

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*  
**Département de forage et mécanique de chantier pétrolière**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**  
**Option: Mécanique de chantier pétrolière**

Présenté Par :

**BOUTELDJA MALIKA**

**-THEME-**

---

# **CONTRIBUTION À L'ETUDE DE L'UTILISATION DES INHIBITEURS DANS LA LUTTE CONTRE LA CORROSION**

---

Soutenue le : 24 / 05 / 2016 Devant la commission d'examen

Jury :

**Présidente**  
**Rapporteur**  
**Examineur**

**BOUHADDA Mebarka**  
**CHETTI Djamel Eddine**  
**CHUICHA SAMIRA**

**Univ. K. M. Ouargla**  
**Univ. K. M. Ouargla**  
**Univ. K. M. Ouargla**

**Ouargla Promotion 2016**



## REMERCIEMENTS

Tout d'abord je tiens à remercier

Mon encadreur Monsieur CHETTI Djamel Eddine pour les efforts qu'il a déployés pour que ce modeste travail voie le jour.

Je tiens aussi à remercier tous les professeurs des hydrocarbures qui ont contribué à ma formation durant la période de mes études universitaires.

Mes sincères expressions s'adressent à tous les collègues de la promotion 2011/2016.

D'autre part, je remercie du fond du cœur toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.



# Dédicace

*Je rends grâce à dieu et dédie ce modeste travail à  
tous ce qui sont proches spécialement ;*

*A ma mère qui m'a éclairée mon chemin et qui m'a  
encouragée et soutenue ainsi*

*A mon père qui m'a offert tout ce que dont j'avais  
besoin toute au long de mes études*

*A toute ma famille.*

*A mes sœurs : Imen, Khaldia, Bouchra*

*A mon frère : Mohamed*

*A mes amis intimes.*

*A tout mes amis (es) sans exception.*

*A tous les perssone qui ont m'aide de prés ou de loin*

*Abdel hamid K, Amine B.*

**MALIKA**

## *Liste des Symboles*

**BSR** : Bactérie Sulfate Réductrice.

**P<sub>in</sub>** : Le poids initial des coupons

**P<sub>fi</sub>** : Le poids final des coupons

**ΔP** : P<sub>in</sub> - P<sub>fi</sub>

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

**mpy** : milli pouce par an

**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

**RDC** : Remote Data Collector

**ppm** : partie par million (10<sup>-6</sup>)

**ER** : Electrique Resistance

## Liste des Figures

<i>Figure I.1 :</i>	<i>Corrosion uniforme d'une chicane en acier dans un échangeur</i>	<i>03</i>
<i>Figure I.2.</i>	<i>Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier Inoxydable austénitique Cr18-Ni10</i>	<i>04</i>
<i>Figure I.2.a</i>	<i>Schéma du processus de corrosion par piqûres (amorçage)</i>	<i>05</i>
<i>Figure I.2.b</i>	<i>Schéma du processus de corrosion par piqûres (propagation)</i>	<i>05</i>
<i>Figure I.3.</i>	<i>Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint</i>	<i>06</i>
<i>Figure I.4.</i>	<i>Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre</i>	<i>06</i>
<i>Figure I.4.a</i>	<i>Schéma du processus de corrosion galvanique</i>	<i>07</i>
<i>Figure I.5.</i>	<i>Corrosion sous contrainte : Corrosion sous tension dans une structure soudée d'acier allié (efforts induits par la soudure).</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.6.</i>	<i>Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.7.</i>	<i>Corrosion bactérienne</i>	<i>13</i>
<i>Figure I.8.</i>	<i>Schéma présentant la corrosion dans des conditions anaérobies provoquées par des bacilles du genre Desulfovibrio</i>	<i>13</i>
<i>Figure I.9.</i>	<i>Corrosion chimique: Cuivre et acier noir dans une installation</i>	<i>14</i>
<i>Figure I.10.</i>	<i>Corrosion électrochimique</i>	<i>14</i>
<i>Figure II.1 :</i>	<i>Prévention par la forme du récipient. (a) : mauvais. (b) : correct</i>	<i>18</i>
<i>Figure II.2 :</i>	<i>Protection contre la corrosion galvanique</i>	<i>20</i>
<i>Figure II.3 :</i>	<i>Protection par revêtement métallique et organique</i>	<i>24</i>
<i>Figure II.4 :</i>	<i>Diminution des risques de corrosion-érosion et de corrosion-cavitation</i>	<i>24</i>

<i>Figure II.5: Réduction des contraintes locales dans une tête de vis</i>	25
<i>Figure II.6 Protection cathodique par anode galvanique</i>	26
<i>Figure II.7. Protection cathodique par courant imposé</i>	26
<i>Figure II.8. Métal au contact d'un milieu agressif</i>	27
<i>Figure III.1. Situation géographique du champ de Hassi Messoud</i>	31
<i>Figure III.2. Situation géologique du champ Hassi Messaoud HMD</i>	31
<i>Figure IV.1. La corrosion interne</i>	33
<i>Figure IV.2. graphe des fuites (2011-2015)</i>	36
<i>Figure IV.3. Station de traitement CINA</i>	40
<i>Figure IV.4. Station de traitement Z14</i>	40
<i>Figure IV.5. Schéma de la station du traitement</i>	41
<i>Figure IV.6. Les puits ONMZ201 et MD287</i>	43
<i>Figure IV.7. Position du coupon sur la pipe</i>	46
<i>Figure IV.8. Placement des coupons</i>	47
<i>Figure IV.9. Traitement des coupons</i>	51
<i>Figure IV.10. La mesure de corrosion par le CORRDATA</i>	53
<i>Figure IV.11. les coupons du test à blanc</i>	56
<i>Figure IV.12. Les coupons du test avec l'injection</i>	56
<i>Figure IV.13. Les coupons du test</i>	57
<i>Figure IV.14. La courbe du test CORRDATA</i>	59

## *Liste des Tableaux*

<i>Tableau I.1 : Principaux facteurs de corrosion</i>	<i>15</i>
<i>Tableau IV.1 : composition et propriétés des aciers au carbone de la spécification API 5l (acier pour pipeline)</i>	<i>35</i>
<i>Tableau IV.2. Les fuites d'hydrocarbure sur les réseaux des pipes et des bacs de stockage</i>	<i>36</i>
<i>Tableau IV.3 : Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien</i>	<i>36</i>
<i>Tableau IV.4. Les consommations journalières en eau de dessalages et le maintien de pression</i>	<i>38</i>
<i>Tableau IV.5 : Les Compositions chimique de l'eau utilisée</i>	<i>39</i>
<i>Tableau IV.6. Résultats du test à blanc</i>	<i>54</i>
<i>Tableau IV.7. Résultats du test avec l'injection de l'inhibiteur Norust 720</i>	<i>55</i>
<i>Tableau IV.8. Résultats de comparaison entre les deux tests</i>	<i>59</i>

# Sommaire

	<b>Pages</b>
Remerciement	
Dédicace	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Sommaire	
Introduction Général	
<b>Chapitre I : Généralité sur la corrosion</b>	
I.1. Définition	03
I.2. Quelques formes de corrosion	03
I.2.1. Corrosion généralisée	03
I.2.2. Corrosion localisée	03
I.2.3. Corrosion par piqûres	04
I.2.4. Corrosion caverneuse	05
I.2.5. Corrosion galvanique (bimétallique)	06
I.2.6. Corrosion sous contrainte	07
I.2.7. Corrosion intergranulaire	08
I.3. Les différents types de corrosion	09
I.3.1. La corrosion électrochimique	09
I.3.2. Corrosion Microbienne	11
I.3.3. Corrosion chimique	13
I.4. Les facteurs de la corrosion	14
I.4.1. Effet de la température	15
I.4.2. Effet de l'acidité	15
I.4.3. Régime hydrodynamique	15
I.4.4. La salinité	16
<b>Chapitre II : Protection et lutte contre la corrosion</b>	
II.1. Généralités	18
II.2. La prévention par une forme adaptée de pièce	18



II.2.1	Elimination des zones humides	18
II.2.2	Réduction de l'effet d'érosion du fluide dans la canalisation	19
II.3	Remède au couplage galvanique	19
II.3.1	Utilisation des joints isolants	19
II.3.2	Utilisation des pièces échangeables	20
II.4	La protection par revêtement métallique ou organique	21
II.4.1	Le Décapage	21
II.4.2	Protection par revêtement métallique	22
II.4.3	Protection par revêtement organique (non métallique)	22
II.5	Corrosion-érosion et corrosion-cavitation	24
II.6	Corrosion sous contrainte	25
II.7	Protection cathodique	25
II.7.1	Principe de la protection cathodique	25
II.7.2	Protection cathodique par courant imposé	26
II.7.3	Protection cathodique par anode galvanique (sacrificielle)	26
II.8	Les inhibiteurs de corrosion	27
II.8.1	Introduction	27
II.8.2	Définition	27
II.8.3	Domaines d'utilisations	28
II.8.4	Types d'inhibiteurs	28

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

III.1.	Situation géographique	30
III.2.	Situation géologique	30

### **CHAPITRE IV : Etude Expérimental**

IV.1.	Introduction	33
IV.2.	Réseau collecte du champ HMD	34
IV.2.1.	Caractéristiques des pipelines	35
IV.2.2	Fuites d'hydrocarbures sur le réseau de pipes et des bacs de stockage	36
IV.3.	Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien	36
IV.4.	Mode De Traitement	37
IV.4.1.	mode de traitement par les inhibiteurs	37

IV.4.2. Les stations du traitement chimique	37
IV.5. Méthode pour la mesure de la corrosion	42
IV.5.1. Mesure De La Corrosion Par Coupon	42
IV.5.2. La mesure de corrosion CORRDATA	52
IV.6 Résultats et discussion	54
IV.6.1. calcul de la vitesse de corrosion	54
IV.6.2. Test avec l'injection de l'inhibiteur Norust 720	54
IV.6.3. Interprétation des résultats	55
IV.6.4. Comparaison entre les deux tests	58
IV.6.5. Résultats du test CORRDATA	59
Conclusion générale	
Recommandations	
Références bibliographiques	



# *INTRODUCTION*

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<sub>2</sub> 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 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 travail commence par une introduction générale.
- La première partie contient trois chapitres :
  - Le premier chapitre est consacré à une revue bibliographique qui devrait permettre de faire le point sur les notions générales de corrosion
  - Le deuxième chapitre représente les méthodes de protection contre la corrosion.
  - Le troisième chapitre présente la région d'étude (Champs HMD)
- La deuxième partie contient deux parties :
  - La première partie présente les méthodes et procédures expérimentales.
  - La deuxième partie regroupe les résultats expérimentaux et les discussions.
- Une conclusion générale clôture notre étude.



## CHAPITRE I

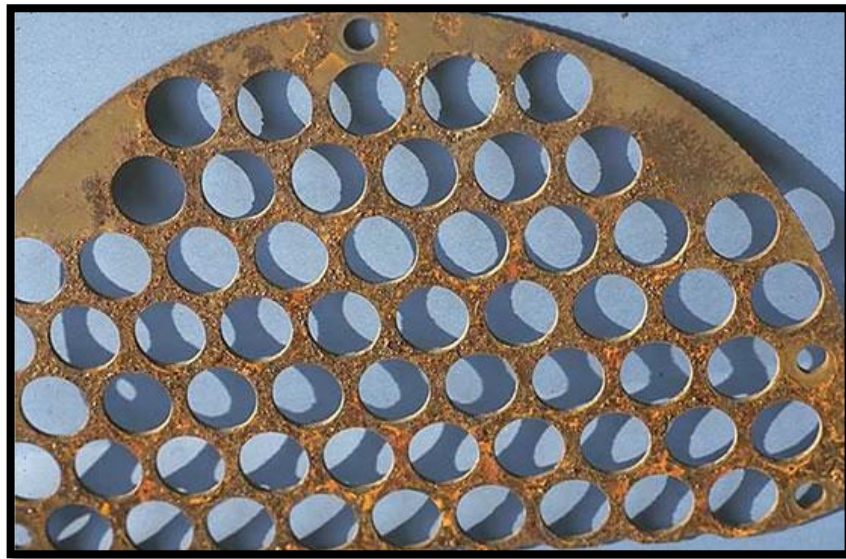
# Généralité sur la corrosion

**I.1. Définition :** 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].

## I.2. Quelques formes de corrosion :

Il existe plusieurs formes de corrosion

**I.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]



*Figure I.1. Corrosion uniforme d'une chicane en acier dans un échangeur*

## I.2.2 Corrosion localisée :

Cette forme de corrosion représente un phénomène particulièrement dangereux puisque les produits de la corrosion ne sont pas nécessairement visibles et de plus, la perte de poids n'est pas toujours appréciable.

