

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa



كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم هندسة الطرائق

Département de Génie des Procédés

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

**Master**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

**Thème**

**Etude et diagnostic de la corrosion au niveau des installations pétrolières. Cas de TOUAT HUILE ADRAR**

Présenté par :

**OULAD SAAD TAHA**

**DAHOU YAHIA MOHAMMED EL FATH**

Soutenue publiquement le ...../...../.....

Devant le jury composé de:

Brahim ZITANI

MAA

Université de Ghardaïa

Encadreur

Amel TRABELSI

MAA

Université de Ghardaïa

Examinatrice

Mohamed Saleh AGGOUN

MAA

Université de Ghardaïa

Examineur

Année universitaire 2021 / 2022

# *Dédicace*

*Ma Mère, Mon Père*

*Vous représentez pour moi le symbole de la beauté par excellence,  
La source de tendresse et l'exemple du dévouement, qui n'a pas cessé de m'encourager et de  
prier pour moi.*

*Soyez sûr que je continuerai mon chemin.*

*Je vous dédie ce travail en témoignage de mon profond amour.*

*Que ALLAH, le tout puissant, vous préservez et vous accordez santé, longue vie et bonheur.*

*A mes sœurs : KHOULOUD, ASMA, SOUMAIYA*

*A mes frères : ZAKARIYA, SOUHIB, MOUHAMMED*

*A mon binôme : OULAD SAAD TAHA*

*En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous.*

*A tous les membres de ma famille DAHOU et BOUGHELLEBA, petits et grands*

*A tous mes amis les proches*

*Veillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection*

*DAHOU YAHIA MOHAMMED EL FATH*

# *Dédicace*

*Je dédie ce souvenir spécialement à mes chers parents,*

*Pour leurs encouragements, leur tendresse, leur amour et leur soutien pendant mes études.*

*A mes filles : Aya ; Asma ; Lina.*

*A ma femme.*

*A mes chers frères et sœur.*

*A mon binôme : Dahou Yahia.*

*A toute la famille*

*O.S.Taha*

# Remerciement

*En guise de reconnaissance, je tiens à témoigner mes sincères remerciements à toutes les personnes, qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement et à l'élaboration de ce mémoire de fin d'étude.*

*Nos sincères gratitude vont ainsi à Mr ZITANI pour la qualité de son enseignement, ses conseils et son intérêt incontestable qu'il porte à tous les étudiants.*

*Je tiens à remercier l'ensemble du personnel de TOUAT HUILE ADRAR pour leur patience, leurs conseils plein de sens et pour le suivi et l'intérêt qu'ils ont portaient à nos travaux.*

*Nos sincères remerciements vont à tous ceux qui ont permis par leurs conseils et leurs compétences la réalisation de ce modeste travail.*

*Enfin, nous n'oublions pas de remercier tout le corps professionnel du département de génie des procédés de l'université de GHARDAIA, pour le travail énorme qu'il effectue pour nous créer les conditions les plus favorables pour le déroulement de nos études.*

## ***Résumé***

Ce travail présente une étude du problème de la corrosion au niveau des installations et équipements métalliques du champ de TOUAT HUILE ADRAR.

L'objectif de ce travail est le contrôle des installations et l'identification du problème de la corrosion par des méthodes analytiques chimiques et électrochimiques selon les normes API, qui consiste à la détection des éléments, qui favorisent la présence de la corrosion et aussi à suivre l'évolution de ce phénomène par le contrôle non destructif à fin d'évaluer l'efficacité de la protection chimique et cathodique, utilisée au niveau des installations.

Les résultats de notre étude ont révélé l'existence d'un seuil critique de contamination bactérienne au niveau de toutes les installations eau et huile, que ce soit les bactéries aérobies ou bien anaérobies.

Pour remédier à ce problème, il est recommandé de procéder à l'homologation des produits de traitement par biocide au niveau du laboratoire et sur site afin de traiter les installations.

Par contre, la protection cathodique d'après les résultats montre qu'elle est fiable pour la protection des pipelines en général et pour les bacs de stockage, il est préférable d'ajouter plus d'anodes pour assurer la protection totale.

**Mots clés :** API, Anode, Cathode, Phénomène de corrosion, Biocide, Traitement chimique et électrochimique.

## ***Abstract***

This work presents a study of the problem of corrosion at the level of installations and metal equipment of the field of TOUAT OIL ADRAR.

The objective of this work is the monitoring of installations and the identification of the problem of corrosion by chemical and electrochemical analytical methods according to API standards, which consists in the detection of elements, which promote the presence of corrosion and also in monitoring the evolution of this phenomenon by non-destructive testing in order to evaluate the effectiveness of the chemical and cathodic protection, used at the installations.

The results of our study revealed that a critical threshold for bacterial contamination exists at all water and oil facilities, whether aerobic or anaerobic; to address this issue, it is recommended that biocide treatment products be registered at the laboratory and on-site level to treat facilities.

On the other hand, cathodic protection from the results shows that it is reliable for pipeline protection in general and for storage tanks, it is preferable to add more anodes to ensure total protection.

**Key words:** API, Anode, Cathode, Phenomenon of corrosion, Biocide, chemical and electrochemical treatment.

### الملخص:

هذا العمل هو عبارة عن دراسة لمشكلة تآكل الهياكل المعدنية في شركة توات ويل سوناظراك. تتمثل الغاية من هذه الدراسة في تحديد ظاهرة التآكل بطرق التحليلية الالكتروكيميائية والكيميائية التي تخص العناصر المحفزة أو المبينة لوجود التآكل حسب المعايير المعهد الأمريكي للبتروول وكذلك تتبع تطور التآكل باستعمال الفحص الغير مدمر من اجل معرفة مدى صلاحية الحماية الكيميائية والكاثودية المستعملة على مستوى الشركة.

وقد أظهرت نتائج دراستنا أن عتبة شديدة للتلوث البكتيري في جميع مرافق المياه والزيوت سواء كانت البكتيريا الهوائية أو البكتيريا غير الهوائية. ومن أجل معالجة هذه المشكلة يوصى باعتماد منتجات المعالجة بالبيو سيد على مستوى المخبر وفي الموقع، غير أن الحماية الكاثودية من النتائج تدل على أنها موثوقة لحماية خطوط الأنابيب عموما اما بالنسبة لخزانات فينصح بزيادة عدد من الانودات التضحية لحماية اكثر.

### الكلمات المفتاحية:

البيو سيد، الالكتروكيميائية و كيميائية، حماية كاثودية، انود التضحية، ظاهرة التآكل.

<b>Sommaire</b>	
Dédicaces .....	I
Remerciement .....	II
Résumés .....	III
Sommaire .....	IV
Liste des figures .....	IX
Liste des photos .....	X
Liste des tableaux .....	XI
Liste des abréviations .....	XII
Introduction générale .....	1
<b>Chapitre I : Présentation de l'unité de TOUAT HUILE ADRAR</b>	
I.1. Présentation de la compagnie SONATRACH .....	4
I.2. Présentation du champs de TOUAT HUILE SONATRACH .....	4
I.2.1. Situation géographique de l'unité de TOUAT HUILE ADRAR .....	5
I.2.2. FPF Hassiillatou (FPF-HAS) et FPF OUED TOURHA (FPF-OUT) .....	6
I.2.2.1. Description de l'FPF .....	6
I.2.2.2. Description de CPF .....	7
I.2.3. Systèmes d'injection chimique .....	11
<b>Chapitre II : Généralités sur la corrosion et les moyens de protection</b>	
II.1. Introduction .....	16
II.2. Définition .....	16
II.3. La corrosion dans l'industrie pétrolière .....	16
II.3.1. Les facteurs de la corrosion .....	16
II.4. Types de corrosion .....	17
II.4.1. Corrosion uniforme .....	17
II.4.2. La corrosion localisée .....	18
II.4.3. Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse .....	18
II.4.4. Corrosion galvanique .....	19
II.4.5. Corrosion inter granulaire (inter cristalline) .....	19
II.4.6. Corrosion par crevasse .....	20
II.4.7. Corrosion sous contrainte (stress corrosion) .....	21
II.4.8. Fatigue-corrosion .....	22
II.4.9. Corrosion électrique ou corrosion par les courants vagabonds (courants parasites) .....	22
II.4.10. Corrosion bactérienne .....	23
II.4.11. Corrosion par érosion .....	25
II.4.12. Corrosion particulière rencontrée dans les installations pétrolières .....	25
II.4.12.1. Corrosion par CO <sub>2</sub> .....	25
II.4.12.1. Corrosion par H <sub>2</sub> S .....	26
II.5. Fissuration des pipelines .....	27
II.6. La lutte contre la corrosion .....	27
II.6.1. La protection des métaux .....	28
II.6.2. La prévention par une forme adaptée de la pièce .....	28
II.6.3. Remède au couplage galvanique .....	28

