#### VI.5.1.6 Préparation de la solution de traitement

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

#### VI.5.1.7 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 cinquième coupon comme une référence (IY 743 Test a blanc, XFO12 Test avec l'injection) dont son poids initiale est de IY 743 = 36,1019g Et XFO12=36,7030g) .

Mettre les cinq coupons de test blanc (IY 743, IY 737, IY 436, IY738 et IY741), les cinq coupons de test avec l'injection de l'inhibiteurs NORUST 720(XFO12, CU 972, CU977, CU 976, CU 970) 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 frotte jusqu'à leur séchage.

On répète Cette étapes 6à7 fois jusqu'à la disparition complète des produits de corrosion sur les surfaces

Ensuite les mettre dans l'étuve à 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



**Figure N° VI :11 :** *Traitement des coupons.*

#### VI.5.2 Mesure de corrosion corrdata

Les inhibiteurs de corrosion à base des amines grasses forment souvent les films organiques séparant ainsi le fluide de la paroi métallique.

Le traitement par les inhibiteurs se fait par l'injection continue dans le fluide à l'aide des pompes doseuses, afin de maintenir le film sur la surface interne des pipes.

### VI.5.2.1 Principe

La mesure de la corrosion CORRDATA est basée sur le principe de la résistance à la polarisation linéaire. C'est une mesure qui donne une réponse instantanée, elle a l'effet d'un coupon électrique.

Le CORRDATA c'est une méthode rapide recommandée pour le test d'un inhibiteur de corrosion au laboratoire.

L'unité CORRDATA se compose :

- 1 sonde à 2 électrode reliée à un RDC
- 1 RDC (corrater) Remonte Data Collector, c'est un système doté d'un microprocesseur programmable qui récupère les valeurs de corrosion 24h/24h.
- 1 Mate I ou II, c'est un équipement qui permet de configurer le RDC et le PC et de récupérer les paramètres et données, et les valeurs de corrosion.
- 1 PC dans lequel est installé le logiciel CORRDATA, qui reçoit les paramètres et les données de corrosion par l'intermédiaire du Mate I ou II par dumping et transformer les données en courbes de corrosion T en jour et corrosion en MPY, mm/an,  $\mu\text{m}/\text{an}$

Notre installation a été faite à la station Z14 où le CORRDATA est installé à l'entrée de la station amont filtre et en aval du point d'injection du produit inhibiteur

### VI.5.2.2. Evaluation de l'essai :

Vitesse de corrosion avant, pendant et après traitement à 20 PPM

Comportement de la courbe de corrosion pendant l'essai

Résistance du film après l'arrêt de l'injection.



**Figure N° VI.12: Mesure de corrosion par le CORRDATA.**

## *Chapitre VII.*

### *Résultats et discussion*

## VII.1 Introduction

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 et le CORRDATA (LPR). Ces résultats sont présentés sous forme de tableaux et graphes.

## VII.2 Calcul de la vitesse de corrosion

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

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

### VII.2.1 Test a blanc

**Tableau N° VII.1:** Résultats du test a blanc.

Puits	Z14 Amont	Z14 Aval	MD 287	ONMZ 201	coupons De Reference
Réf	<b>IY 737</b>	<b>IY 436</b>	<b>IY 738</b>	<b>IY 741</b>	<b>IY 743</b>
P. in	36,1327	36,2284	36,1998	36,1542	36,1019
P.fi	32,1225	34,1972	35,6935	35,4931	35,9897
$\Delta P$	4,0102	2,0312	0,5063	0,6611	0,1122
$\Delta P'$	3,9352	2,0215	0,5003	0,6342	---
T (j)	60 Jours	60 Jours	60 Jours	60 Jours	---
Vmicron /an	1903,5979	975,3981	241,3990	305,9988	---
V mpy	74,9448	38,4015	9,5039	12,0472	---
V mm /an	1,9036	0,9754	0,2414	0,3061	