### I.2.3. Corrosion par piqûres :

La corrosion par piqûres est caractérisée par une attaque très localisée en certains points de la surface et provoque des piqûres. Cette forme de corrosion est produite par certains anions, notamment les chlorures, sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince. La corrosion par piqûres affecte en particulier les métaux ou les alliages passivés (aciers inoxydables, les alliages d'aluminium, etc.). Selon le schéma de la (Fig. I.2), ce type de corrosion comprend au moins deux étapes :

- ◆ L'amorçage (Fig. I.2.a) qui se produit lors de la rupture locale de la passivité
- ◆ La croissance ou propagation (Fig. I.2.b).



*Fig. I.2. Corrosion par piqûres sur la paroi d'une cuve en acier Inoxydable austénitique Cr18-Ni10*

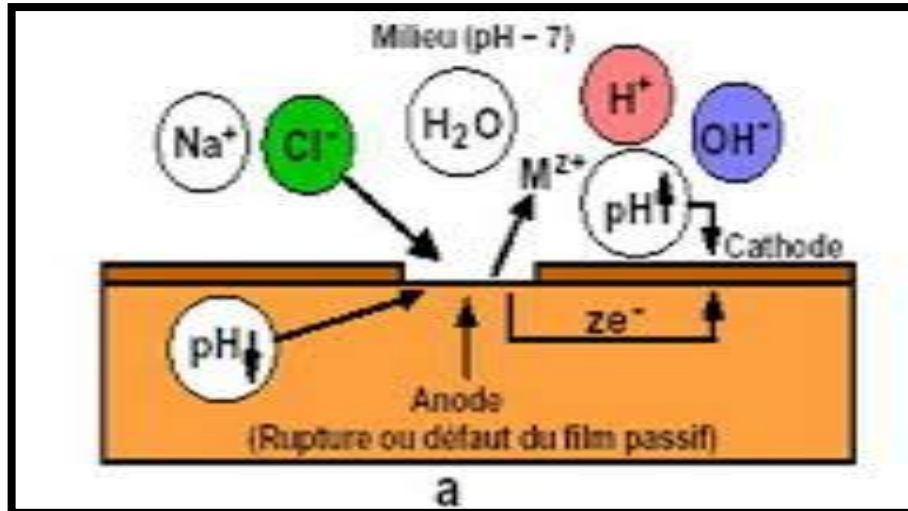


Fig. I.2.a. Schéma du processus de corrosion par piqûres (amorçage)

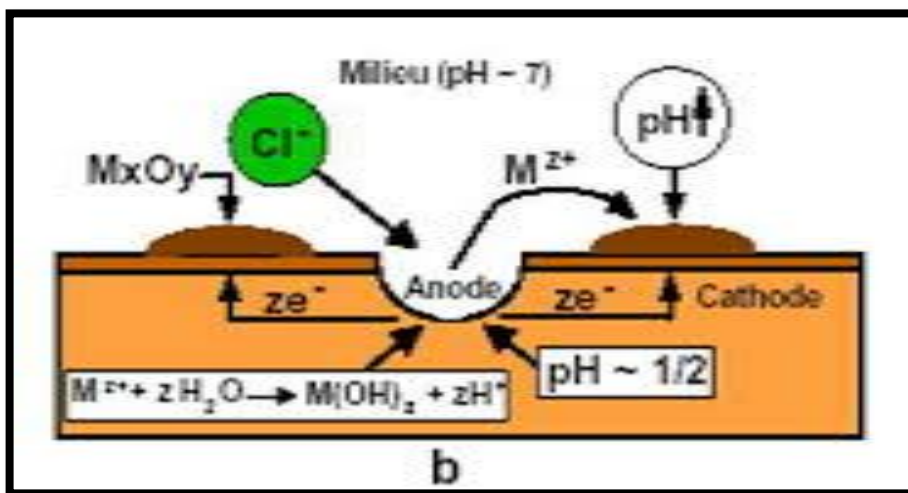


Fig. I.2.b. Schéma du processus de corrosion par piqûres (propagation)

#### I.2.4. Corrosion caverneuse :

Ce type de corrosion est généralement associé à la présence de petits volumes de solution stagnants dans les trous, sous les dépôts, à l'interface des brides et joints, à l'interface d'un objet tombé dans le fond d'un récipient, etc. C'est une attaque électrochimique par "aération différentielle" qui se prolonge par une ou des réactions secondaires (fig. I. 3).





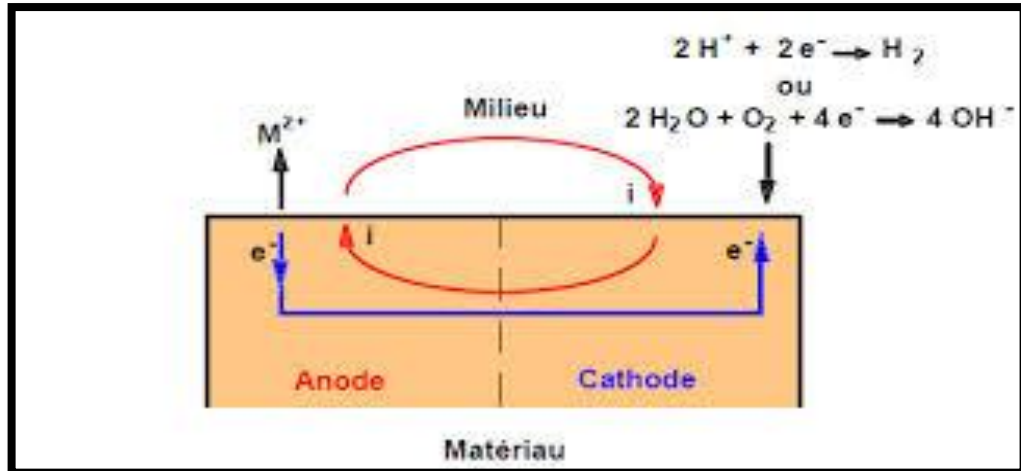
*Fig. I.3. Corrosion cavernuse d'un acier allié sous un joint*

### I.2.5. Corrosion galvanique (bimétallique) :

Ce type de corrosion résulte du couplage électrique de deux métaux différents et immergés dans la même solution. Le moins noble (l'anode) se corrode et le plus noble (la cathode) est protégé. Elle résulte de la formation d'une pile électrochimique (**fig. I.4.a**).



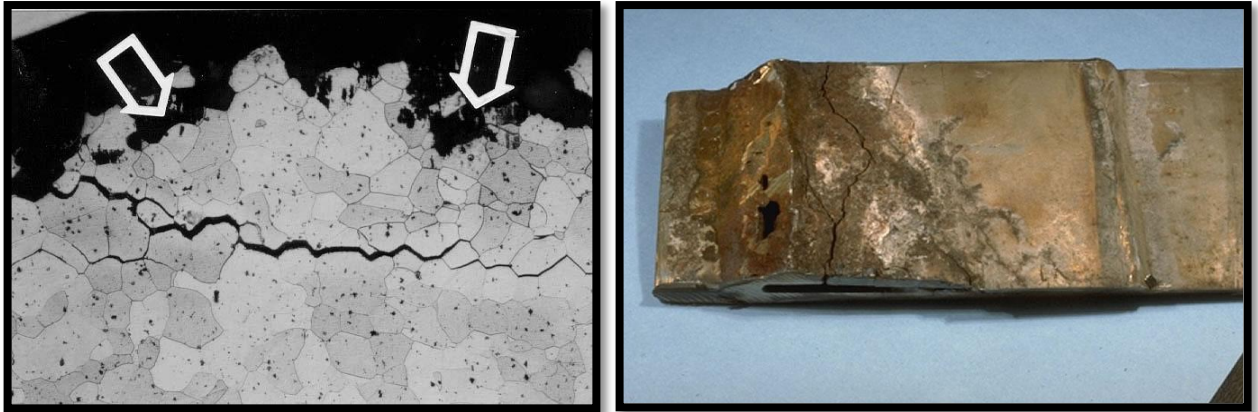
*Fig. I.4. Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre*



*Fig. I.4.a Schéma du processus de corrosion galvanique*

### I.2.6. Corrosion sous contrainte :

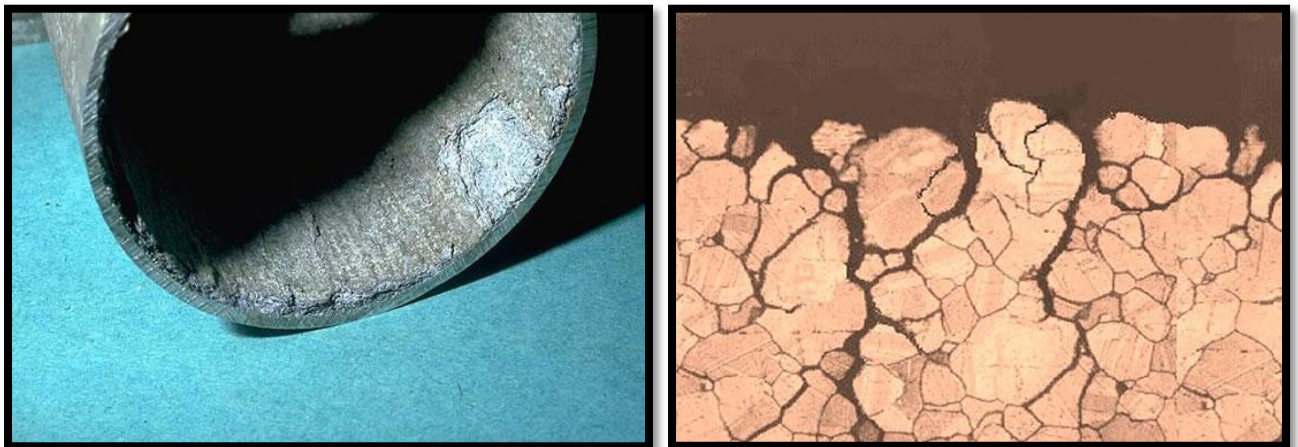
La corrosion sous contrainte résulte de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique (résiduelle ou appliquée), et d'un milieu agressif vis-à-vis du matériau, chacun de ces facteurs pris séparément n'étant pas susceptible à lui seul d'endommager la structure. Ce type de corrosion, particulièrement sournois et dangereux pour les installations, se caractérise par l'apparition de fissures intergranulaires ou transgranulaires dont la direction générale de propagation est perpendiculaire à la plus grande contrainte. Cette dernière peut être d'origine résiduelle (cintrage, écrouissage, laminage à froid...), d'origine thermique (dilatation, variation de pression), ou inhérente à la fonction de l'installation (câbles de ponts suspendus, structures de soutènement, etc.) (**Fig. I.5**).



*Fig. I. 5. Corrosion sous contrainte : Corrosion sous tension dans une structure soudée d'acier allié (efforts induits par la soudure).*

### **I.2.7. Corrosion intergranulaire :**

Dans certaines conditions, les joints de grains sont le siège d'une corrosion localisée très importante alors que le reste du matériau n'est pas attaqué. L'alliage se désagrège et perd toutes ses propriétés mécaniques. Ce type de corrosion peut être dû soit à la présence d'impuretés dans le joint, soit à l'enrichissement (ou l'appauvrissement) local en l'un des constituants (**Fig. I. 6**).



*Fig.I. 6 Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau*

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

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

#### I.3.1. La 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]

##### I.3.1.1.. La corrosion en milieu aqueux:

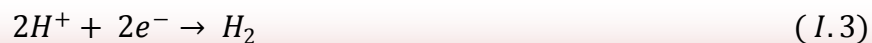
Le mécanisme de la corrosion par l'eau se résume à une action d'oxydoréduction représentée par les équations suivantes :

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.