II.6.4. Protection par revêtements .....	29
II.6.5. Protection contre la corrosion par courant vagabond .....	29
II.6.6. Protection électrochimique .....	30
II.6.6.1. Protection anodique .....	30
II.6.6.2. Protection par anodes sacrificielles .....	30
II.6.6.3. La protection cathodique .....	32
II.6.7. La protection chimique .....	36
II.6.7.1. Définition d'inhibiteur .....	36
II.6.7.2. Conditions d'utilisation .....	37
II.6.7.3. Fonctions essentielles .....	37
II.6.7.4. Types des inhibiteurs .....	38
1) Les inhibiteurs anodiques .....	38
2) Les inhibiteurs cathodiques .....	39
3) Les inhibiteurs mixtes .....	39
II.6.7.5. Domaines d'application.....	40
II.7. Généralités sur l'acier.....	40
III.8. Conclusion .....	42
<b>Chapitre III : Partie expérimentale</b>	
III.1. Introduction.....	44
III.2. L'échantillonnage .....	44
III.3. Les analyses électrochimiques.....	46
III.3.1. Mesure de l'oxygène dissous .....	46
III.3.2. Mesure de fer totale : (Procédure AccuVac) .....	48
III.3.3. Mesure de pH et la conductivité .....	49
III.3.3.1. Mesure de la conductivité .....	49
III.3.3.2. Mesure de pH .....	50
III.4. Les analyses non destructives .....	50
III.4.1. Mesure d'épaisseur .....	52
III.4.2. La vitesse de corrosion : par la méthode des coupons .....	52
III.5. L'évaluation de la corrosion bactérienne .....	53
III.5.1. Les étapes à suivre monitoring de la corrosion bactériennes .....	54
III.5.1.1. Au laboratoire.....	54
III.5.1.2. Sur site .....	55
III.5.2. Équipements et matériaux requis .....	55
III.5.3. Préparation du milieu de culture "HETEROTROPHES AEROBIES" .....	56
III.5.4. Préparation du milieu de culture (BF) .....	60
III.5.4.1. Dissolution des constituants chimiques du milieu.....	60
III.5.4.2. Distribution du milieu dans les flacons pénicilline .....	60
III.6. Les analyses physico-chimiques.....	60
III.6.1. Dosage d'ion sulfate .....	60
III.6.2. Sulfites .....	61
III.6.3. Sulfure dissous .....	62
III.6.4. Salinité .....	63
III.7. Test de potentiel cathodique et l'efficacité de joint isolant.....	63
<b>Résultats et discussion</b>	
III.8. Résultats et discussion .....	65
III.8.1. Résultats des analyses électrochimiques et physico-chimiques.....	65

III.8.2. Résultats des analyses non destructives .....	66
III.8.3. Vérification de potentielle de la protection cathodique et l'efficacité de joint isolant .....	67
III.8.4. Résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne au niveau des installations .....	67
III.9. Interprétation.....	68
III.10 .Conclusion.....	71
<b>Conclusion générale</b>	<b>73</b>
Références bibliographiques.....	75

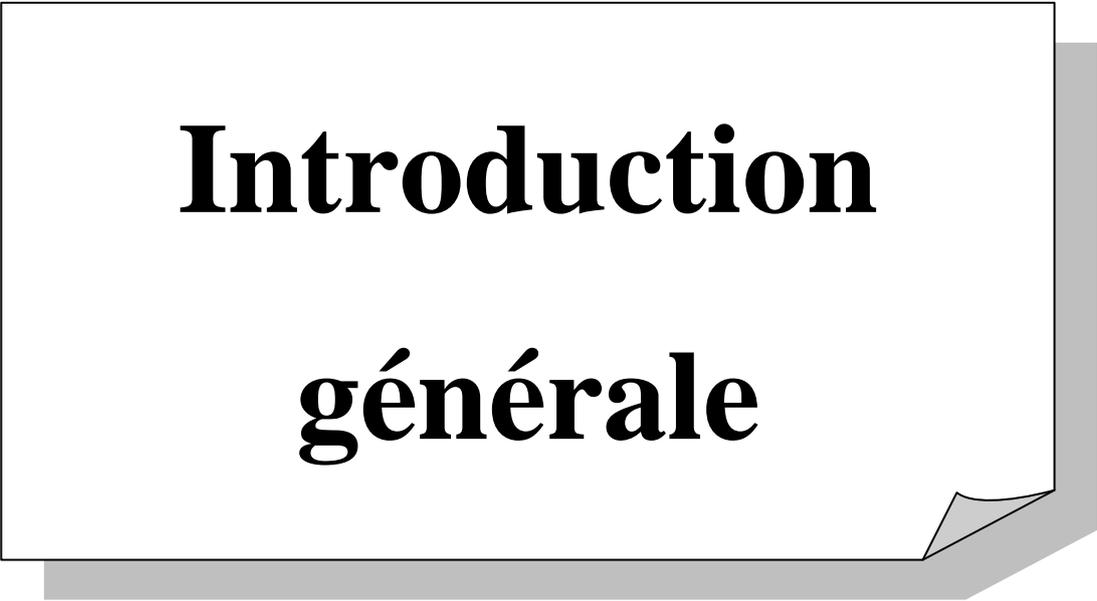
<b>Liste des figures</b>	
Figure I-1: positionnement de champs TOUAT HUILE ADRAR.....	4
Figure I-2 : schéma de CPF.....	8
Figure I-3: schéma de brut au CPF. ....	10
Figure I-4 : schéma de gaz au niveau de CPF. ....	10
FigureII-1 : La corrosion uniforme. ....	17
FigureII-2 : représente la corrosion par piqures. ....	18
Figure II-3 : Corrosion caverneuse d'un acier allié sous un joint.. ..	19
Figure II-4 : Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre. ....	19
Figure II-5 : Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium véhiculant de l'eau. ....	20
Figure II-6 : Corrosion sous contrainte (contrainte Locale élevée (a) et contrainte locale peu élevée (b)) [15].....	20
Figure II-7 : Contrainte appliquée en fonction du nombre de cycles. ....	21
Figure II-8: Mécanisme de la corrosion microbienne. ....	23
Figure II-9 : schème mesure de protection contre la corrosion. ....	27
Figure II-10: schéma de revêtement. ....	28
FigureII-11 : principe de protection cathodique (anode sacrificielle et courant imposé. ....	29
Figure II-12 : Etat d'un pipeline endommagé. ....	33
Figure II-13 : Représentation du rôle d'un inhibiteur anodique en milieu acide :(a) sans inhibiteur, (b) avec inhibiteur .....	36
FigureII-14 : Représentation du rôle d'un inhibiteur cathodique en milieu acide (a) sans inhibiteur, (b) avec inhibiteur. ....	37
Figure II-15 : Plaque D'acier Au Carbone ASTM A36 .....	39
Figure III-1: Test kit dilution.....	56