## VI.2.2 Test avec l'injection de l'inhibiteur Norust 720

**Tableau N° VII.2 :** Résultats du test avec l'injection de l'inhibiteur NORUST 720

Puits	Z14 Amont	Z14 Aval	ONMZ 201	MD 287	coupons De Reference
Réf	<b>CU 976</b>	<b>CU 970</b>	<b>CU 977</b>	<b>CU 972</b>	XFO 12
P. in	36,1249	36,1925	36,0915	36,3813	36,7030
P.fi	30,9783	36,1115	36,0915	36,3813	36,6828
$\Delta P$	5,1466	0,081	0,0803	0,0837	0,0202
$\Delta P'$	5,1258	0,063	0,0617	0,0652	---
T (j)	71 jours	71 jours	71 jours	71 jours	---
Vmicron /an	2090,1685	25,5981	25,0977	26,4998	---
V mpy	82,2901	1,0078	0,9881	1,0433	---
Vmm /an	2.0901	0.0256	0.0251	0.0265	

**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

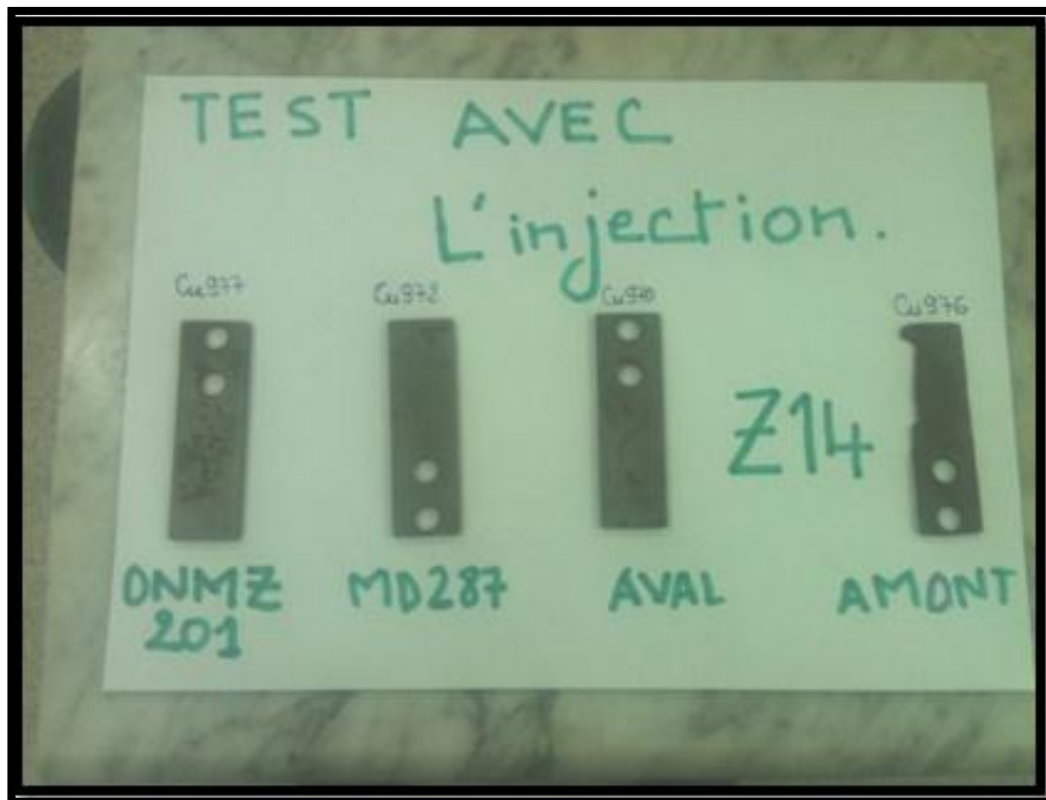
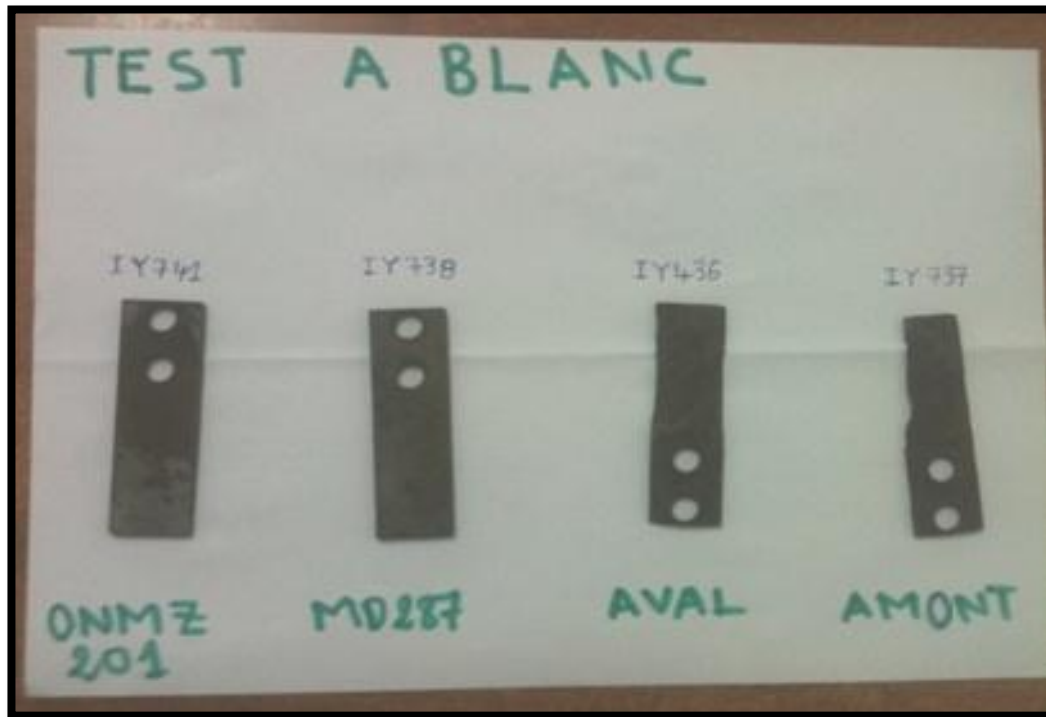
**Surface (cm<sup>2</sup>)** = 16.06 cm<sup>2</sup>