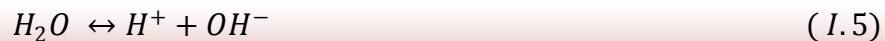


Cette réaction qui est lente en milieu aqueux neutre ou basique devient rapide en milieu acide, et peut être accéléré par l'oxygène dissous suivant une réaction de dépolarisation qui est la suivante :

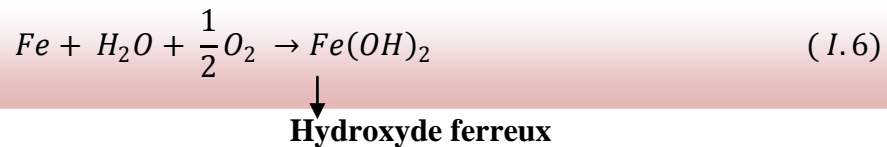


Dans cette réaction l'oxygène dissout réagit avec l'hydrogène absorbé à la surface du Fer, si on tient compte de la réaction de dissociation de l'eau, on obtient la réaction globale en milieu aqueux:

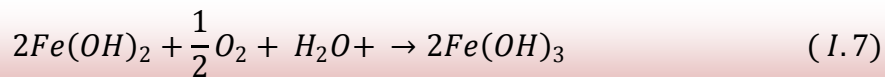
❑ Réaction de dissociation de l'eau :



❑ Réaction global:



L'hydroxyde ferreux forme une barrière de diffusion à l'interface métal - solution. Le  $Fe(OH)_2$  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**



$Fe_2O_3$  est de couleur orange brun (rouille), dont la forme minérale est l'hématite. C'est un oxyde paramagnétique 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. [5]

### I.3.2. Corrosion Microbienne

#### I.3.2.1. Définition des bactéries sulfato-réductrices :

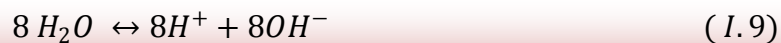
Ce sont des bactéries anaérobies, elles utilisent les sulfates comme accepteur terminal d'électrons. Ces bactéries réalisent le couplage de l'oxydation d'un substrat organique donneur d'électron avec réduction des sulfates en sulfure. Elles sont souvent rencontrées dans la plupart des eaux de fonds, leur dimension est de  $0.4\mu$  à  $0.6\mu$  de largeur, de  $1.5\mu$  à  $3\mu$  de longueur, ce qui explique leur passage à travers les filtres à sable.

Malgré l'anaérobiose des bactéries sulfato-réductrices, elles ont les possibilités de survivre en présence d'oxygène libre. la zone de pH qui est la plus favorable à leur prolifération est située entre 5.5 et 9.5. la température optimale de croissance est variable d'une souche à l'autre.

En générale une modification brusque du milieu qui leur est favorable arrête leur développement. Au contraire des variations progressives de la température, du pH ou de la salinité permettent leur adaptation.

#### I.3.2.2. Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfato-réductrices :

- ionisation d'eau:



- corrosion anodique de fer:

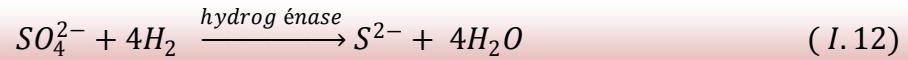


- Formation d'hydrogène à la cathode :

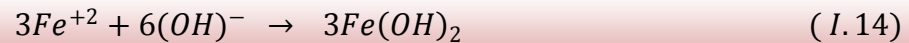




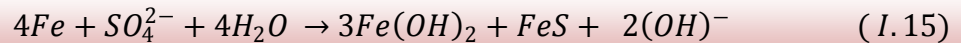
- Absorption d'hydrogène par la cathode :



- Réaction anodique secondaire:



- Equation bilan:



Le mécanisme de la corrosion le plus important est la dépolarisation de la cathode par les bactéries consommatrices d'hydrogène telles que les BSR. Cette consommation fait appel à un enzyme, l'hydrogénase servant de catalyseur biologique et qui, permet aux bactéries d'extraire l'énergie de la corrosion au profit de leur métabolisme.

La corrosion par les bactéries sulfato-réductrices peut présenter deux aspects :

Augmentation de la corrosion électrochimique par consommation de l'hydrogène formé.  
Corrosion par hydrogène sulfuré.

Ceci a pour conséquence soit une corrosion localisée par piqûres, soit la production de H<sub>2</sub>S qui formera des dépôts de sulfure de Fer (FeS).

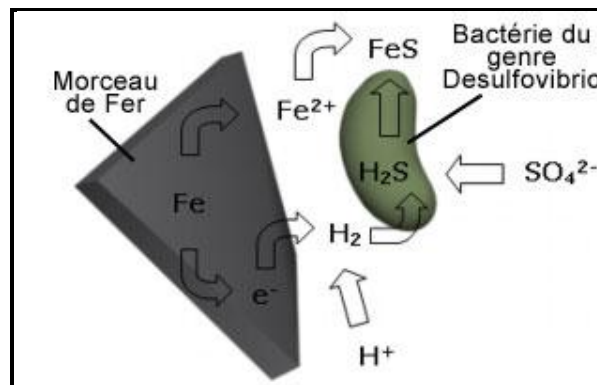
C'est ainsi que le colmatage de la formation sera donc provoqué non seulement par le volume des cellules, mais surtout par les produits de la corrosion. [6,7]



Aux niveaux de station Z14

aux niveaux de station w1c

Fig. I.7. Corrosion bactérienne

Fig. I.8. Schéma présentant la corrosion dans des conditions anaérobies provoquées par des bacilles du genre *Desulfovibrio*

### I.3.3. Corrosion chimique :

Il s'agit d'une réaction purement chimique entre la surface d'un matériau et un gaz ou un liquide non électrolyte. Par exemple, l'oxydation de l'acier ordinaire à haute température par l'oxygène de l'air est une corrosion chimique.





Fig. I.9. Corrosion chimique: Cuivre et acier noir dans une installation

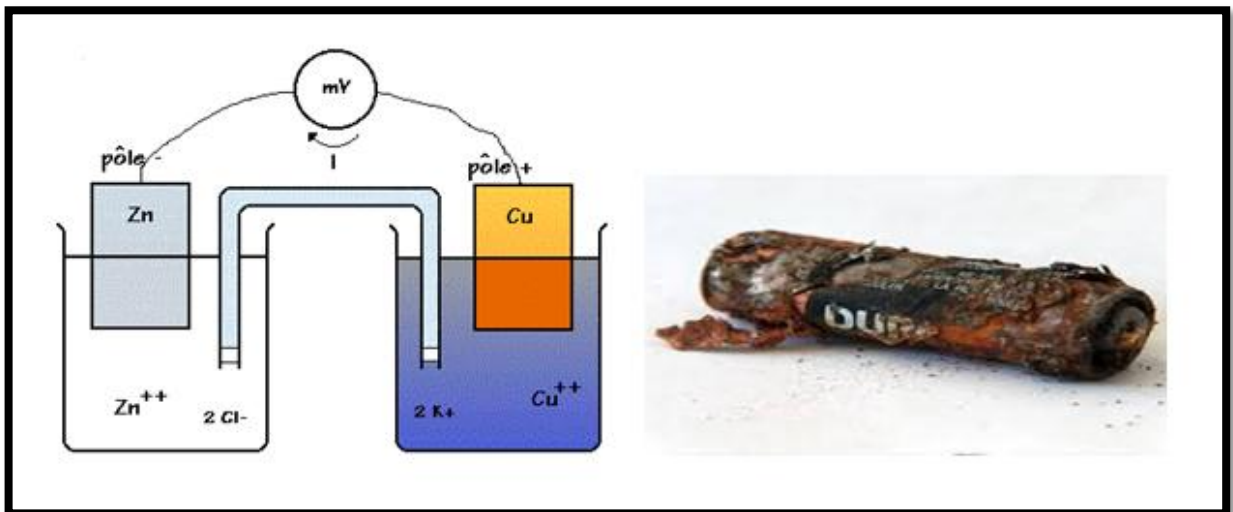


Fig. I.10. Corrosion électrochimique

#### I.4. Les facteurs de la corrosion :

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

Tableau I.1 : Principaux facteurs de corrosion.

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

La vitesse de corrosion d'un métal dans un milieu corrosif dépend à la fois des caractéristiques de ces deux paramètres.

La **température** et le **pH** ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO<sub>2</sub> [8]

#### I.4.1 Effet de la température:

Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport. L'importance de son influence diffère cependant en fonction du milieu corrosif dans lequel se trouve le matériau [9].

#### I.4.2 Effet de l'acidité :

La susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifie les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu [9].

#### I.4.3 Régime hydrodynamique :

Le transport des réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte est de nature à modifier la cinétique des réactions électrochimiques en changeant la concentration des espèces

et donc le potentiel d'équilibre. Les conditions hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire [9].

#### **I.4.4 La salinité :**

Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires, d'une part, leur concentration locale induit une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux [7].



## CHAPITRE II

# *Protection et lutte contre la corrosion*

## II.1 Généralités :

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 protection contre la corrosion comprend les méthodes suivantes :

- La prévention par une forme adaptée de pièce
- La protection par revêtement métallique ou organique (non métallique)
- La protection par électrochimie (protection cathodique)
- Protection cathodique
- La protection par les inhibiteurs de corrosion

## II.2 La prévention par une forme adaptée de pièce :

Le fait de prévoir une forme particulière pour un objet ; permet de réduire, voire éliminer les risques de corrosion éventuels.

### II.2.1 Elimination des zones humides

De façon général la corrosion atmosphérique ne se produit qu'en présence d'humidité , cela dit en prévoyant un drainage plus ou moins parfait , on évite une accumulation d'humidité d'où le risque de corrosion. (Figure III.1).



*Figure II.1 : Prévention par la forme du récipient. (a) : mauvais. (b) : correct.*

Cet aspect est particulièrement important en génie civil et en architecture, où des éléments métalliques sont périodiquement exposés aux eaux de pluie.

Dans certains cas, une bonne aération suffit à éviter les phénomènes de condensation. Par exemple, la corrosion des carrosseries d'automobiles commence souvent aux portières en se développant de l'intérieur, où l'humidité s'accumule, vers l'extérieur. Des trous d'aération évitent alors cette accumulation et diminuent ainsi le risque de corrosion.

### **II.2.2 Réduction de l'effet d'érosion du fluide dans la canalisation :**

En général les canalisations utilisées dans le transport des hydrocarbures admettent un revêtement interne, permettant de protéger la conduite contre toute forme de corrosion interne. Sachant que ce revêtement est le seul moyen prévu à cet effet, il est important de le sauvegarder le plus longtemps possible.

Or dans les changements brusques, au niveau des coudes, il se produit une abrasion pouvant emporter ce revêtement, mettant ainsi la surface intérieure de la conduite à nue. Pour éviter ce phénomène il est important d'éviter les coudes à angle droit, au profit d'une forme atténuant l'effet d'abrasion, permettant ainsi de réduire l'effet d'érosion. [6]

### **II.3 Remède au couplage galvanique :**

On a vu dans le chapitre précédent qu'une corrosion peut naître suite à un assemblage de métaux différents, à cause de leurs différences de potentiels.

Pourtant parfois dans l'industrie, pour des raisons de conception, l'on est dans l'obligation d'assembler des pièces de matériaux différents, par exemple c'est le cas des branchements des abonnées (conduite en cuivre) sur les réseaux de distribution de gaz (conduite en acier). Cela conduit les concepteurs à prévoir des solutions pour éviter la dégradation du métal le moins noble en utilisant soit un joint isolant ou une pièce de rechange. [6]

#### **II.3.1 Utilisation des joints isolants :**

Dans un couplage galvanique, on distingue une zone anodique (faible potentiel) et une zone cathodique, par conséquent une circulation de courant électrique conduisant à la dégradation d'une des pièces. Pour protéger cette pièce il est nécessaire d'intercaler à la jonction bimétallique

(entre les deux pièces) un raccord isolant, organe dont le rôle est de couper le circuit électrique et d'empêcher toute circulation de courant.

On distingue dans l'industrie deux types de raccord isolant à savoir :

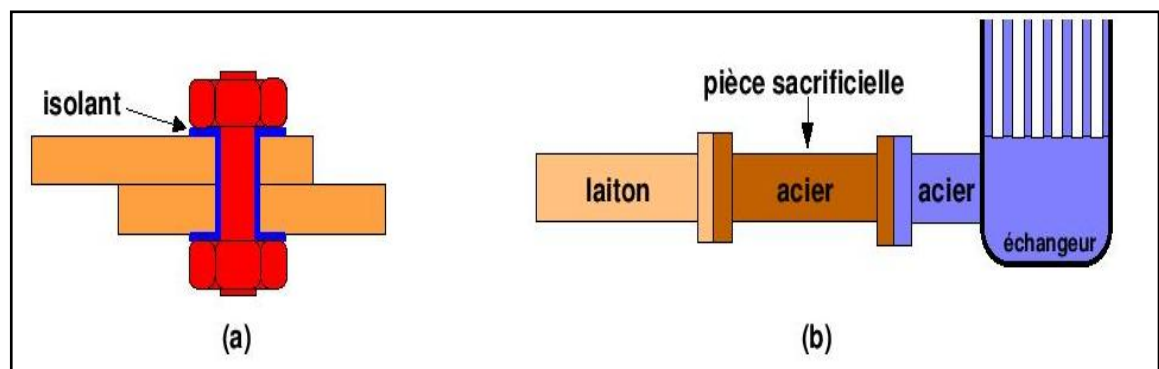
- Joint isolant à bride
- Joint isolant monobloc

Ses raccords isolants sont aussi utilisés dans l'industrie du transport du gaz pour isoler les postes de livraison au reste du réseau et pour isoler les conduites principales des conduites secondaires lors des soutirages ou injections de gaz.