<b>Liste des photos</b>	
Photo I-1 : unités d'injection d'inhibiteur de corrosion. ....	7
Photo I-2: séparateurs tri phasique CPF.....	8
Photo I-3 : systèmes de stockage et de décantation CPF.....	9
Photo II-1 : anode sacrificielle corrode (bac de stockage T02110 CPF).....	30
Photo II-2 : poste de soutirage pour le système de protection cathodique CPF.....	30
Photo II-3: protection cathodique pour pipeline OUT vers CPF (TOUAT HUILE ADRAR).....	32
Photo II-4: unité d'injection chimique FPF OTRA (TOUAT HUILE ADARA).....	33
Photo III-1 : prise d'échantillons de pétrole.....	44
Photo III-2: spectrophotomètres.....	47
Photo III- 3 : Conductimètre.....	50
Photo III-4 : Appareil ultrason de mesure d'épaisseur.....	51
Photo III-5: un coupon rondelle utilisé sur le pipeline vers CPF.....	53
Photo III- 6 : Opération de dilution des analyses bactériennes sur site .....	54
Photo III-7: préparation de milieu de culture .....	57
Photo III-8 : autoclave de stérilisation.....	58
Photo III-9: L'apparition d'un trouble dans le milieu de culture.....	59
Photo III-10: Les analyses des dissous au laboratoire CPF.....	61
Photo III-11 : Méthode de mesure de potentiel de la protection cathodique et l'efficacité de joint isola.....	64
Photo III-12: Résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne réalisée sur les installations eaux du champ de TOUAT HUILE-SH/DP.....	68
Photo III-13 : Résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne réalisées sur les installations HUILE et CONDENSAT du champ de TOUAT HUILE-SH/DP..	68
Photo III-14 : Niveau de contamination des installations eaux du champ de TOUAT HUILE SH/DP par nature de corrosion bactérienne.....	69
Photo III-15 : Percement de bac de stockage 10 CPF.....	70
Photo III-16 : Corrosion des parois de bac de stockage T02110 CPF.....	70

**Liste des tableaux**

Tableau I.1 : les caractéristiques de brut HAS. ....	12
Tableau I-2 : les caractéristiques du brut OUT. ...	12
Tableau I-3 : caractéristiques du brut expédié vers raffinerie. ....	12
Tableau I-4 : La composition en mole du pétrole brut de réservoir. ....	13
Tableau I-5 : Les caractéristiques chimiques de l'eau du réservoir. ....	13
Tableau II-1 : Les principaux facteurs de la corrosion. ....	17
Tableau II-2: Comparaison des éléments de systèmes P.C. ....	34
Tableau II-3 : LES NORMES ÉQUIVALENTES. ....	38
Tableau II-4 : COMPOSITION CHIMIQUE :(Largeur des plaques 20 "à 40"). ....	38
Tableau II-5 : PROPRIÉTÉ MÉCANIQUE ....	39
Tableau II-6 : spécification API 5L, GrB (PSL-2) de caractéristique suivante ....	39
Tableau III-1 : Des points de prises d'échantillons ....	43
Tableau III-2 : la vitesse du son pour chaque matériau.....	50
Tableau III-3 : analyses électrochimiques et physico-chimiques.....	62
Tableau III-4 : Résultat de mesure d'épaisseur ....	63
Tableau III-5 : vérification de potentielle de la protection cathodique et l'efficacité de joint isolant ....	63

<b>Liste des abréviations</b>	
<b>CPF</b>	centre de traitement final
<b>FPF</b>	centre de traitement primaire
<b>API</b>	Institute American de pétrole
<b>ASTM</b>	La société American de teste matériels
<b>BS&amp;W</b>	Basic sediment and water
<b>RVP</b>	Pression vapeur reid
<b>EPS</b>	Des polymères extracellulaires
<b>CIM</b>	Corrosion induite microbiologiquement
<b>P.C</b>	Protection cathodique
<b>OD</b>	Le diamètre extérieur de pipe
<b>WT</b>	Épaisseur de mur de pipe
<b>OUT</b>	FPF ouadtrah
<b>HAS</b>	FPF Hassiillatou
<b>CRD</b>	Centre de recherche et développement BOUMERDES
<b>PP</b>	Le polypropylène
<b>PET</b>	Polyéthylène téréphtalate
<b>TKD</b>	Test kit Dilution
<b>APB</b>	Bactéries de la corrosion productrice d'acides
<b>GAB</b>	Bactéries de la corrosion hétérotrophe
<b>BF</b>	Ferro bactéries
<b>BSR</b>	Bactéries de la corrosion Sulfato Réductrices
<b>BTR</b>	Bactéries de la corrosion Thiosulfato-Réductrices
<b>SOB-ana</b>	Les bactéries de la corrosion oxydantes les composés soufrés en anaérobies
<b>SOB-a</b>	Les bactéries de la corrosion oxydantes les composés soufrés en aérobies
<b>CSC</b>	Corrosion Sous Contrainte
<b>BPD</b>	Baril par jour
<b>tep</b>	Tonnes Equivalent Pétrole
<b>NACE</b>	Association nationale de l'engineering de la corrosion



**Introduction**  
**générale**

## Introduction générale

La corrosion des métaux entraîne de nombreuses catastrophes et problèmes dans les installations industrielles, tels que la détérioration des pièces métalliques, des conduites et des réservoirs pouvant entraîner des incendies, des explosions ou des pannes des installations. La corrosion est un mode d'endommagement lent et progressif qui a conduit par le passé à plusieurs accidents industriels importants. L'accident le plus catastrophique s'est produit à Bhopal, Inde en décembre 1984 et a causé la mort de plus de trois mille personnes. Cet accident a été attribué à la corrosion d'une tuyauterie transportant un fluide toxique sous pression et à haute température [1].

La corrosion, est l'effondrement, qui infecte les structures métalliques résultant de leur interaction avec leurs environnements, elle est une réaction électrochimique qui se produit à la surface d'un métal et conduit à une modification des propriétés physiques ou chimiques ou mécaniques ou électromagnétiques, ou certains d'entre eux ou tous ensemble, on estime qu'environ 5 % du revenu d'un pays industrialisé est consacré à la prévention de la corrosion et à l'entretien ou au remplacement des produits perdus ou contaminés à la suite de réactions de corrosion[2].

Bien que l'apparition de la corrosion et la dégradation environnementale des matériaux semble inévitable, elle peut être certainement évitée dans une large mesure d'une manière ou d'une autre, non seulement pour réduire les coûts, mais aussi pour un environnement plus sûr et sécurisé.

Dans ce travail, nous nous intéressons à étudier le phénomène de la corrosion dans les installations pétrolières au niveau de l'usine « TOUAT HUILE ADRAR » et l'identification des différents types de corrosion et leur impact. En plus, on va donner des recommandations applicables pour la lutte contre ce phénomène.

La détection du problème de corrosion se fait par l'application des techniques d'inspections spécifiques, représentées essentiellement dans les analyses chimiques au laboratoire et le contrôle non destructif par la mesure des épaisseurs au moyen d'un ultrason et l'utilisation des coupants pour mesurer la vitesse de la corrosion et par conséquent, cela nous a permis d'évaluer l'efficacité de la protection déjà utilisée au niveau des installations, que ce soit la protection cathodique ou l'injection des inhibiteurs de corrosion .

La protection cathodique est un moyen de prévention contre la corrosion, elle est utilisée au niveau du champ de « TOUAT HUILE » pour les protections collectives des puits

producteurs du brut, des bacs de stockage et plusieurs autres installations et équipements. Pour cela, les installations enterrées sont protégées par une protection de revêtement et par un inhibiteur.

L'ensemble de toutes ces considérations qui nous à amener à entreprendre ce travail sont réparties en trois chapitres :

- Dans le premier chapitre, nous avons présenté l'unité de TOUAT HUILE ADRAR,
- Dans le deuxième chapitre, nous avons fait une approche bibliographique sur la corrosion,
- Le troisième chapitre, représente la partie expérimentale dans laquelle nous avons illustré les différentes analyses et diagnostics d'inspection des installations, dans le but d'avoir une idée générale sur le degré d'avancement de la corrosion au niveau des installations, ainsi qu'une discussion et interprétation des résultats obtenus,
- Enfin, une conclusion générale résume les principaux résultats obtenus lors de ce travail avec des propositions de quelques recommandations.

**Chapitre I :**  
**Présentation de l'unité de**  
**Touat Huile Adrar**

## I.1. Présentation de la compagnie SONATRACH

SONATRACH est une société fondée en 1963, qui investit principalement dans le domaine de l'exploration, le transport, le traitement et la commercialisation des produits pétroliers liquides et gazeux. Elle est la première entreprise du continent africain. Elle est classée la 12<sup>ème</sup> parmi les compagnies pétrolières mondiales. Sa production globale est d'environ 160 millions de tep (Tonnes Equivalent Pétrole) en 2015. La société SONATRACH cumule une longue expérience dans le raffinage du pétrole depuis plus de 50 ans. Pour la maîtrise des installations, Cette société bénéficie du retour d'expérience de ses 50 ans d'exploitation et de la maintenance d'installation d'hydrocarbures, ainsi que de l'expérience acquise sur les sites de raffinage de pétrole et de compétence de ses équipes techniques, qu'elle peut diligenter à tout moment en cas de nécessité. La carte géographique de SONATRACH est représentée sur la figure I.1 [3].