**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 N° VI.14 : coupons du test à blanc.*



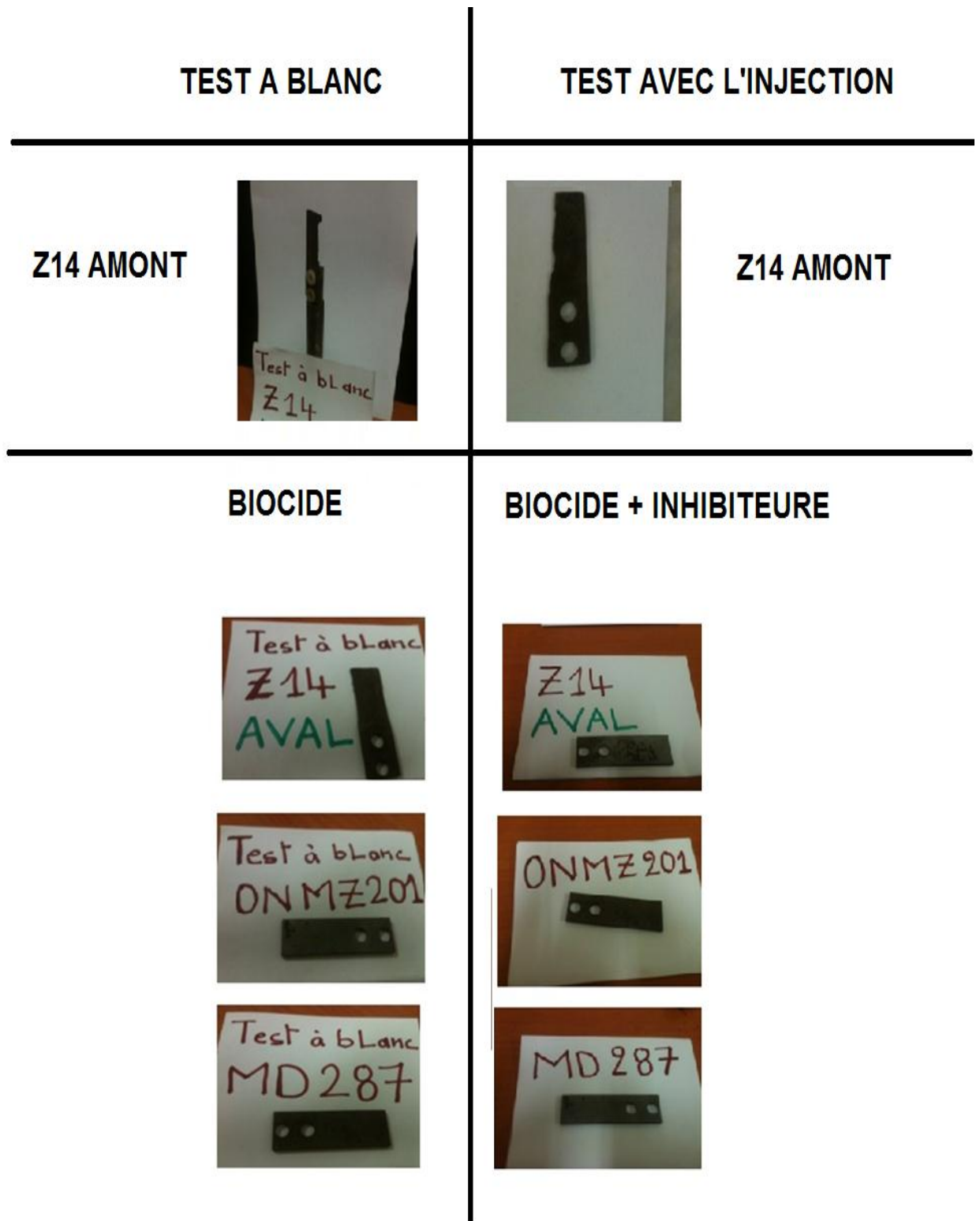


Figure N° VI.14 : Coupons du test.

**Remarque**

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.

**VI.2.3. Interprétation des résultats**

La présence dans le milieu de certaines bactéries en liaison avec des substances organiques bien précises peut augmenter localement la vitesse de corrosion de l'acier en provoquant une dépolarisation accrue des sites cathodique. Il s'agit principalement des bactéries sulfate- réductrices (BSR) qui se développent quand les conditions physico chimiques le permettent.

La prolifération de ces bactéries peut conduire à des sérieux problèmes de corrosion et elles causent fréquemment des taux de corrosion bien plus élevés que ceux basés sur les autres modes.

Ces taux sont habituellement compris entre 60 et 100 mpy.

Dans notre étude on remarque que la vitesse de corrosion calculée sur le coupon placé en amont du point d'injection du biocide à la station Z14 est très élevée par rapport au coupon placé en aval, ce qui indique que la vitesse de corrosion bactérienne est très importante dans le réseau, alors le traitement aussi par un biocide s'avère primordiale pour lutter contre la corrosion en générale.

Le coupon IY 737 placé en amont du point d'injection de produit a été corrodé par deux différents types de corrosion bactérienne et électrochimie

Par conséquent le coupon IY 436 placé en aval du point d'injection a été corrodé par la corrosion électrochimie. Dans le cas des deux coupons placés au niveau des puits producteurs

d'huile MD 287 et ONMZ 201 la vitesse de corrosion n'est pas aussi très élevée car le fluide traversant la pipe contient de la brute, et du gaz, ce qui déminé la tenue en eau dans le pipe.