### II.3.2 Utilisation des pièces échangeables :

Dans ce procédé, il n'est pas question d'isolation électrique, mais on utilise une pièce échangeable que l'on sacrifie au profit de l'équipement qui devrait se corroder.

Par exemple dans l'industrie chimique on a parfois des réacteurs en acier soudés à des conduites en cuivre, ainsi pour éviter la destruction du réacteur on utilise une pièce échangeable en acier qu'on intercale entre la conduite en cuivre et le réacteur. Ainsi c'est la pièce de rechange qui joue le rôle d'anode donc qui se corrode.



**Figure II.2 :** Protection contre la corrosion galvanique

(a) : isolation électrique, (b) : pièce sacrificielle.

## **II.4 La protection par revêtement métallique ou organique :**

Il s'agit de la protection passive. En effet elle est constituée par le revêtement extérieur, dont le rôle est de créer un effet de barrière électrique entre le métal des canalisations et le milieu environnant. Ce revêtement ne constitue cependant pas une protection absolue et définitive en raison des imperfections ou blessures susceptibles de se produire lors de la pose ou au cours de la vie de l'ouvrage. C'est pourquoi on maîtrise ces risques potentiels par l'installation d'une protection active Complémentaire. [6]

### **II.4.1 Le Décapage :**



Avant d'effectuer toute procédure de revêtement il est important d'effectuer une préparation de surface du métal à protéger de façon à ce que le revêtement soit adhérent.

Dans le domaine du transport des hydrocarbures par canalisation, en général les tronçons de conduite utilisés sont recouverts de corps gras destinés à éviter toute forme de corrosion durant leurs stockages.

Le décapage est donc un moyen permettant de débarrasser le métal de cette couche. Ainsi on peut réaliser un décapage par voie mécanique ou chimique. [6]

#### **II.4.1.1 Décapage mécanique :**

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

-  Le sablage
-  Le brossage

#### **II.4.1.2 Décapage chimique :**

L'élimination des corps gras se fait par des solvants chlorés et des détergents alcalins (basiques).



Quant à l'élimination de la rouille, elle est effectuée par les acides ; on parle de décapage acide. Ce procédé présente un grand inconvénient qui réside dans la formation de l'hydrogène qui a tendance à pénétrer dans le métal et à le fragiliser.

Pour y remédier, on utilise lors de cette opération des inhibiteurs de décapage (certains aldéhydes et alcools) qui empêche par adsorption la pénétration de l'hydrogène dans le métal.

#### **II.4.2 Protection par revêtement métallique :**

On distingue deux types de revêtement métallique qui sont le revêtement métallique anodique et le revêtement métallique cathodique, suivant la place relative qu'occupe dans la classification électrochimique le métal qui constitue le revêtement et le métal à protéger.

Ainsi dans le cas de l'acier (fer) les revêtements à base de zinc, d'aluminium sont des revêtements métalliques anodiques et ceux à base de plomb, de cuivre, d'étain, de nickel, d'or constituent des revêtements métalliques cathodiques.

Pour la réalisation de cette protection il existe plusieurs procédés dont :

- Immersion dans un bain fondu : le métal à protéger est immergé dans un bain chaud du métal protecteur
- Métallisation au pistolet : le métal fondu est projeté en fine gouttelette sur la structure à protéger.

Avant de passer à la partie suivant, il est important de noter que la protection métallique cathodique doit être effectuée avec beaucoup de précision, et prudence, car il suffit une seule faille pour que le métal qui était censé être protéger se dégrade au profit du métal protecteur.

#### **II.4.3 Protection par revêtement organique (non métallique) :**

C'est le mode de protection passive appliqué sur les canalisations de transport de produits pétrolier et gazier. Il est important de savoir que l'efficacité de ce type de revêtement repose sur l'absence de défaut, mais en pratique cela quasi impossible. [6]

Pour la réalisation de ce genre de revêtement, les caractéristiques suivantes sont exigées:

- Une résistance d'isolement élevée pour présenter sous l'épaisseur d'application une résistance électrique convenable.
- Une excellente adhérence avec le métal, pour éviter toute propagation d'un défaut de continuité accidentel.
- Une étanchéité, continuité et homogénéité satisfaisante, pour ne pas être envahir par le milieu environnant.
- Présenter une résistance assez élevée aux agents biologiques et aux produits transportés.

#### **II.4.3.1 Revêtement en bitume:**

Il est utilisé pour la protection des conduites en acier et en fonte. En général le revêtement en bitume a une épaisseur de 5 mm, grâce à sa plasticité il permet de réduire considérablement les risques d'endommagement mécanique provoqué lors de la pose et du transport des tubes.

#### **II.4.3.2 Revêtement polymérique :**

On en distingue trois types :

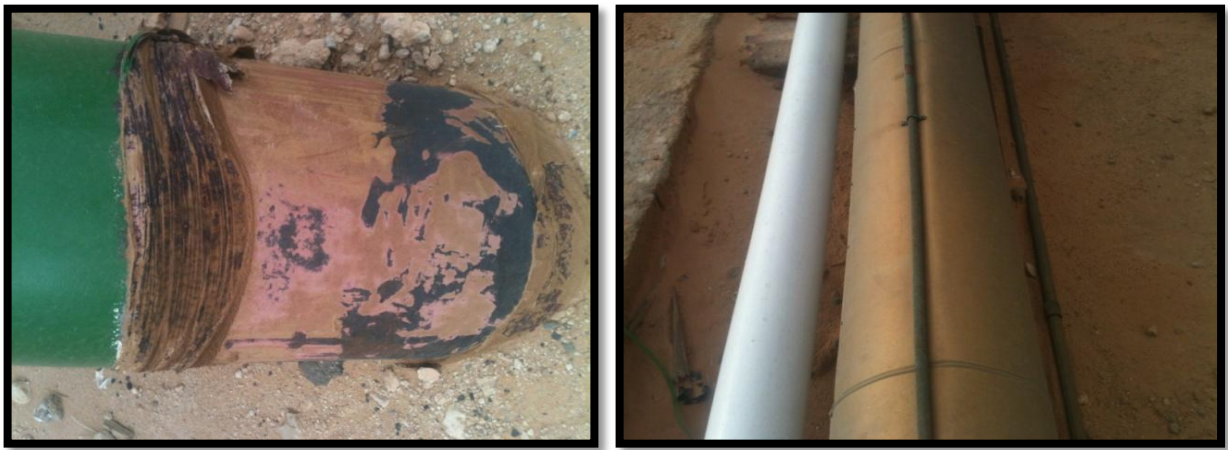
- Les thermoplastiques : polyéthylènes, polypropylène, poly vinyle chloré (PVC)
- Les thermodurcissables : polyester, époxy
- Les caoutchoucs : naturels et synthétiques

Pour ce type de revêtement on utilise une épaisseur très faible qui varie entre 100 et 500 microns. Les procédés de réalisation sont nombreux à savoir celui à la poudre, au pistolet et par immersion. Mais c'est celui à la poudre qui reste le plus répandu car il suffit de plonger le métal dans un lit de poudre agité et la poudre se dépose sur le métal.

#### **II.4.3.3 Revêtement par peinture :**

En ce qui concerne ce type de revêtement on utilise en général une peinture primaire, puis une autre secondaire ayant un rôle beaucoup plus esthétique que protecteur. Ce type de revêtement organique protège le métal par plusieurs mécanismes :

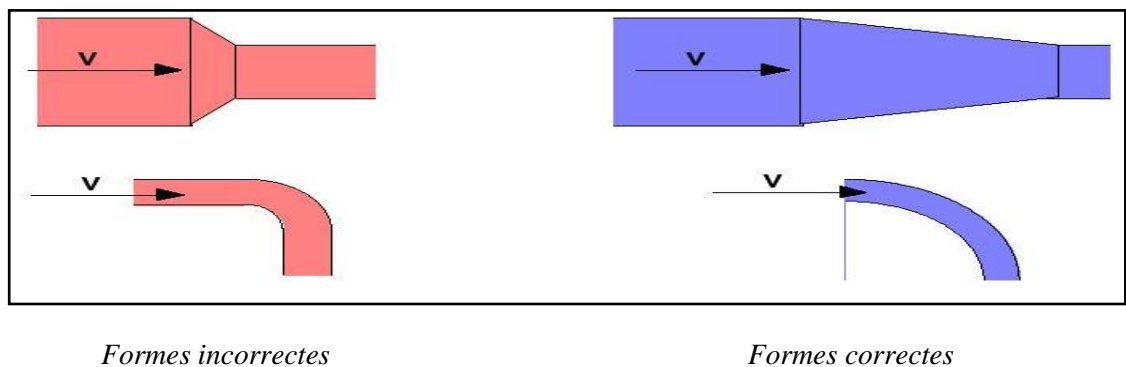
- Effet barrière : comme tous les autres types de revêtements, la couche de peinture forme une barrière entre le substrat métallique et le milieu ambiant. Il protège donc le métal dans la mesure de l'imperméabilité à l'eau et aux gaz.
- Inhibition de réaction électrochimique : les additifs (pigments ou colorations) qui se trouvent dans la peinture ( $Pb_3O_4$ ) jouent un rôle d'inhibiteur, donc il conduit le métal dans un état de passivation.
- Effet électrochimique : certaines peintures sont composées de 90% de zinc (Zn), donc l'effet de protection sera électrochimique car on a ici une protection par métallisation.



*Figure II.3 : Protection par revêtement métallique et organique*

## II.5 Corrosion-érosion et corrosion-cavitation :

Le risque d'apparition de ces phénomènes peut être diminué par une conception appropriée des canalisations véhiculant des fluides à vitesse élevée. On évitera en particulier les variations brutales de section créant des zones de turbulence ou les changements brusques de direction (**Figure II.4**).



*Figure II.4 : Diminution des risques de corrosion-érosion et de corrosion-cavitation*

## II.6 Corrosion sous contrainte :

Outre les traitements thermiques que nous avons évoqués dans le paragraphe consacré à ce phénomène, une action préventive peut être entreprise sur la géométrie des structures. En effet, pour une même sollicitation globale appliquée, la distribution des contraintes dans une pièce peut dépendre de sa géométrie.

On adoptera donc dans la mesure du possible des formes permettant de supprimer ou au moins de réduire les zones de concentration de contraintes. La (Figure II.5) montre un exemple d'une telle application à une tête de vis.

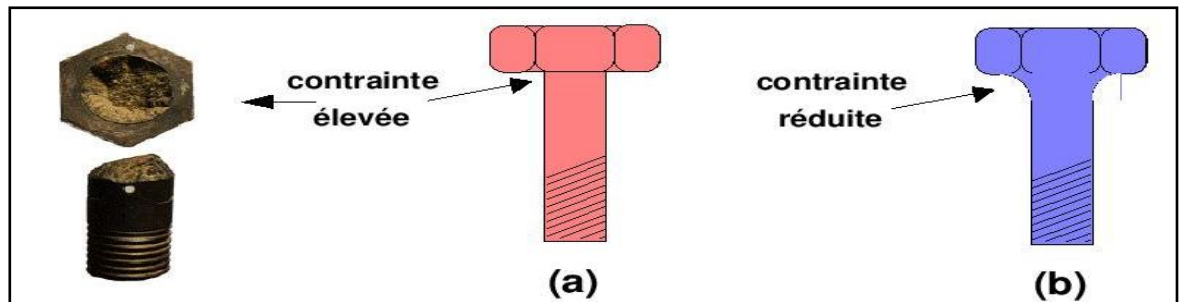


Figure II.5: Réduction des contraintes locales dans une tête de vis

## II.7 Protection cathodique :

Cette protection s'applique sur les structures corrodées de l'extérieur, son principe consiste à abaisser le potentiel d'acier (canalisation) à l'électrode modifiant ainsi les conditions thermodynamiques.

Nous avons deux types de protection :

- Protection par soutirage de courant.
- Protection par anode galvanique.

### II.7.1 Principe de la protection cathodique :

C'est la possibilité de créer la circulation d'un courant électrique entre un métal et la solution qui l'entoure, circulation telle que le sens du courant passe de la solution vers le métal, et de favoriser ainsi la réaction cathodique au niveau de ce métal que l'on veut protéger contre la

corrosion, en reportant la réaction d'oxydation sur une autre structure, dont on accepte a priori la dégradation.

C'est le principe de la protection cathodique.

D'après ce qui vient d'être dit, il existe deux manières de réaliser la protection cathodique.

### II.7.2 Protection cathodique par courant imposé :

La première consiste à utiliser un générateur extérieur au système métal/solution qui débitera un courant continu, de sens tel que dans la solution il "sortira" d'une pièce anodique appelée déversoir pour pénétrer dans le métal à protéger et le rendre cathodique.