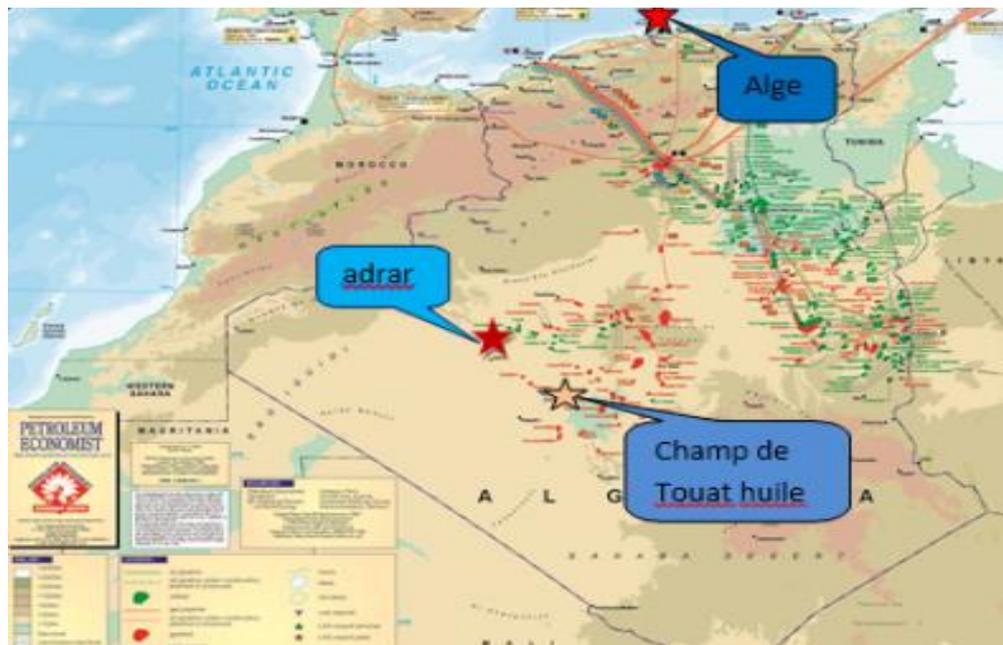


Figure I-1 : Positionnement du champ de TOUAT HUILE ADRAR [3]

## I.2. Présentation du champ de TOUAT HUILE SONATRACH

Le champ de TOUAT HUILE SONATRACH est commencé à être exploité après la dissolution du contrat d'association entre OC TOUAT (l'organisme opérationnel conjoint de SONATRACH) et de la China National Petroleum Corporation (CNPC), cette dernière a été

créé pour but de développer le champ pétrolier de TOUAT pour une durée contractuelle de 20 ans en deux phases (Phase I et Phase II) pour tenir compte des capacités de production suivantes [3] :

- Traitement du pétrole : 2000 m<sup>3</sup>/j (12500 BPD).
- Gaz associé : 120000 m<sup>3</sup>/j.
- Eau produite (maximum) : 2000 m<sup>3</sup>/j.
- Eau injectée (maximum) : 3600 m<sup>3</sup>/j.

La capacité de production du champ de TOUAT est de 12 500 BPD (baril/ jour). Les fluides provenant des puits du champ pétrolier de HASSI ILLATOU doivent être transférés au FPF-HAS par l'intermédiaire de lignes d'écoulement et les fluides provenant des puits du champ pétrolier d'OUEDTOURHAR seront transférés au FPF-OUT par l'intermédiaire de lignes d'écoulement. Dans FPF-HAS et FPF-OUT, le fluide doit être séparé en deux phases. Le gaz est transféré à la CPF Est par l'intermédiaire d'une conduite de gaz séparée, et le liquide (pétrole et eau) est pompé vers les CPF Est par l'intermédiaire d'une conduite de pétrole séparé au cours de la phase deux, 18 autres puits de production et 9 puits d'injection d'eau seront aménagés pour maintenir le taux de production de pétrole à 12500 BPJ pendant 20 ans.

Les installations centrales de traitement CPF sont construites pour traiter le pétrole brut provenant des puits et pour exporter le pétrole traité à la raffinerie d'ADRAR. Le gaz associé sera également traité et utilisé comme gaz combustible pour les générateurs d'énergie au gaz naturel et les échangeurs de chaleur. L'excès de gaz associé sera brûlé [3].

### **I.2.1. Situation géographique de l'unité de TOUAT HUILE ADRAR**

La zone globale se trouve dans le désert du Sahara, à une distance de 40 km du champ pétrolier SBAA à l'est de la ville d'Adrar, en Algérie.

Il y a un camp (base de vie) près du CPF, qui peut accueillir 400 personnes. Il est pratique pour la vie et la gestion des champs pétroliers. Les limites géodésiques sont de 0°15'E à 0°40'E en longitude et de 27°40'N à 28°10'N en altitude. Les véhicules peuvent passer par la zone ouverte à l'est de la ville d'Adrar par la route grossièrement construite à Hassi Illatou et Oued Tourhar, dans laquelle deux FPF sont conçus respectivement. Les deux FPF sont proches du pied du plateau [3].

Le CPF et le camp sont sur le plateau entre les deux FPF, tandis que le camp est à 5 km à l'ouest de CPF.

## I.2.2. FPF Hassiillatou (FPF-HAS) ET FPF oued tourha (FPF-OUT)

- L'FPF-HAS est située à Hassiillatou, à environ 18,69 km du CPF.
- L'FPF-OUT est située à Oued Tourhar, à environ 19,53 km du CPF.
- Les deux FPF HAS et OUT sont identiques sauf que les références se diffèrent.

### I.2.2.1. Description de l'FPF

Une pompe est installée à chaque puits, le fluide produit à partir des 15 puits s'écoule à travers des conduites d'écoulement individuelles et entre dans le collecteur **Manifold**. Le fluide arrivant dans le collecteur d'entrée est séparé en huile et en gaz en deux étapes. La première étape, la séparation dans les deux séparateurs (V-21710 et V-21720) équipés d'un système d'échauffement de brute (échangeur de chaleur) intégré au séparateur. Chacun de ces séparateurs est conçu pour 50 % du fluide de production. Le brut séparé dans ces récipients à 2.5 bars est transféré à deuxième étape où un autre séparateur **buffer** à deux phases (V-21730) fonctionnait à 1 bar. Le liquide séparé du deuxième étage est pompé par les pompes d'expéditions (P-22210 et P-22220) via une ligne de liquide pipeline de six pouces vers CPF. L'inhibiteur de corrosion est injecté dans la conduite d'huile [4].

De même, le gaz séparé dans les deux étapes est transféré vers CPF via une ligne de gaz de quatre pouces sous sa propre pression. Du méthanol est injectée dans la ligne de gaz pour empêcher la formation d'hydrates afin d'éviter le givrage et le bouchage des pipelines.

Un séparateur d'essai (V-21810) a été fourni pour tester l'huile et le gaz de production, provenant de chaque puits. Les drains liquides d'hydrocarbures provenant des récipients et d'autres équipements sont acheminés dans le **close drain** (V-24810) et sera réinjecté dans le récipient **buffer** du deuxième étage (V-21730) pour les eaux de lavage des **skids** et l'eau de pluie des drainages seront acheminées vers l'**oben drain** (T-25910). L'huile récupérée d'**oben drain** est pompée par la pompe (P-25920) vers le **buffer** et l'eau séparée s'écoule par gravité vers un bassin d'évaporation.

Une installation de raclage mobile avec un récepteur de racleur (**Pic receiver**) (V-21510) et un lanceur de racleur (**pic lancer**) (V-21530) et (V-21540). Pour nettoyer des impuretés et la cire recueillies dans les lignes d'écoulement la même chose pour la ligne de gaz [4]. Chaque FPFs a une unité d'injection d'inhibiteurs de corrosion (photo I.1).