VI.2.4 Comparaison entre les deux tests

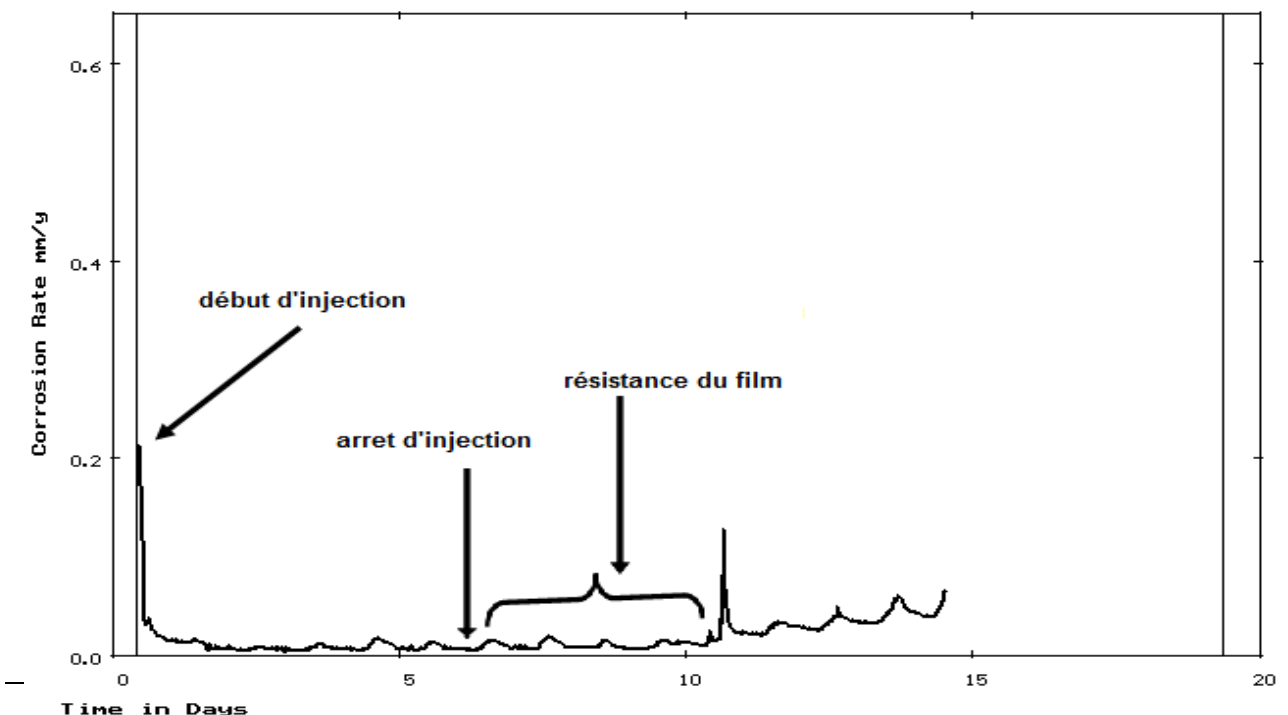
**Tableau N° VII.8:** Résultats de comparaison entre les deux tests.

	la vitesse de corrosion en millimètre par an	
	Test a blanc	Test avec l'injection
<b>Z14 amont</b>	✓ 1.9036	✓ 2.0901
<b>Z14 aval</b>	✓ 0.9754 ≈ 1	✓ 0.0256
<b>ONMZ 201</b>	0.2414	✓ 0.0251
<b>MD 287</b>	0.3061	✓ 0.0265

D'après les résultats obtenus lors de notre travail on Remarque que l'eau albien utilisée pour le dessalage est très corrosive, les vitesses de corrosions sont très élevées, et d'après les résultats obtenus sur les deux coupons placés au niveau du module de turbulence de la station Z14 on déduit que l'eau est très contaminée par les bactéries sulfato-réductrices (BSR).

Le traitement par un inhibiteur de corrosion et un biocide déminé remarquablement la vitesse de corrosion dans notre réseau.