### II.7.3 Protection cathodique par anode galvanique (sacrificielle) :

Dans le second cas, le métal est relié électriquement avec un autre métal moins noble que lui, c'est-à-dire dont le potentiel dans la solution est plus négatif. Ce métal moins noble va se dissoudre par oxydation en émettant dans le sol un courant qui viendra protéger la structure.

Les figures II.6 et II.7 décrivent ces deux méthodes.

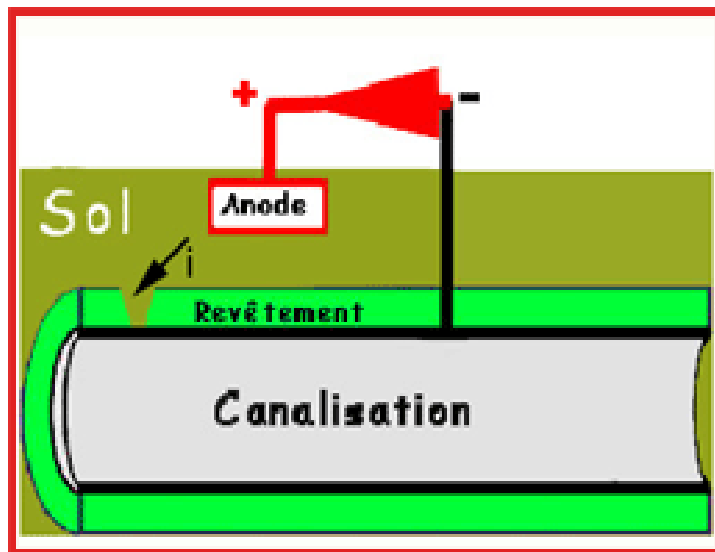


Figure II.6 Protection cathodique par anode galvanique



Figure II.7. Protection cathodique par courant imposé

## II.8 Les inhibiteurs de corrosion

### II.8.1 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.

### II.8.2. 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.8**).



(a) sans inhibiteur de corrosion

(b) avec inhibiteur de corrosion

**Fig.II.8** 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.

### II.8.3. 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 anti corrosion des métaux.

**II.8.4. 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.

#### **Remarque :**

- ▣ L'utilisation des inhibiteurs peut se faire dans tous les milieux susceptibles d'être agressive, l'injection se fait dans le fluide par une pompe doseuse.
- ▣ La mise en place d'un nouvel inhibiteur doit être démarrée à une forte concentration pour que le film protecteur ait les possibilités de se former sur la paroi puis la concentration de l'injection est diminuée et amenée à la valeur qui assure juste le maintien du film.
- ▣ Si le métal est revêtu, l'inhibiteur n'a pas d'effet sur le revêtement.



## *CHAPITRE III*

# *Présentation du champ de Hassi Messaoud*



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.

### **III.1. 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.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.

### **III.2. 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-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadames



Figure III.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

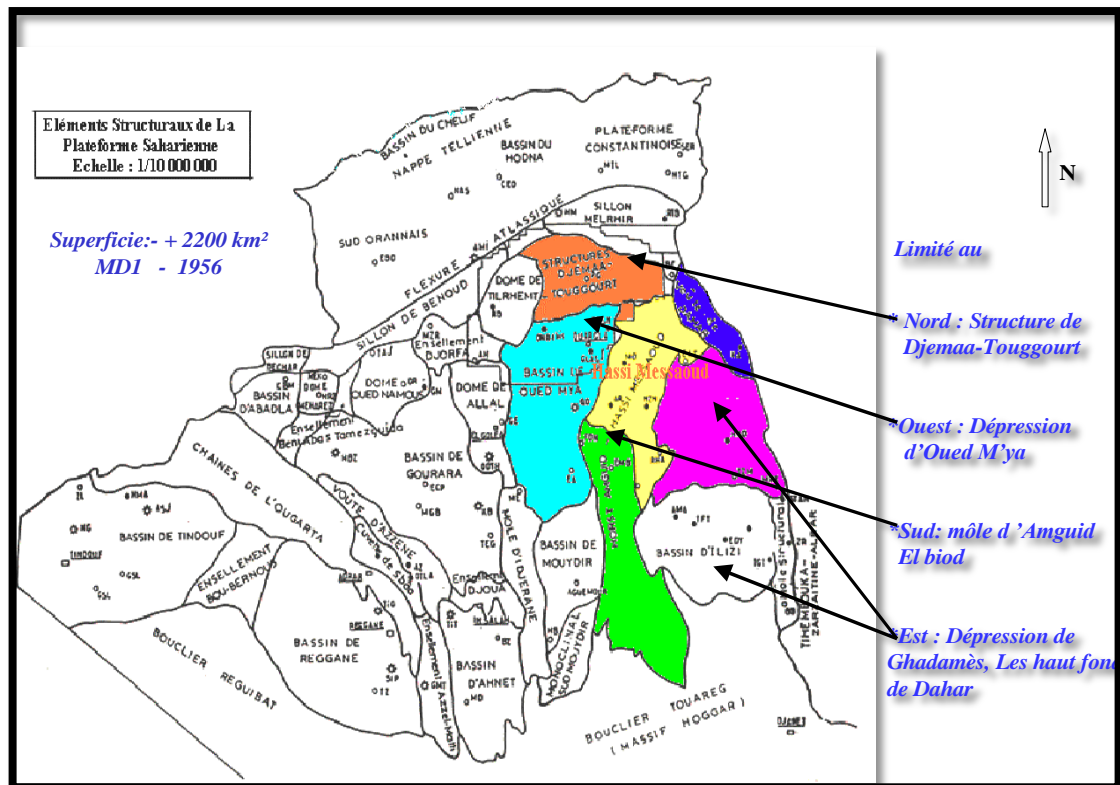


Figure III.2. Situation géologique du champ Hassi Messaoud HMD



## CHAPITRE IV

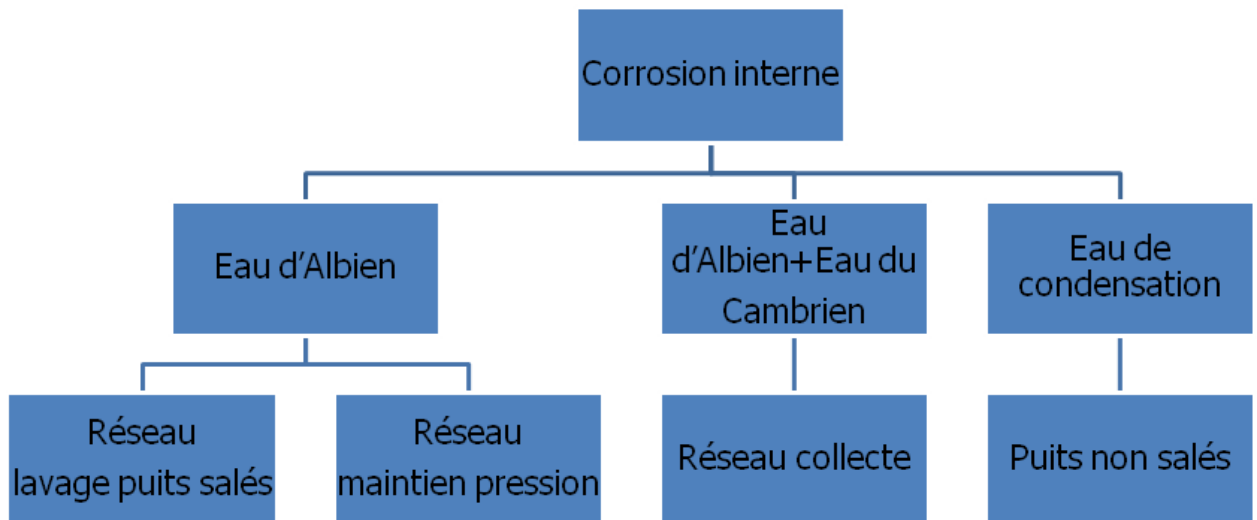
# Etude Expérimental

**PARTIE I : METHODE ET PROCEDURES EXPERIMENTALES****IV.1. Introduction :**

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.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.2.1. Caractéristiques des pipelines :

Le pipeline est une canalisation particulière qui contribue aux enjeux économique 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.

En raison de leur faible cout, la maitrise 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 qu'API 5 L grade B et l'API 5L X52 et API 5L X60.

*Tableau IV.1 : composition et propriétés des aciers au carbone de la spécification API 5l (acier pour pipeline)*

API5L	COMPOSITION (%)	Limit d'élasticité (MPa)	Contrainte 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

### IV.2.2 Fuites d'hydrocarbures sur le réseau de pipes et des bacs de stockage

Tableau IV.2. Les fuites d'hydrocarbure sur les réseaux des pipes et des bacs de stockage

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

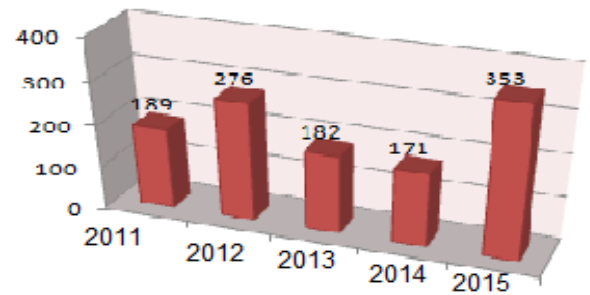
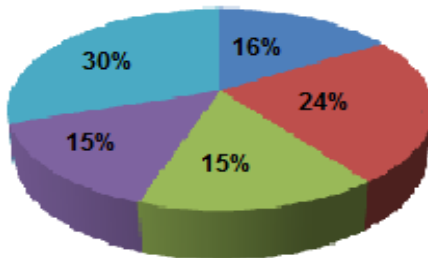


Figure IV.2. graphe des fuites (2011-2015)

[Département HSE – SONATRACH HMD]

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

Tableau IV.3 : Analyses moyennes d'eau albien et l'eau cambrien

Nappes	ALBIEN (mg/l)	CAMBRIEN (mg/l)
Propriétés		
(HCO3) <sup>-</sup>	170	0
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0
Cl <sup>-</sup>	420	210 000
(SO4) <sup>2-</sup>	600	0
Ca <sup>2+</sup>	210	36 000
Mg <sup>2+</sup>	70	170
Ba <sup>2+</sup>	0	800
Sr <sup>2+</sup>	0	970.00
Na <sup>+</sup>	250	80 000
K <sup>+</sup>	40	6 000
Fer	0	3 200
pH	7	4
Densité à 25°C	1	1
Profondeur (m)	1050-1350	3300-3400

## **IV.4. Mode De Traitement :**

### **IV.4.1. mode de traitement par les inhibiteurs :**

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

### **IV.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.

#### **IV.4.2.1. Station de lavage des puits huile salés:**

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

Elle Comprend 6 cuves de 1000 litres

**2. Station CINA :** située en zone Nord du champ de HMD (l'intérieur du centre Industriel Nord) et traite les puits huiles salés de la zone Nord.

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

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

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

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

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

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

Elle Comprend 3 cuves de 1000 litres



#### IV.4.2.2 Chaque station comprend :

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

#### IV.4.2.3 Les consommations journalières en eau de dessalages et le maintien de pression:

Tableau IV.4. Les consommations journalières 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>20552</b>

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

Notre travaille a été effectuer a la **station Z14** dans la zone Est qui est alimentée par deux puits albien en alternance qui sont le MDHA3 et le MDH432.

*Tableau IV.5 : Les Compositions 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

**IV.4.2.3. Les produits de traitement utilisés:**

- Un anti dépôt: est un produit chimique utilisé pour éliminer tous éventuelle formation d'un dépôt aux cours de la production (BaSO<sub>4</sub>, CaSO<sub>4</sub>, MgSO<sub>4</sub>.....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 démunir la corrosion des installations du fond et de surface.

**IV.4.2.4. Les concentrations des produits:**

- Les antis dépôts sont généralement utilisés à des concentrations variant entre 100 à 250 ppm
- Les bactéricide sont injecté sous formes de choc à des 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 ya le facteur de dilution par l'eau de cambrien ce qui me donne une concentration ≈ 20 ppm a la sortie de la tête du puits.