**Photo I-1 : Unité d'injection d'inhibiteur de corrosion**

### **I.2.2.2. Description de CPF**

#### **La première étape : séparation et chauffage :**

Les fluides de production, reçus des FPF s'écoulent vers les deux séparateurs de production triphasés (V-01710 et V-01720). Chacun de ces séparateurs est conçu pour 100 % du fluide de production. La première étape de séparation dans ces séparateurs triphasés conçu pour obtenir un flux d'huile avec 30 % d'eau, et produit de l'eau avec 1000 ppm d'huile et gaz séparé avec gouttelettes liquides transporté de 150 micron. L'huile séparée avec une coupe d'eau de 30 % est acheminée vers les deux échangeurs de chaleur (H-01920 et H-01930). Le service du chauffage a été fixé à 1750 KW. Le flux d'eau produit par le séparateur triphasé s'écoule vers **sump tank** (T-04370) et le flux de gaz s'écoule vers l'épurateur de gaz (**gas scrubber**).

Le produit chimique de d'émulsifiant est ajouté en amont des séparateurs triphasiques et de l'échangeur de chaleur **heater** pour améliorer l'efficacité de séparation de l'eau dans l'équipement en aval [5].

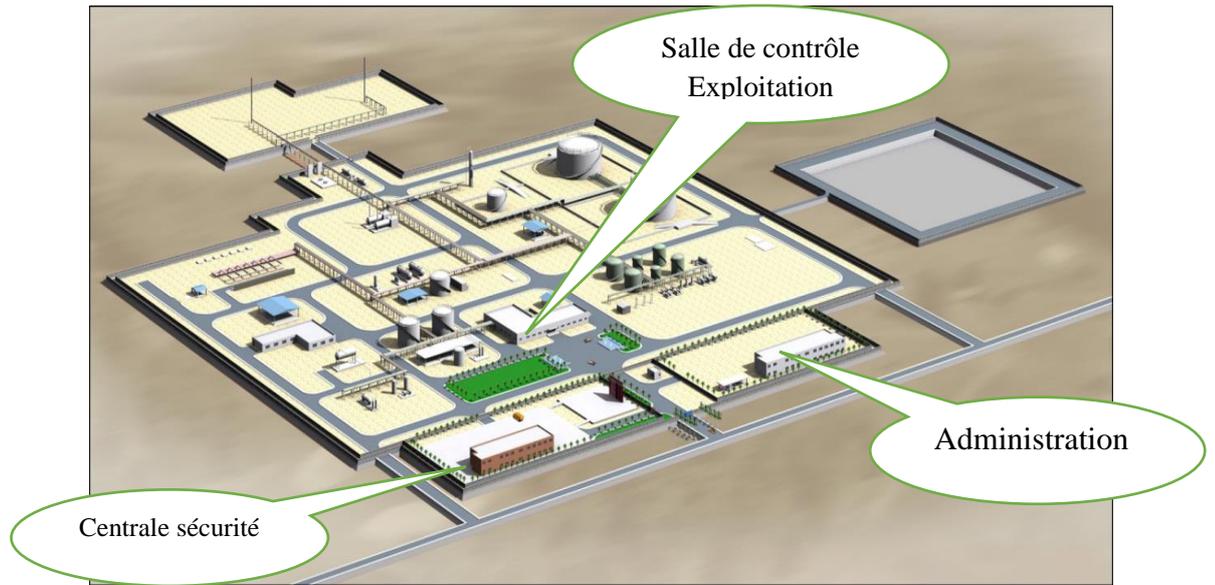


Figure I-2 : Schéma de CPF [5]



Photo I-2: Séparateurs tri-phasique CPF

### La deuxième étape : Déshydratation du pétrole brut :

La seconde étape de déshydratation est effectuée dans un bac de sédimentation d'huile (T-02010). L'intérieur de la structure doit être adapté à la sédimentation dynamique. Un déversoir réglable (**control box**) pour huile-eau est installé à l'extérieur du réservoir. Le temps de rétention et le contact huile-eau peuvent être contrôlés par réglage manuel du **control box** de niveau.

L'huile avec < 1% de coupe d'eau s'écoule vers les deux bacs de stockage d'huile (T-02110 et T-02120). Ces bacs sont équipés de prises d'huile de haut niveau. Cela garantira la qualité du pétrole expédié. Les dispositifs d'alarme de niveau de liquide et de pression élevés et bas seront mis au service. L'eau de fond de ces bacs s'écoule vers le **sump tank** (T-04370) et l'eau du fond de ces bacs s'écoulera vers le système de traitement de l'eau, produite à l'avenir.

Deux pompes d'expéditions (P-02210 et P-02220) sont fournies pour pomper le pétrole brut de ces bacs vers la raffinerie. La ligne d'expédition est équipée d'un débitmètre à ultrasons.

Le **Pig lancer** pour la conduite de transport d'huile et le **pig reseiver** à l'extrémité de la raffinerie. Cela permettra de raccorder le pipeline entre le CPF et la raffinerie [4].



**PhotoI-3 : Systèmes de stockage et de décantation CPF**

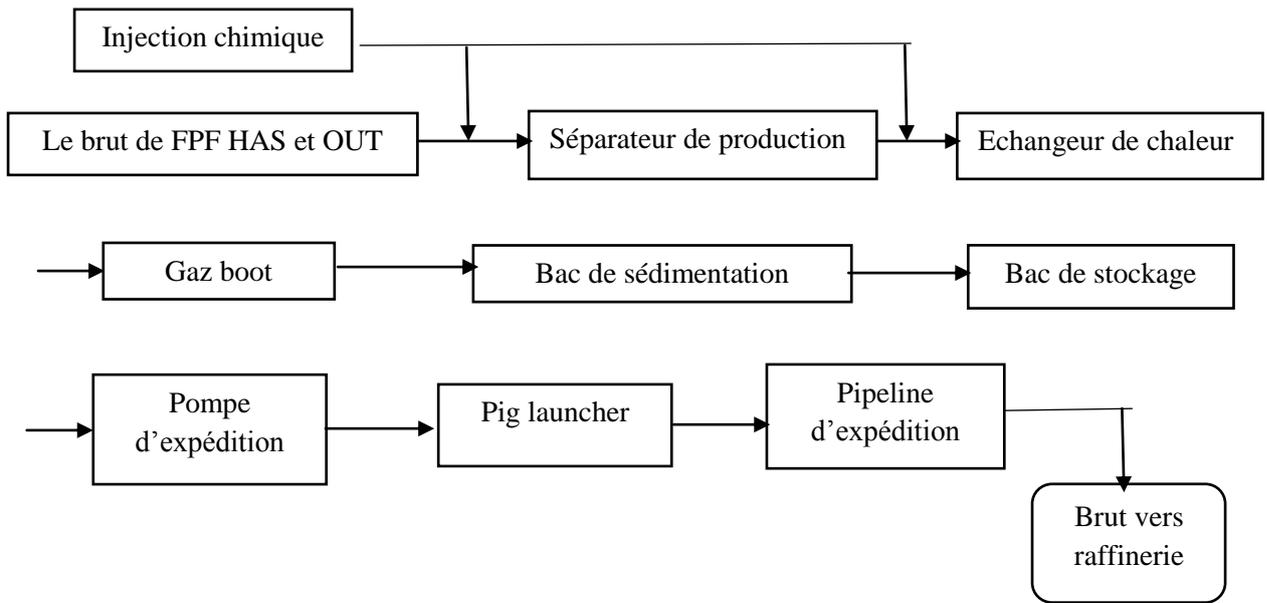


Figure I-3: Procédure de traitement de brut à l'unité CPF [3]