VI.6.5 Resultats du test CORRDATA



**Figure N° VI.15 :** Courbe du test CORRDATA

D'après le graphe de l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de CORRDATA qui est basé sur la résistance à la polarisation linière, on remarque que la vitesse de corrosion a remarquablement diminué (de 0.19 mm/an à 0.010 mm/an) dès le démarrage de l'injection de l'inhibiteur, ce qui explique la force d'interaction de l'inhibiteur avec la surface du métal, qui résulte de l'absorption des molécules sur la surface pour former un film protecteur qui est stable pendant les sept (07) jours de l'injection.

Après l'arrêt de l'injection de l'inhibiteur on remarque que la vitesse de corrosion est restée stable pendant quatre (04) jours, ce qui prouve que le film est très résistant, le phénomène de dé filmage a commencé qu'après quatre jours de l'arrêt du traitement.



*Conclusion  
générale*

## **Conclusion générale**

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

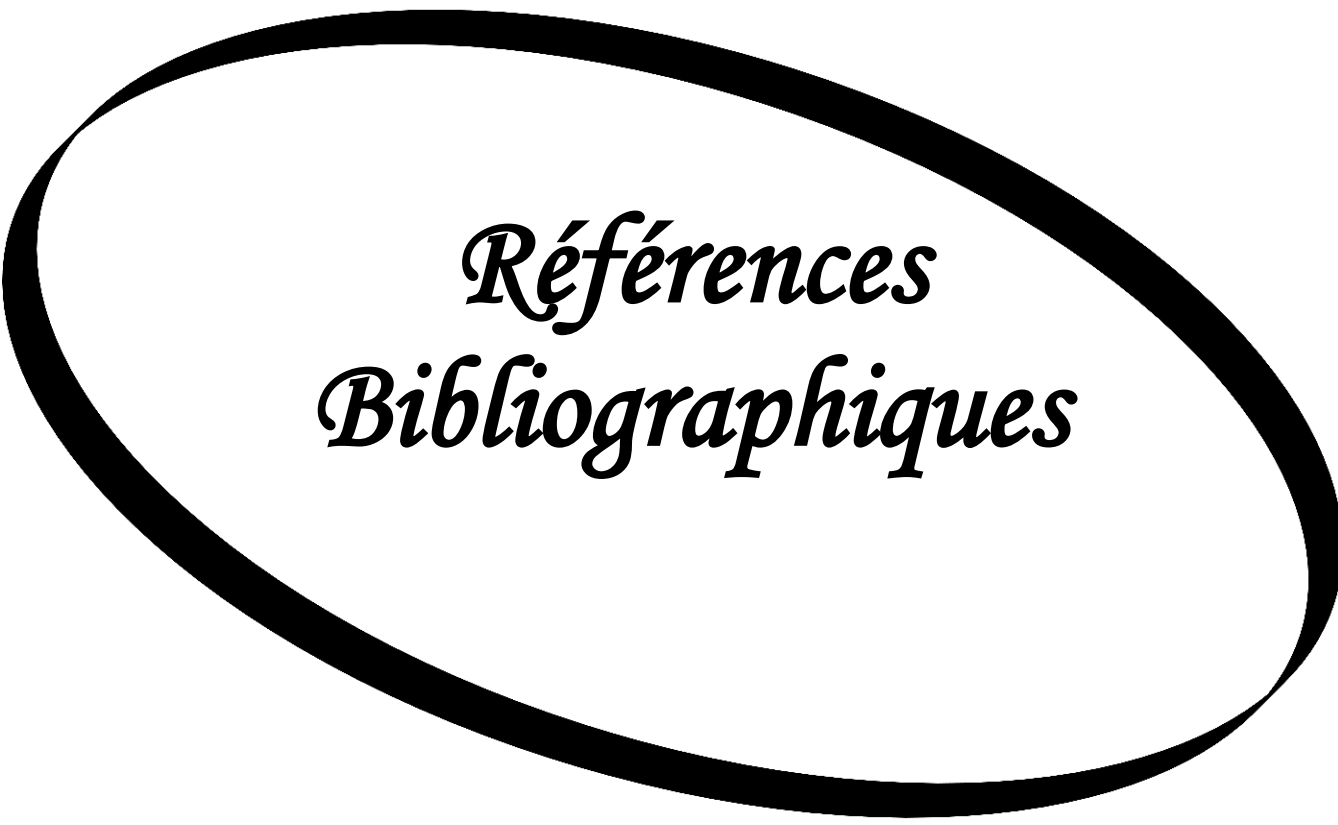
Tout d'abord nous avons étudié la vitesse de corrosion du fluide sur l'acier sans aucune protection préalable par l'inhibiteur de corrosion ou traitement par un biocide pour déterminer la corrosion due à la bactérie