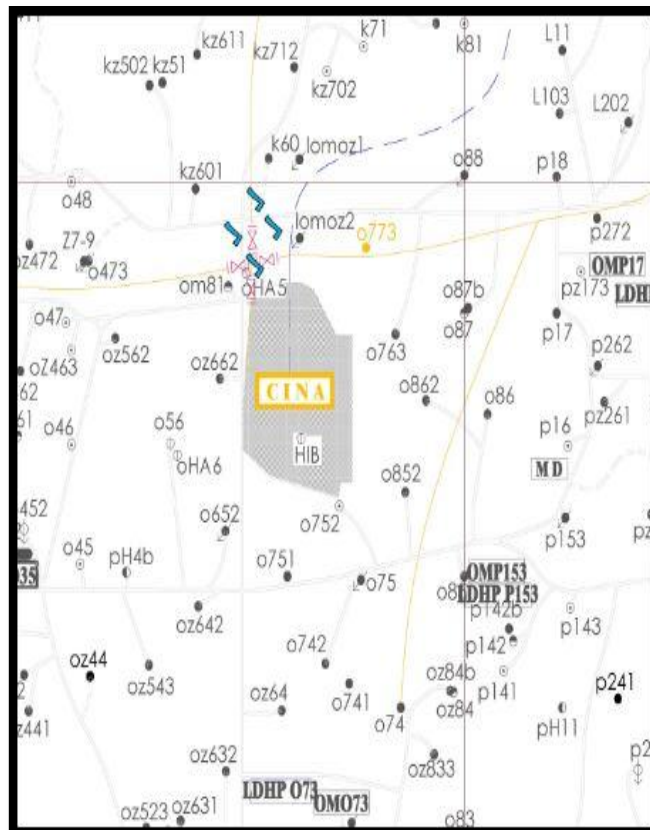


Figure IV.3. Station de traitement CINA

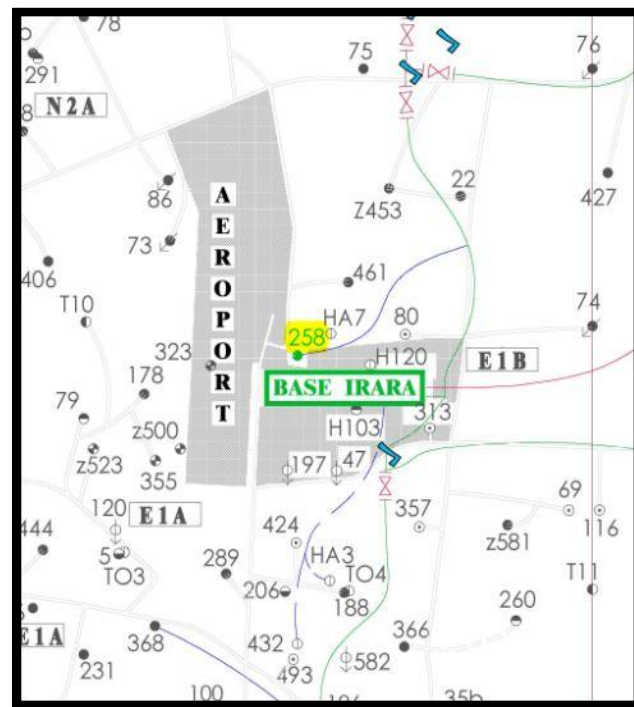


Figure IV.4. Station de traitement Z14

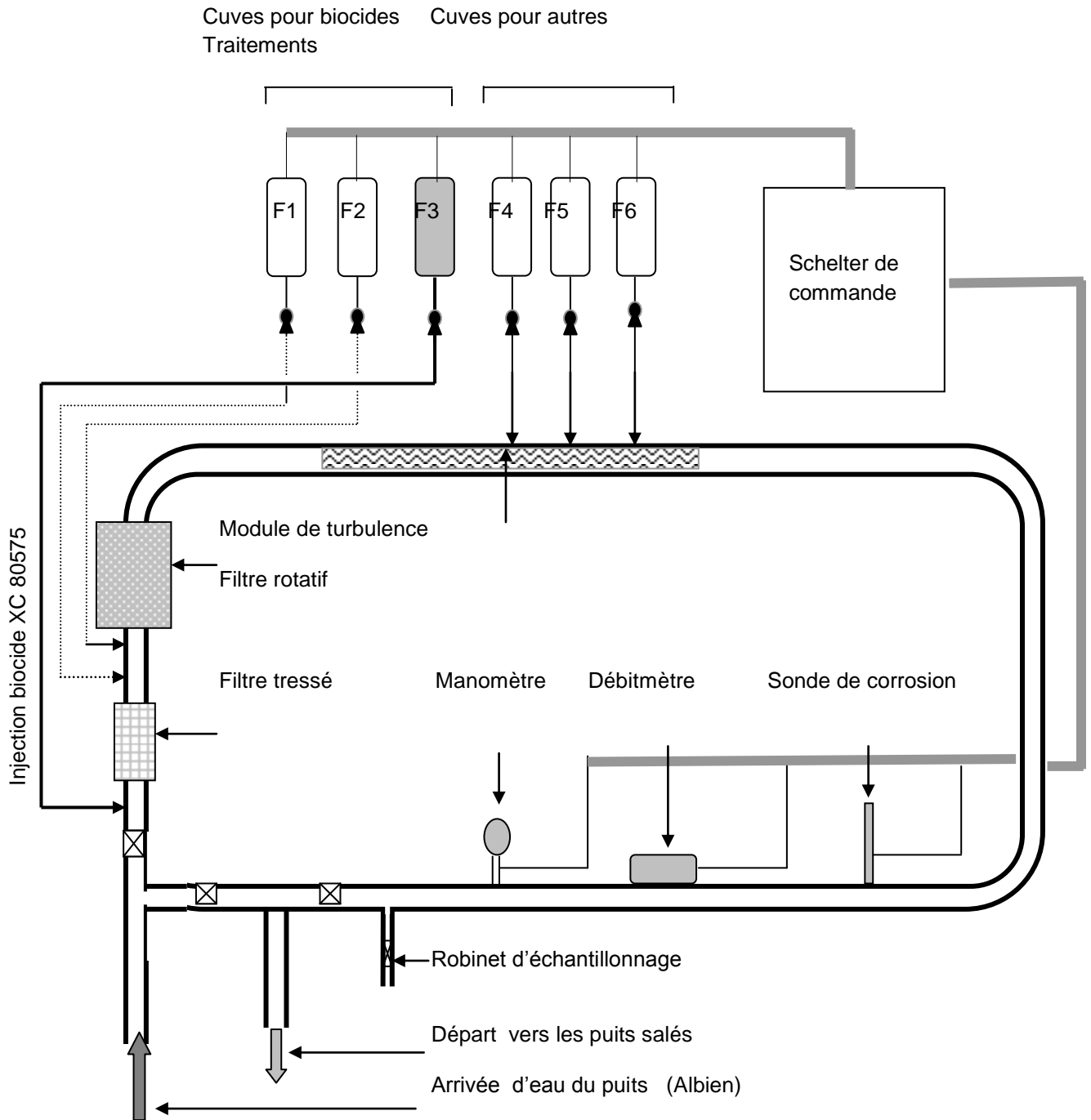


Figure IV.5 Schéma de la station du traitement

## **IV.5. Méthode pour la mesure de la corrosion :**

### **IV.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 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 repesée 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

#### **IV.5.1.1 Règles général :**

- ▣ 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.

### IV.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)
- Different completions
- Débit d'eaux récupérées variable (débit faible, moyen et élevé)

Différentes longueurs des lignes (tête du puits – manifold).

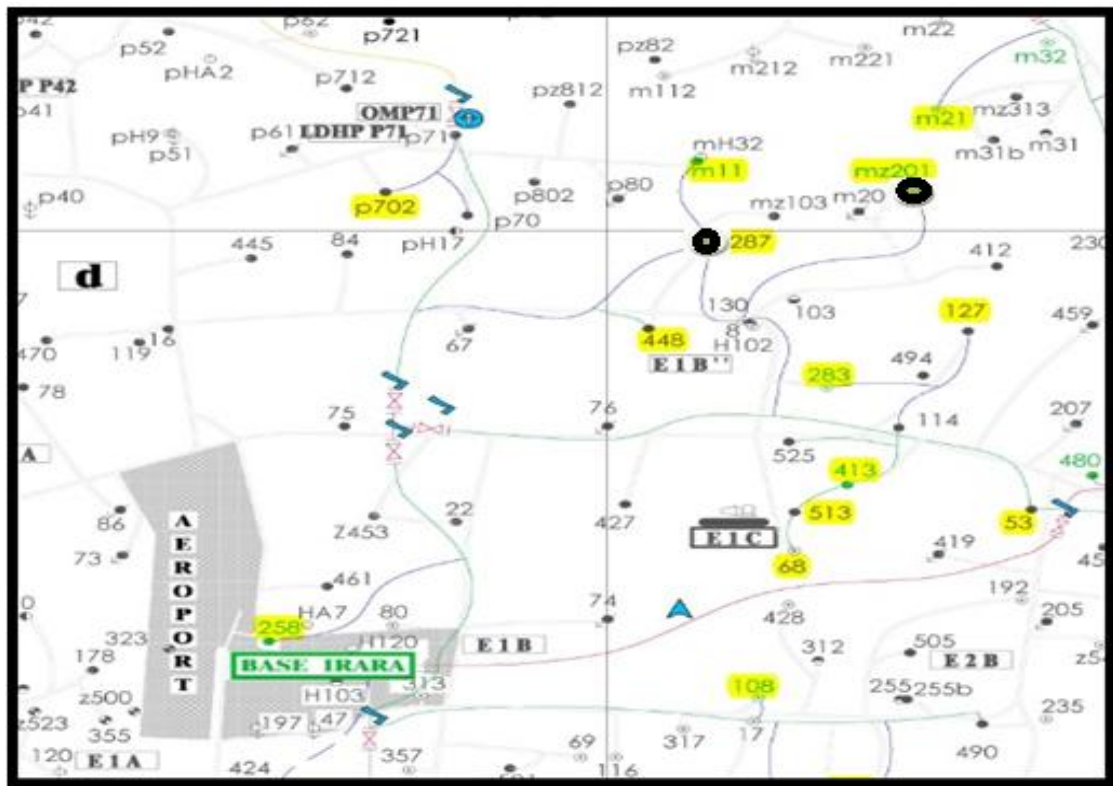


Figure IV.6. Les puits ONMZ201 et MD287

### IV.5.1.3. Equipement pour le contrôle de la corrosion :

#### Matériel utilisés:

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

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

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

#### Détermination de l'agressivité d'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
- Sel ou acides minéraux dissous
- Les eaux

### IV.5.1.4. TEST A BLANC :

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

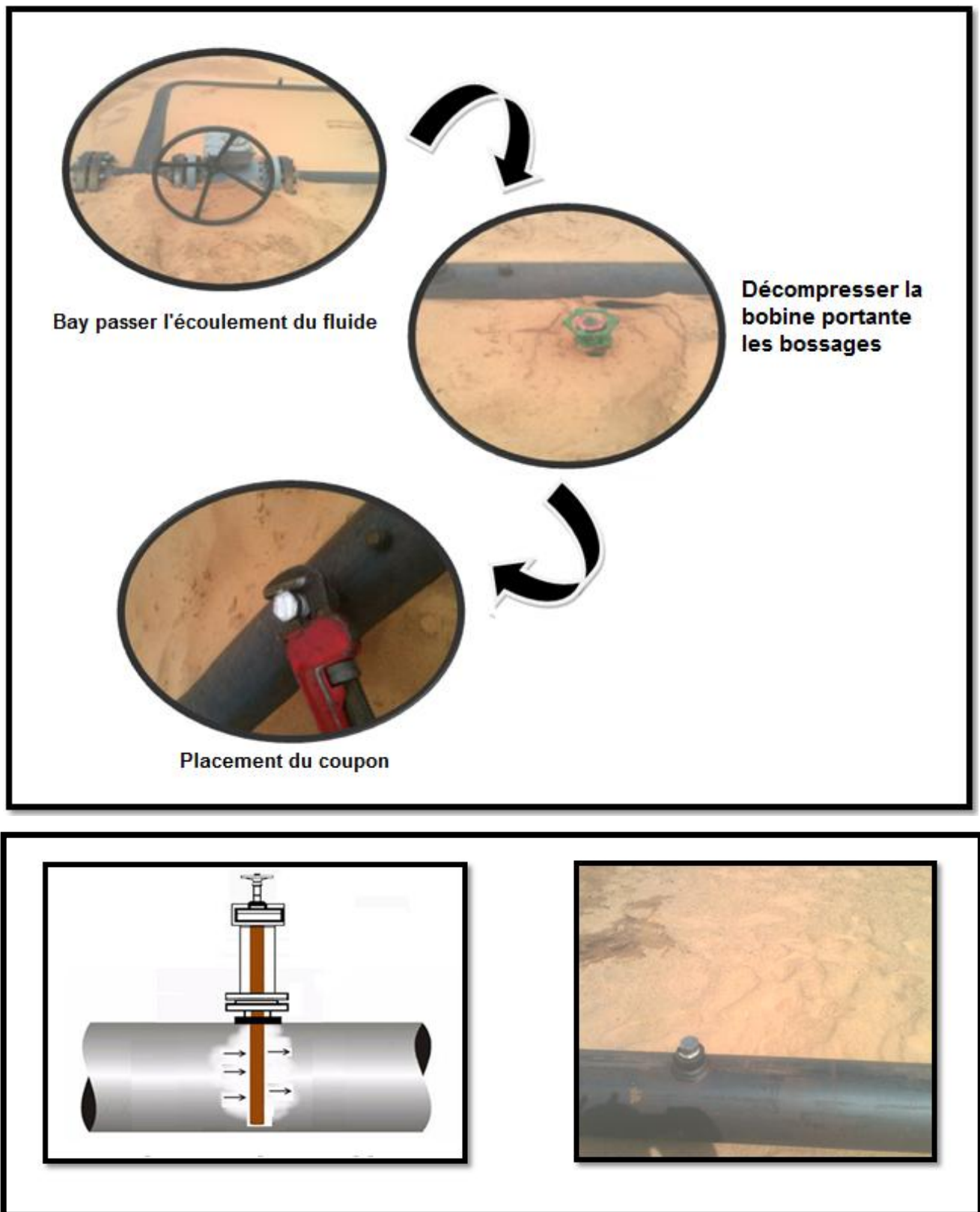
- By passer l'écoulement du fluide en s'assurant de l'étanchéité des vannes
- Décompresser la bobine portant les bossages
- Placement du coupon d'une manière à atteindre la génératrice inférieure du pipe et l'écoulement du fluide sera parallèle à sa surface



- ▣ Les coupons doivent être montés de telle sorte qu'ils soient maintenus en toute sécurité, et sont isolées 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 résistant 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 a l'aval de la station (la ou 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**.