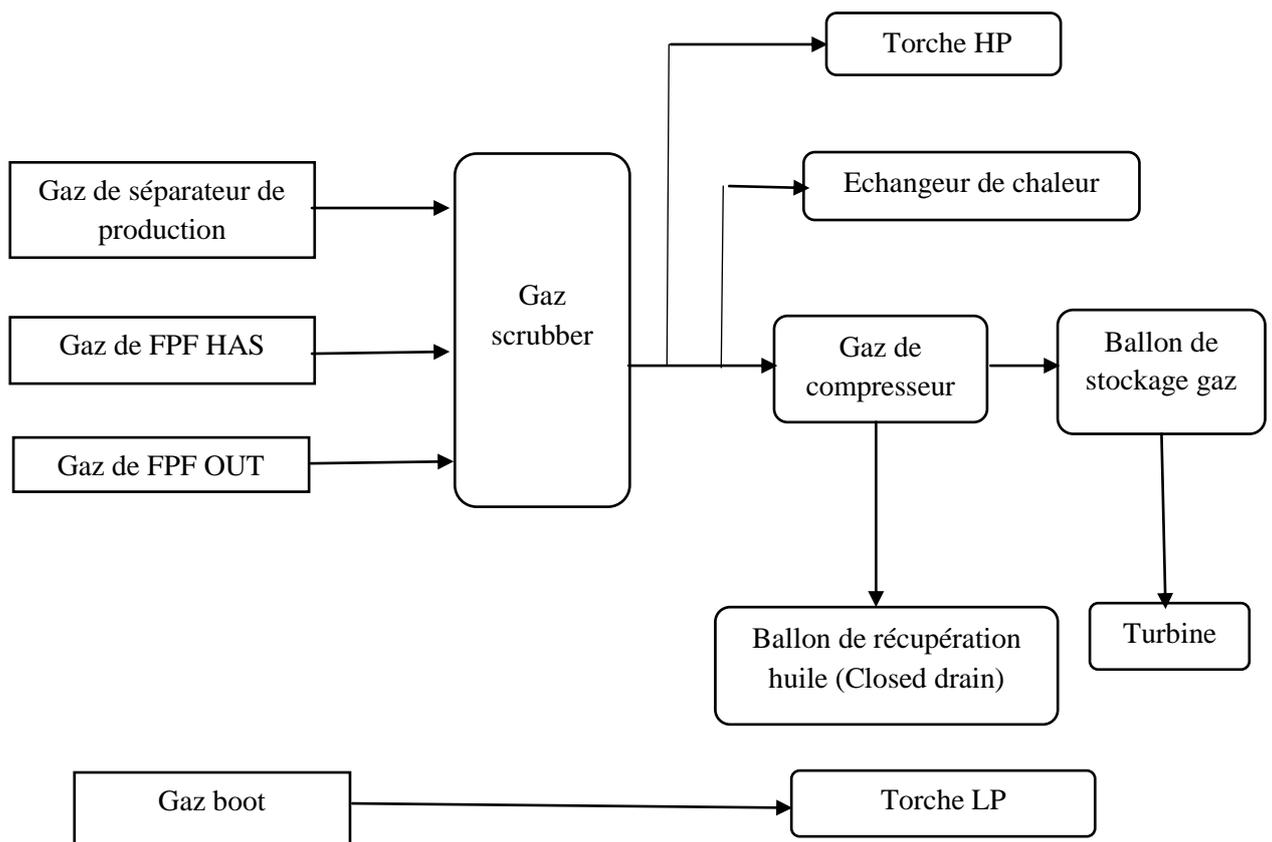


Figure I-4 : Procédure de traitement de gaz à l'unité CPF [3]

### I.2.3. Systèmes d'injection chimique :

Les systèmes d'injection de produits chimiques sont fournis dans la phase 1 du projet pour :

- Inhibition de la formation d'hydrates dans les conduites de gaz (injection de méthanol).
- Inhibition de la corrosion.
- Amélioration du processus de déshydratation (désémulsifiant).

Chacun des unités d'injection de produits chimiques comprendra un réservoir de stockage pour les produits chimiques, deux pompes de dosage et tous les accessoires nécessaires [4].

**Les systèmes d'injection de produits chimiques fournis sont les suivants :**

- Méthanol : FPF-HAS et FPF-OUT pour les lignes de gaz.
- Inhibiteur de corrosion :
  - À chaque tête de puits pour les lignes de flux.
  - À FPF-HAS et FPF-OUT pour les lignes de transport d'huile.
- Désémulsifiants : CPF l'entrée du manifold / heater.

**Tableau I-1 : Caractéristiques de brut HAS [4]**

Sr. No.	Test		Résultats
1	API		40.28
2	Densité (20 °C)	Kg/l	0.8237
3	Viscosité (cP)	0 °C	66.0
		20 °C	9.6
		40 °C	4.8
		60 °C	2.4
4	Point de flash (°C)		< -15
5	RVP, kPa		48.5
6	BS&W, %		0.025
7	Point d'ébullition initiale (°C)		35
8	Gum, %		17.7
9	Asphalt (%)		0.3
10	Paraffins (%)		1.4
11	point d'inversion de phase, %		70
12	Salinité mg/l		33.5
13	Acidity, mg KOH/g		0.06

**Tableau I-2 : Caractéristiques du brut OUT [4]**

Sr. No.	Test		Résultats
1	API		43.69
2	Densité (20 °C)	Kg/l	0.8077
3	Viscosité (cP)	0 °C	73.2
		20 °C	8.4
		40 °C	4.8
		60 °C	3.0
5	Point de flash (°C)		< -15
6	RVP, kPa		74.5
7	BS&W, %		0.025
8	Point d'ébullition initiale (°C)		32
9	Gum, %		22.4
10	Asphalt (%)		0.4
11	Paraffins(%)		2.9
12	point d'inversion de phase %		70
13	salinité, mg/l		90.7
14	Acidity, mg KOH/g		0.06

**Tableau I-3 : Caractéristiques du brut expédié vers raffinerie [4]**

Paramètre	Valeur
RVP	7 psia (été) and 10 psia (hiver )
Salinité de brute	50 mg/L
BS&W	≤ 1.0%
La pression de brute à la raffinerie	0.4 MPa (g)
Température de brute a la raffinerie	15-25°C

**Tableau I-4 : La composition en mole du pétrole brut de réservoir [4]**

Composants	Fraction molaire %
Nitrogen	2.582
Carbon Dioxide	0.226
Methane	9.831
Ethane	5.811
Propane	6.27
i-Butane	1.209
n- Butane	5.676
i-Pentane	2.490
n- Pentane	4.226
Hexanes	7.430
Heptanes	9.521
Octanes	6.277
Nonanes	6.318

Decanes	5.746
Undecanes	4.382
Dodecanes plus	22.045
<b>Total</b>	<b>100%</b>

**Tableau I-5 : Caractéristiques chimiques de l'eau du réservoir [4]**

<b>PH</b>	12.01	-
<b>Cations</b>	<b>Mg/l</b>	<b>Mg/l</b>
<b>Na+</b>	75000	3260.9
<b>K+</b>	2500	64.1
<b>Ca++</b>	1186	59.3
<b>Mg++</b>	117	9.6
<b>Ba++</b>	0	0
<b>Sr++</b>	27.7	0.63
<b>Fe++</b>	0	0
<b>Fer Total</b>		3394.5
<b>HCO3-</b>	347.7	5.7
<b>CO3-</b>	1191	39.7
<b>SO4-</b>	2680	55.8
<b>CL-</b>	117008	3401.2

## **Chapitre II :**

# **Généralités sur la corrosion et les moyens de protection**

## **II.1. Introduction**

Le terme « corrosion » désigne la destruction d'un métal sous l'action du milieu environnant (air, eau, solution aqueuse, sols ...) par un processus de type physicochimique. Les tubes sont en acier et sont exposés à des interactions avec les sols ayant pour conséquence le développement des pics de corrosion par perte de métal. La corrosion est l'action destructrice des métaux qu'exerce le milieu ambiant sur un métal. Elle pose des problèmes techniques et économiques très importants. La corrosion désigne le phénomène par lequel, les métaux tendent à revenir à l'état sous lequel, ils se trouvent dans la nature [6].

On va rappeler certaines définitions et concepts qui sont nécessaires à notre travail et qui vont nous permettre de maîtriser les phénomènes qui sont en jeu et pouvoir ainsi interpréter les résultats obtenus.

## **II.2. Définition**

La corrosion est un phénomène naturel très complexe, s'avère que l'interaction interstitielle irréversible peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal / environnement, c'est juste au retour à l'état d'oxyde naturel qui se produit sous l'influence de l'environnement immédiat tel que le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres fluides [7].

C'est la dégradation du matériau par réaction chimique ou électrochimique avec l'environnement. Le matériau subit en effet une perte de matière progressive aux points de contact avec le milieu environnant [7].