Par ailleurs nous avons étudié également l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion sur le même réseau, et pour réaliser cette étude nous avons utilisé la méthode de perte de poids sur les coupons, les résultats obtenus montrent que la vitesse de corrosion diminue dans les deux réseaux (collecte et dessalage)

Enfin pour étudier la résistance du film formé sur la paroi de la pipe on a utilisé la méthode CORRDATA qui est basée sur la résistance de polarisation linéaire (LPR).

Alors on conclut que l'inhibiteur de corrosion NORUST 720 présente une bonne protection contre la corrosion en formant un film protecteur sur les parois des pipes très résistant.

Enfin, je voudrai remercier d'avance l'honorable jury qui aura à apprécier ce travail et j'accepte sans réserve toutes les remarques ou suggestions nécessaires à l'enrichissement de cette étude.



*Références  
Bibliographiques*

- [1] H. UHLIG, Corrosion et protection, J. VOELTLEL, DUNOD, Paris, 1970.
- [2] BOUDIEB Naïma. (2008). Evaluation des performances des peintures par des techniques électrochimiques. Mémoire de Magister. Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [3] BOUDIEB Naïma. (2008). Evaluation des performances des peintures par des techniques électrochimiques. Mémoire de Magister. Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [4] La corrosion tome I et tome II.  
Centre de perfectionnement de l'entreprise.
- [5] Jau- Jacques LAMOUREUX.  
PRECIS de corrosion.  
Edition Beauchemin MASSON. 1980.
- [6] Fondement de la corrosion 1<sup>er</sup> et 2<sup>eme</sup> partie.  
Centre de perfectionnement de l'entreprise septembre 1992.
- [7] KHOUKHI FAIZA. (2008). Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz). Mémoire de Magister. Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [8] BENSABRA HAKIM . (2016). Cours deCorrosion etProtectiondesMétaux .
- [9] *A Short introduction to corrosion and its control, corrosion in the metals and its prevention, National Corrosion Service, NPL, 2003.*





*Résumé*

## 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 Norust720 de la firme CECA destiné à la protection des canalisations.

Nous avons utilisé deux méthodes: la perte de poids sur les coupons ainsi que CORRDATA (LPR). Les résultats obtenus montrent que la vitesse de corrosion diminue dans les deux réseaux collecte et dessalage après traitement.

**Mots clés** : corrosion interne, inhibiteur Norust720, biocide, coupons, système CORRDATA

### **ملخص**

يستهلك التآكل ملايين الدولارات سنوياً لشركات النفط. جزء كبير من هذه النفقات يرجع إلى استبدال معدات الصلب. تهدف هذه الدراسة إلى فهم ظاهرة التآكل الداخلي لخطوط الأنابيب في حقل حاسي مسعود. كما يتضمن دراسة فعالية مثبط التآكل Norust720 من CECA لحماية خطوط الأنابيب. استخدمنا طريقتين: فقدان الوزن على القسائم وكذلك CORRDATA (LPR) تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن معدل التآكل ينخفض في شبكتي التجميع والتحلية بعد المعالجة. الكلمات المفتاحية: تآكل داخلي ، مثبط NORUST 720 ، مبيد بيولوجي ، كوبونات ، نظام CORRDATA