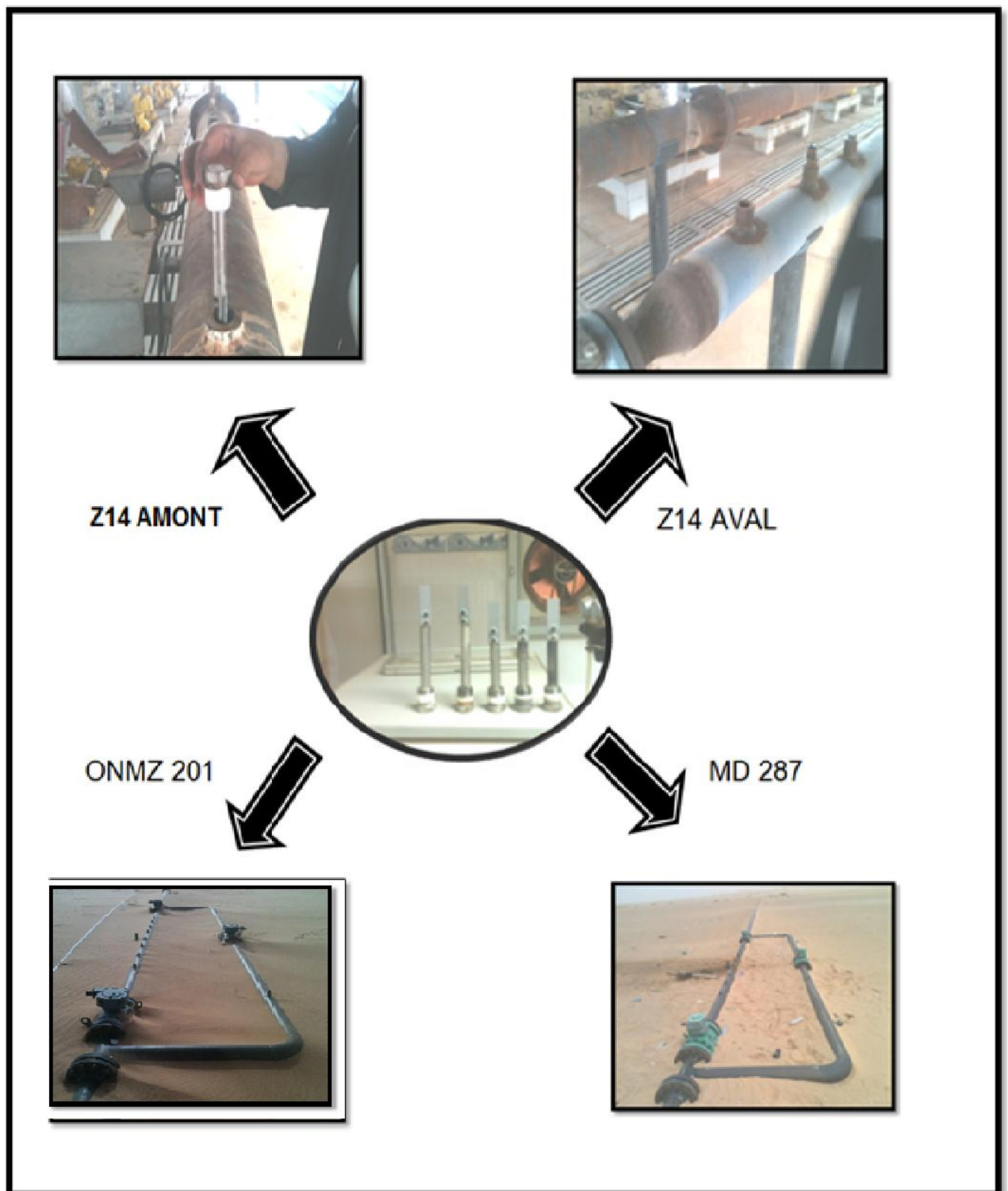


Figure IV.8. Placement des coupons.

### IV.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 délicate 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 soluble dans l'eau lorsque le régime est laminaire et des produits soluble 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 Norust 720 à 50 PPM

##### ◆ Présentation du produit:

**Norust est un produit chimique à basse 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 a dire la chaine 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 (method : 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**.

#### IV.5.1.6. préparation de la solution de traitement :

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

#### IV.5.1.7. Mode opératoire de traitement des coupons :

Pour une meilleure représentativité des valeurs de la vitesse de corrosion on procède à l'élimination de la perte de 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 à blanc,

**XFO12** Test avec l'injection) dont son poids initiale est de **IY 743 = 37,1514g** Et **XFO12=37,3802g**).

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

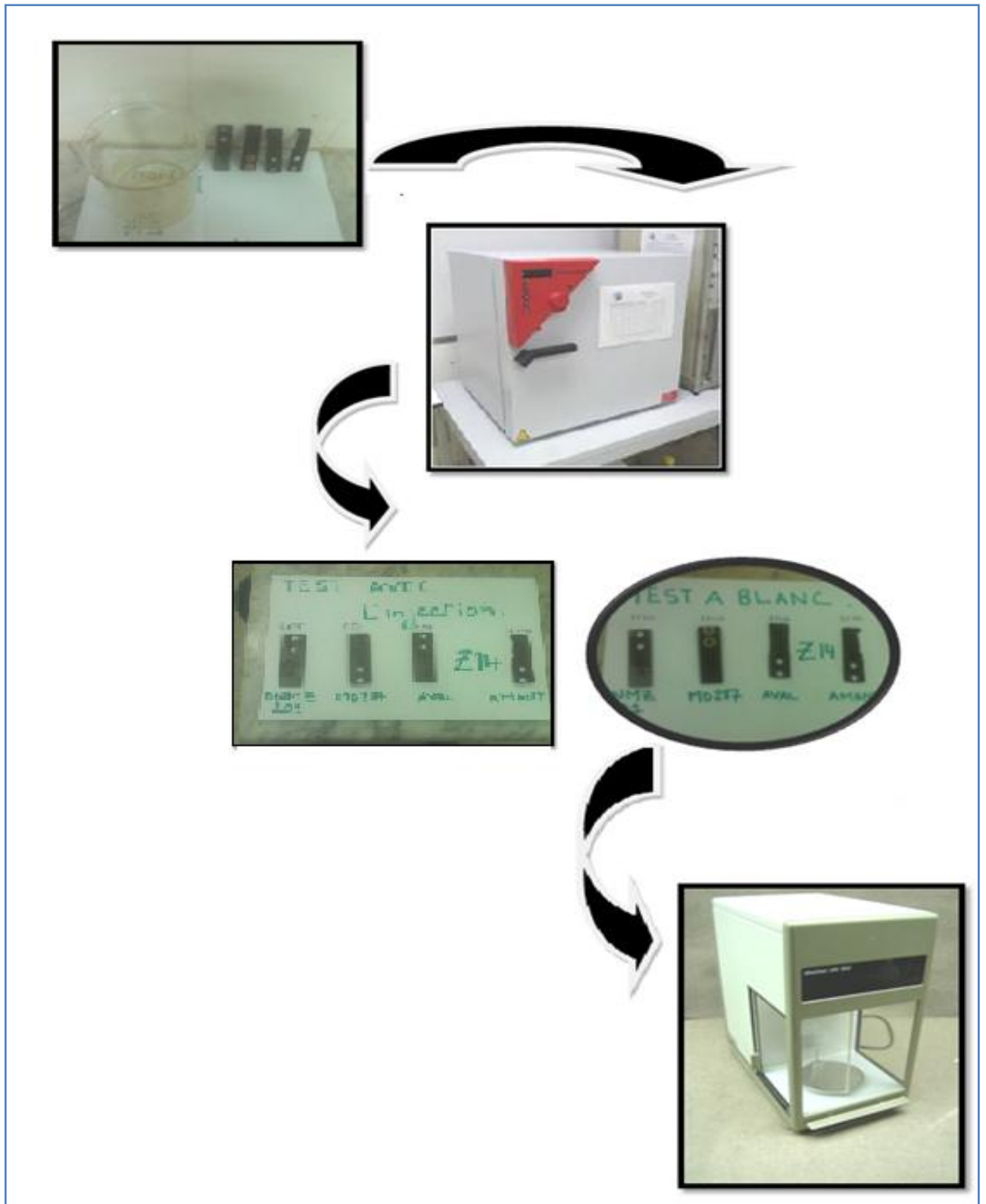


Figure IV.9. Traitement des coupons

## IV.5.2. LA 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, à fin de maintenir le film sur la surface interne des pipes.

### IV.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 électrodes reliées à un RDC
- 1 RDC (corrater) Remote 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.



IV.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.

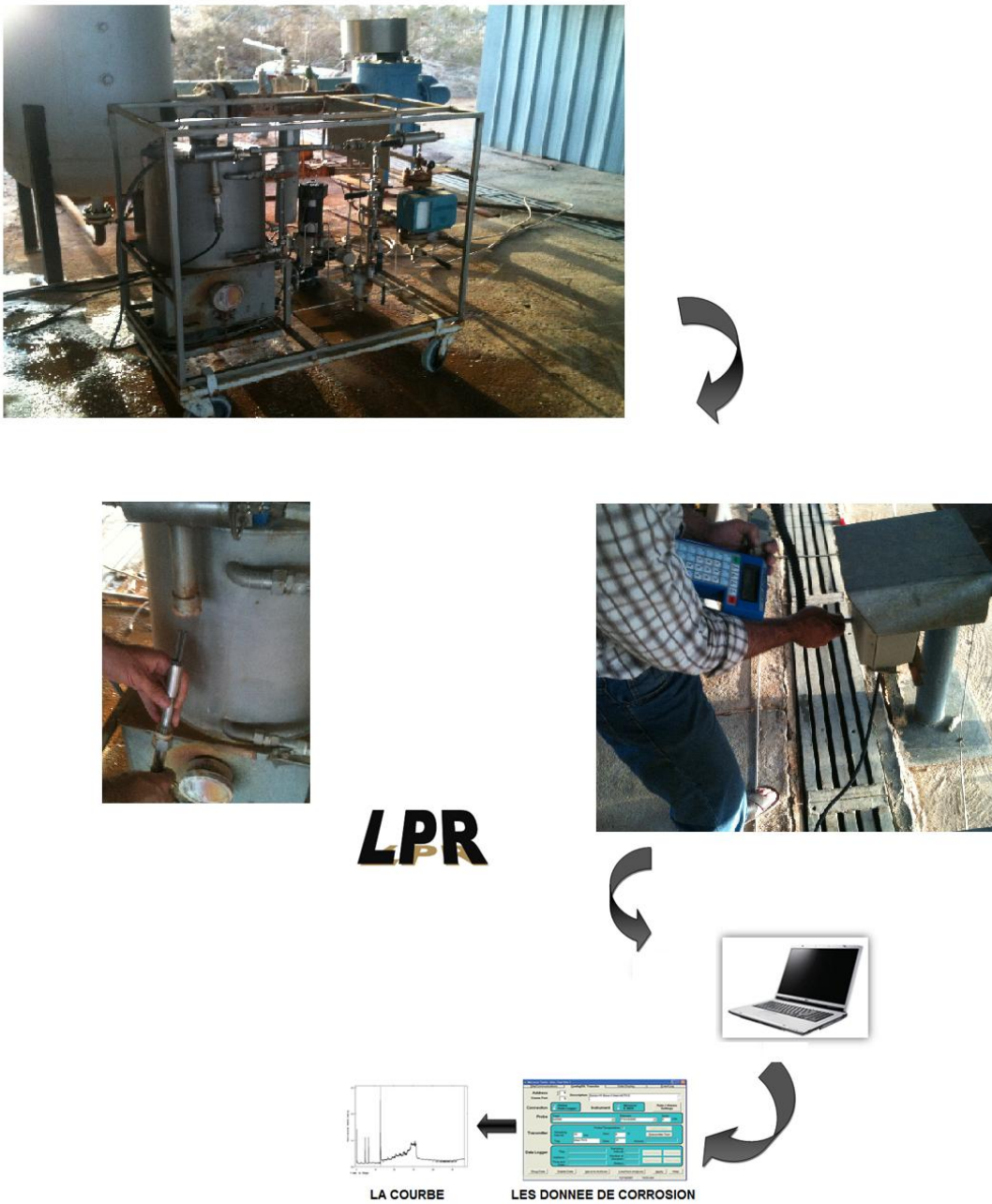


Figure IV.10. La mesure de corrosion par le CORRDATA



## PARTIE II : RESULTATS ET DISCUSSION

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.