## **II.3. La corrosion dans l'industrie pétrolière**

La corrosion dans l'industrie pétrolière et gazière est le résultat de l'action des substances corrosives, présentes dans le pétrole brut. Divers facteurs doivent être pris en considération pour résoudre les problèmes de corrosion. Parmi les facteurs importants qui favorisent la corrosion, on a : le type de roches réservoirs, les acides utilisés pour la stimulation, les équipements de puits de pétrole, tels que les tubings et les cuvelages et les conditions de fonctionnement [8].

### **II.3.1. Les facteurs de la corrosion**

Le phénomène de corrosion dépend d'un nombre de facteurs généralement en relation les uns avec les autres à la suite de réactions chimiques, se produisant à la surface des métaux, d'alliages, sous l'action de l'environnement. Ces facteurs peuvent être d'origine interne ou externe, comme le montre le tableau ci-dessous [9].

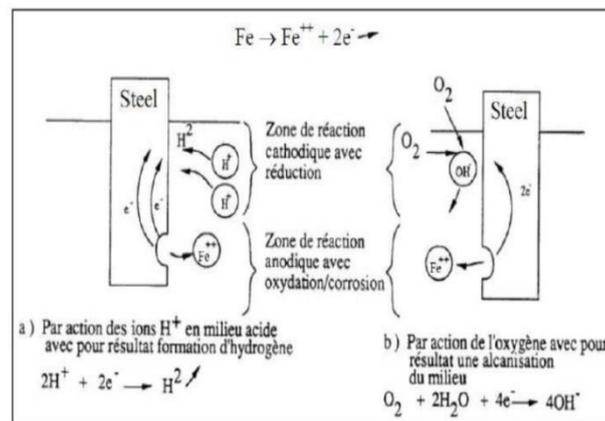
**Tableau II-1 : Les principaux facteurs de la corrosion [9]**

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 de la pièce</li> <li>• Emploi d'inhibiteur</li> <li>• Procédés d'assemblage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vieillessement</li> <li>• Tensions mécaniques</li> <li>• Modification des Revêtements</li> <li>• Protecteurs</li> </ul>

## II.4. Types de corrosion

### II.4.1. Corrosion uniforme

Elle est caractérisée par un taux de corrosion relativement uniforme sur l'ensemble d'une surface exposée. Ce type de corrosion est habituellement prévu pour les pièces, faisant partie d'élément structural qui peut être sacrifié au fil du temps, mais elle affecte tous les métaux communs. Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est  $Fe_2O_3$ . Par exemple dans la figure II.1, les sites anodiques et cathodiques sont représentés de la manière suivante [10].



**FigureII-1 : La corrosion uniforme [10]**

Ce processus conduit à une corrosion de type généralisé avec le temps, le métal voit sa masse et son épaisseur diminuer régulièrement [10].

La corrosion uniforme peut être réduite ou évitée par un choix convenable du matériau, la modification du milieu ou la protection cathodique [10].

#### II.4.2. La corrosion localisée

La corrosion localisée est basée sur le même principe que la corrosion uniforme, bien que le potentiel d'entraînement puisse être assuré par des mécanismes différents. Elle est caractérisée par la distinction claire des endroits anodiques et cathodiques. En outre, la cathode peut être plus grande de plusieurs ordres de grandeur que l'anode, ce qui augmente considérablement la vitesse de corrosion de l'anode. Donc, ce type de corrosion se manifeste par une attaque localisée pouvant entraîner des dommages très importants (perforation de conduite), sans que le métal présente dans son ensemble une perte de poids significative [11].

#### II.4.3. Corrosion par piqûres et corrosion caverneuse

Ces deux types de corrosion sont des cas particuliers de la corrosion galvanique, dans lesquels la perte de métal est localisée sur une zone de métal relativement petite. Dans de tels cas, la corrosion se produit à cause des différences de concentration localisées de l'oxygène ou d'un ion agressif, par exemple un ion de chlore, ou encore à cause d'une différence de pH. La corrosion par piqûres est associée au tartre et aux dépôts d'impuretés, qui forment une barrière entre l'écoulement principal et l'eau stagnante piégée sous le tartre ou les dépôts d'impuretés. Dans ces conditions, l'oxygène dissous dans l'eau industrielle ne peut pas pénétrer le tartre. En l'absence relative de l'oxygène, le métal sous le dépôt devient anodique, c'est-à-dire qu'il tend à se dissoudre et à former une piqûre profonde [12].

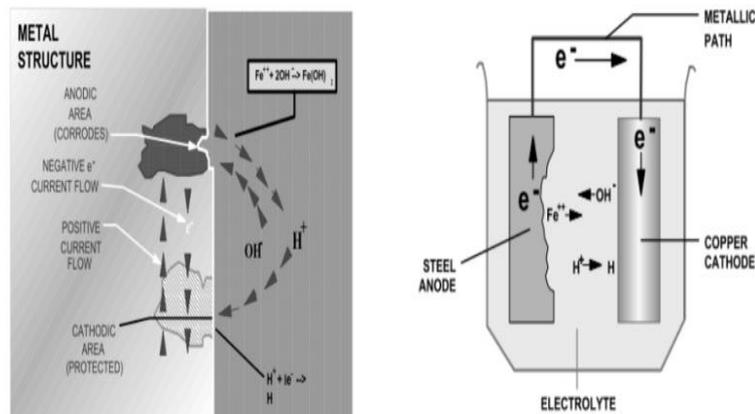


Figure II-2 : Corrosion par piqûres [12]



**Figure II-3 : Corrosion cavernouse d'un acier allié sous un joint [12]**

#### **II.4.4. Corrosion galvanique**

Elle est appelée aussi corrosion bimétallique, elle est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux en contact et entraîne une corrosion du métal le moins noble (anode) avec une résistance à la corrosion du métal le plus noble (cathode) [13].



**Figure II-4: Corrosion galvanique au niveau d'une zone de brasage entre la brasure Cu-P et le tube en cuivre [13]**

#### **II.4.5. Corrosion inter granulaire (inter cristalline)**

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. Par exemple, de petites quantités de fer dans l'aluminium (métal dans lequel la solubilité du fer est faible), vont ségréger au niveau des joints et peuvent provoquer la corrosion inter granulaire (la corrosion feuilletant des alliages d'aluminium laminés se

développe dans la plupart des cas de façon inter granulaire). Mais, l'exemple le plus important est lié à la déchromisation aux joints de grains des aciers inoxydables [14].



**Figure II-5 : Corrosion feuilletant d'une canalisation en alliage d'aluminium [14]**

#### **II.4.6. Corrosion par crevasse**

Appelée aussi corrosion caverneuse, elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique. C'est un phénomène qui se développe dans des zones confinées, telles que les interstices et les recoins. Il y a alors une attaque des parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène [14].

#### **II.4.7. Corrosion sous contrainte (stress corrosion) :**

Il s'agit d'un type de corrosion qui se produit sous l'action commune d'une contrainte mécanique de traction et d'un milieu corrosif. En l'absence de la contrainte, le phénomène ne se produit pas. Le réarrangement cristallin provoque dans ces conditions la circulation d'électrons entraînant une polarisation de l'acier. La C.S.C se manifeste sous la forme de fissures qui peuvent être inter-granulaires, soit Trans granulaires. Les contraintes peuvent être d'origine résiduelle, provenant des opérations de mises en forme et des traitements thermiques, ou d'origine externe, qui résultent des conditions d'utilisation [15].

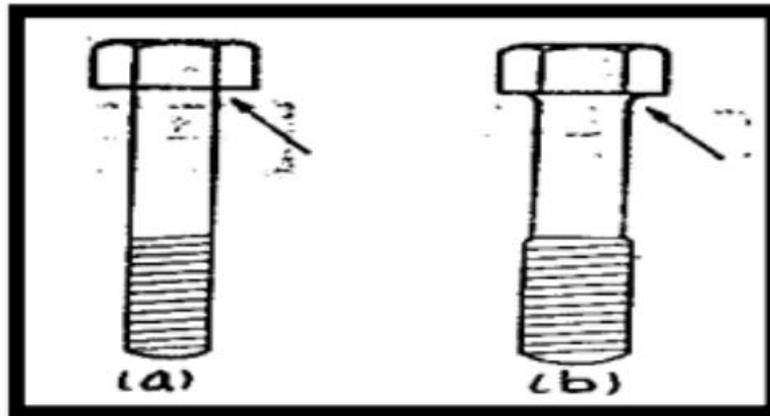


Figure II-6 : Corrosion sous contrainte (contrainte locale élevée (a) et contrainte locale peu élevée (b)) [15]

#### II.4.8. Fatigue-corrosion

Très comparable à la corrosion sous contrainte, le phénomène de fatigue-corrosion apparaît sous l'action conjuguée de l'environnement et d'une sollicitation cyclique. Il se manifeste par un abaissement de la résistance du matériau (acier) à la fatigue [13].