### IV.6.1 calcul de la vitesse de corrosion :

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

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

Tableau IV.6. Résultats du test à blanc :

Puits	Z14 Amont	Z14 Aval	MD 287	ONMZ 201	coupons De Référence
Réf	IY 737	IY 436	IY 738	IY 741	IY 743
P. in	37,1858	37,1273	37,1613	37,1452	37,1514
P.fi	33,2393	35,1372	36,6687	36,5913	37,0983
$\Delta P$	5,9465	1,9901	0,4926	0,5539	0.0531
$\Delta P'$	5,8934	1,937	0,4395	0,5008	---
T (j)	60 Jours	60 Jours	60 Jours	60 Jours	---
Vmicron /an	2843,7560	934,6651	212,0729	241,6521	---
V mpy	111,9588	36,7978	8,3493	9,5138	---
V mm /an	2.8437	0.9346	0.2120	0.2378	---

## IV.6.2. Test avec l'injection de l'inhibiteur Norust 720 :

Tableau IV.7. Résultats du test avec l'injection de l'inhibiteur Norust 720

Puits	Z14 Amont	Z14 Aval	ONMZ 201	MD 287	coupons De Référence
Réf	CU 976	CU 970	CU 977	CU 972	XFO 12
P. in	37,1547	37,4518	37,1181	37,3802	36,7030
P.fi	29,9848	37,3894	37,0449	37,3137	36,6828
$\Delta P$	7,1699	0,0624	0,0732	0,0665	0,0202
$\Delta P'$	7,1497	0,0422	0,053	0,0463	---
T (j)	71 jours	71 jours	71 jours	71 jours	---
Vmicron /an	2923,6973	17,2080	21,6120	18,8799	---
V mpy	115,1061	0,6774	0,8508	0,7433	---
Vmm /an	2.9236	0.017	0.021	0.018	---

- 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>) :  $S = 16.06$  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
- $1\text{ mpy} = 25.4$  micron/an = 0.0254 mm/an

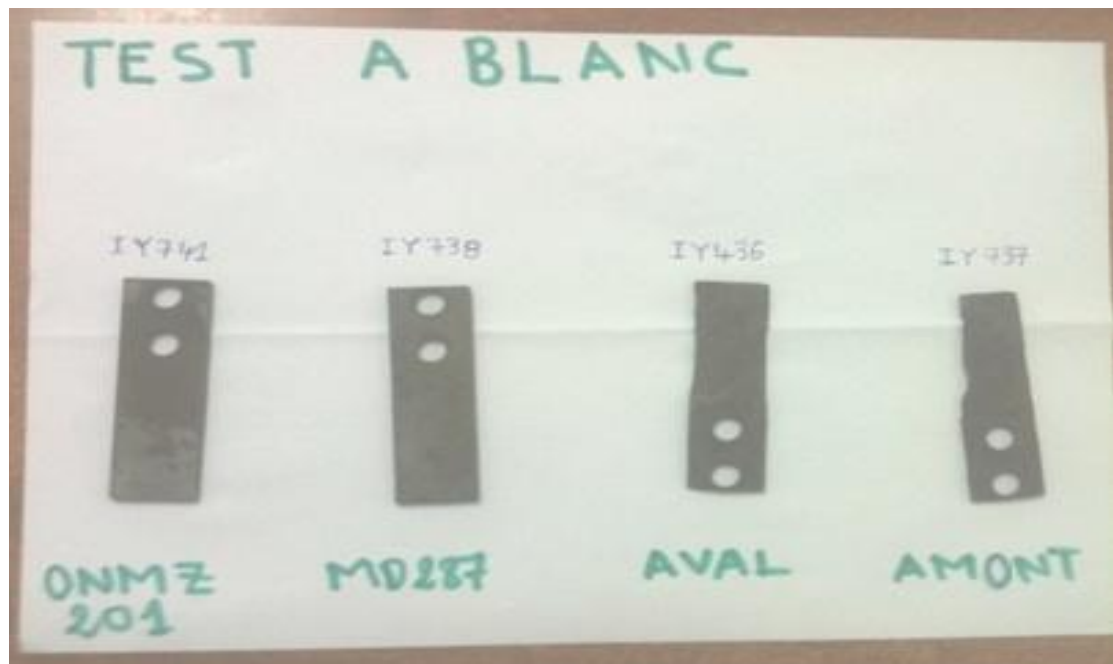


Figure IV.11. les coupons du test à blanc



Figure IV.12. Les coupons du test avec l'injection









TEST A BLANC	TEST AVEC L'INJECTION
Z14 AMONT	Z14 AMONT
	
BIOCIDE	BIOCIDE + INHIBITEURE
	
	
	

Figure IV.13. Les 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.

**IV.6.3. Interprétation des résultats :**

La présence dans le milieu de certaines bactéries en liaison avec des substances organique 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 sulfato-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 le pipe contient du brute, et du gaz, ce qui diminué la tenure en eau dans le pipe.

#### IV.6.4. Comparaison entre les deux tests :

Tableau IV.8. Résultats de comparaison entre les deux tests:

	la vitesse de corrosion en millimètre par an	
	Test a blanc	Test avec l'injection
Z14 amont	2.8437	2.9236
Z14 aval	0.9346 $\approx$ 1	0.017
ONMZ 201	0.2378	0.021
MD 287	0.2120	0.018

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 diminue remarquablement la vitesse de corrosion dans notre réseau.

#### IV.6.5. Résultats du test CORRDATA :

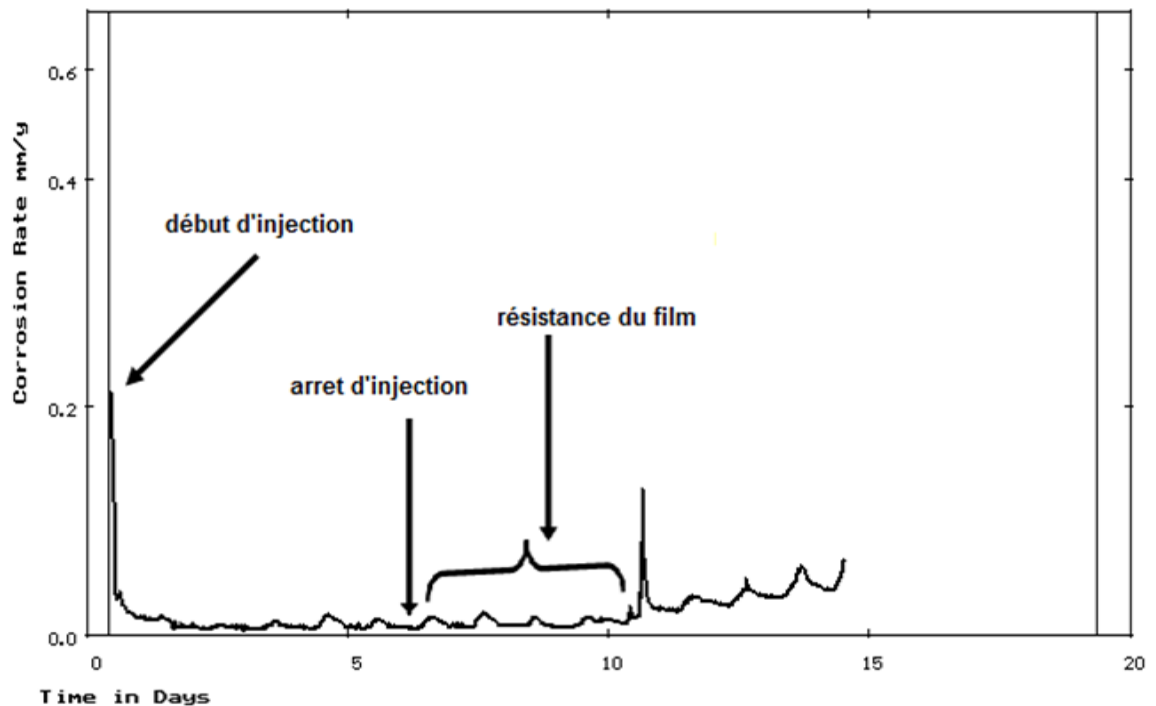


Figure IV.14. La courbe du test CORRDATA

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 défilage a commencé qu'après quatre jours de l'arrêt du traitement.



# CONCLUSION



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 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 du 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 très résistant sur les parois des pipes.

## **Recommandations :**

- Optimisation de l'inhibiteur de corrosion jusqu'à l'obtention d'une vitesse de corrosion inférieure à 5mpy dans le réseau collecte (huile)
- Dosage des produits injectés, et l'étude de comptabilité physique avec d'autres produits utilisés dans le traitement
- Test de performance de l'inhibiteur de corrosion en présence des autres produits (anti dépôt et biocide)
- Suivi de la vitesse de corrosion dans les deux réseaux collecte et dessalage par au moins deux méthodes : perte en poids (coupons) et la sonde ER dans le réseau collecte (huile)
- Analyse et dosage au laboratoire de ( $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ,  $Cl^-$ , Fer) des produits de corrosion et dénombrement des BSR
- Installation d'un logiciel pour la prédiction de la corrosion pour faciliter le suivi
- Suivi statistique
  - ◆ Changement de tronçons au niveau du réseau
  - ◆ Fuites enregistrées
  - ◆ Placement des colliers
- Puisque on a remarqué que la corrosion bactérienne prédomine la vitesse électrochimique alors il faut :
  - ◆ Revoir la stratégie de traitement en biocide
  - ◆ Traitement des puits albiens au fond par le coiled tubing (foyer bactérien)



# *BIBLIOGRAPHIE*

MCP 2016

### **Références bibliographiques :**

- [1].BOUDIEB Naïma. (2008). Evaluation des performances des peintures par des techniques électrochimiques. Mémoire de Magister. Université M'Hamed BOUGARA de Boumerdès.
- [2].Fondement de la corrosion 1er et 2eme partie. Centre de perfectionnement de l'entreprise septembre 1992 .
- [3].H.UHLIG, Corrosion et protection, J.VOELTLEL, DUNOD, Paris, 1970.
- [4].Jeu- Jacques LAMOUREUX. PRECIS de corrosion.Edition Beauchemin MASSON. 1980.
- [5].La microbiologie (rapport) décembre 1989. UMP CHIMCAL. Sonatract/ Region StahAlrar. J. P. DUCOTTERD.
- [6].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 .
- [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].S. YOTNSI & M. A. GANA. Etude de corrosion bactérienne(rapport).Evaluation de la contamination bactérienne du champ pétrolier d'Edjeleh, par les bactérie sulfato-réductrices, Mars- 1999. (Entreprise nationale sonatrach, centre de recherche et développement)., laboratoire Traitement Des Hydrocarbures Département corrosion.
- [9].VERVISCH-FORTUNÉ Isabelle.(25 septembre 2009). Sensibilité de la technique, d'émission acoustique à la corrosion des armatures dans le béton. THÈSE de DOCTORAT,Université De Toulouse III– Paul Sabatier.

**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.

**Abstract:**

Corrosion costs millions of dollars each year to oil companies. Much of this spending is due to the replacement of steel equipment.

This study aims to understand the phenomenon of internal pipeline corrosion in Hassi Messaoud field. It also involves studying the effectiveness of corrosion inhibitor Norust720 CECA firm for the protection of pipelines.

We used two methods: weight loss on coupons and CORRDATA (LPR). The results obtained show that the corrosion rate decreases in both networks collection and desalting after treatment.

**Keywords:** internal corrosion, inhibitor Norust 720, biocide, coupons, CORDATA system.