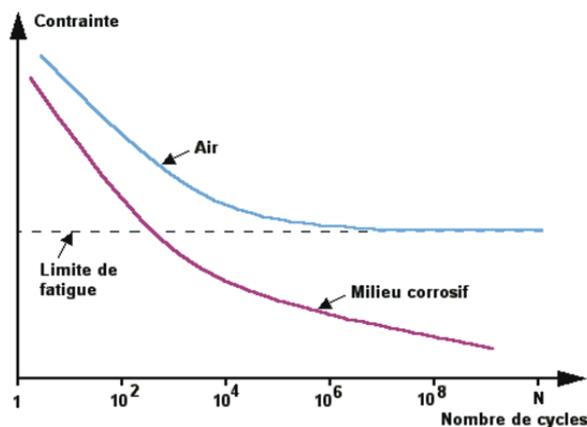


Figure II-7: Contrainte appliquée en fonction du nombre de cycles [13]

La corrosion-fatigue se distingue de la CSC par le fait que les contraintes appliquées ne sont plus statiques, mais cycliques (efforts périodiques alternés). La teneur en oxygène du milieu, sa température, son acidité, sa composition ont une grande influence sur la sensibilité d'un matériau à ce mode de corrosion [13].

Quoiqu'il n'y ait pas de relation directe entre la sensibilité à ce type de corrosion et les caractéristiques mécaniques du matériau, les alliages à haute résistance mécanique sont souvent les plus sensibles [16].

La corrosion-fatigue peut être éliminée ou réduite en diminuant les contraintes, soit par un recuit de détente, soit en modifiant la conception de l'appareil, soit enfin par des traitements mécaniques comme le grenaillage (ou microbillage), qui introduisent des contraintes superficielles de compression [16].

#### **II.4.9. Corrosion électrique ou corrosion par les courants vagabonds (courants parasites)**

Si un courant électrique continu peut avoir pour effet de protéger cathodiquement une structure lorsqu'il circule dans un sens convenable, il peut provoquer sa corrosion lorsqu'il circule dans le sens opposé. Mais, en général les courants vagabonds se propagent dans le sol où les liquides selon un chemin autre que celui prévu. Donc, ils peuvent entrer dans une structure conductrice enterrée ou immergée puis en ressortir plus loin, provoquant une corrosion par dissolution anodique. Ces courants circulant de façon non maîtrisée, sont variables en direction et en intensité et pour cette raison, ils ont reçu la nomination de courants vagabonds [16].

#### **II.4.10. Corrosion bactérienne**

Les problèmes de ce type de corrosion ayant pour origine la présence de micro-organismes touchent des secteurs d'activité divers, et les installations industrielles susceptibles de se voir endommagées par la bio corrosion sont nombreuses : systèmes de transport des eaux brutes et de servitude, échangeurs de chaleur, circuits anti-incendie, déminéralisateurs, et condenseurs. Dans ce type d'installations pouvant se trouver au contact d'eau stagnante ou quasi stagnante, la corrosion bactérienne se manifeste généralement en même temps que l'apparition d'un biofilm d'aspect gélatineux. Les organismes aérobies, par leur respiration à l'intérieur du biofilm, créent la formation d'un gradient d'oxygène. Aux zones totalement anoxiques du métal, les espèces strictement anaérobies peuvent se développer et participer, au côté des bactéries aérobies, au développement de la biocorrosion. Dans le processus de biocorrosion, les bactéries anaérobies sulfurogènes jouent un rôle largement reconnu. On s'accorde sur le fait que la capacité de corrosion de ces bactéries dépend étroitement de leur participation active dans des biofilms au contact des surfaces métalliques [17].

#### **II.10.4.1 Les Bactéries**

Les bactéries sont des micro-organismes adhérents à la surface des métaux et provoquent l'accumulation d'acides et de gaz dissous. Elles interviennent à la fois dans l'eau et dans l'air, quelques-unes se développent dans l'oxygène (bactéries aérobies), tandis que les autres ne nécessitent pas la présence d'oxygène (bactéries anaérobies). Elles peuvent tirer leur énergie aussi bien à partir de matières minérales que de matières organiques. Différentes bactéries sont associées au mécanisme de bio-corrosion et sont souvent caractérisées par leurs techniques de respiration. Les principaux types de bactéries associées à la corrosion sont [17]:

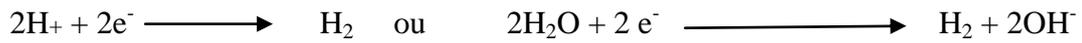
- Les bactéries sulfato-réductrices (BSR).
- Les bactéries oxydant le fer et le manganèse.
- Les bactéries oxydant les sulfures.
- Les bactéries oxydo-réductrices de fer.
- Les bactéries sécrétant des acides organiques et des polymères extracellulaires.

#### **II.10.4.2 Corrosion induite microbiologiquement (CIM)**

Au niveau de l'installation pétrolière, cela arrive plus qu'on ne le croit : perforation des canalisations et tuyaux bouchés par des produits de corrosion. Bien souvent, les responsables du phénomène sont des coupables inattendus. Il s'agit des bactéries ou plus précisément de leurs proliférations en un endroit bien précis des canalisations. Cela est à l'origine un sérieux problème de corrosion, désignée sous le nom de corrosion bactérienne ou encore de bio-corrosion. Dans notre cas, la corrosion interne des pipes est un problème très complexe puisqu'il existe des installations de fond et d'autres de surface en plus d'un réseau de lavage et le réseau de collecte extrêmement dense qui assure l'acheminement des fluides des puits vers les complexes industriels [18].

#### **II.10.4.3 Mécanisme de la corrosion microbienne**

Les mécanismes de la biocorrosion sont variés reflétant la diversité des différents types de micro-organismes, de milieux et de matériaux. Actuellement, il est admis que les bactéries sulfato-réductrices (BSR) et thiosulfato-réductrices (BTR) jouent un rôle prépondérant dans la biocorrosion anaérobie de nombreux types de métaux comme les aciers inoxydables, les aciers doux, les alliages cuivre-nickel...etc. Par ailleurs, le rôle clé des hydrogènes, présenté dans certaines BSR a souvent été suspecté et démontré dans des conditions de laboratoire bien déterminées. Il est communément admis que la corrosion microbienne des métaux en milieux anaérobies est due à la catalyse de la réduction du proton ou de l'eau [18] :



Les BSR produisent métaboliquement des ions sulfures :



**Produits de corrosion :**



**Réaction globale :**



Les ions sulfures se combinent aux ions ferreux pour former des dépôts de sulfure de fer (FeS). Le FeS ainsi formé catalyse la réduction du proton ou de l'eau sur la surface du matériau, ce qui entraîne une augmentation du transfert d'électrons donc une accélération de la dissolution du métal. La corrosion dépend de l'uniformité du dépôt de FeS, de son état cristallin, de la nature de l'acier, des défauts de surface de l'acier...etc. En réalité, les mécanismes de biocorrosion sont certainement plus complexes que ce simple mécanisme et restent difficiles à élucider [18].

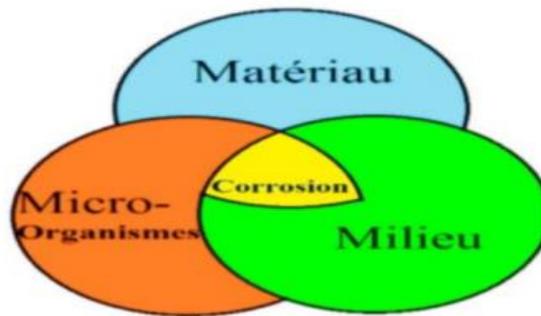


Figure II-8 : Mécanisme de la corrosion microbienne [17]

#### II.4.11. Corrosion par érosion

On rencontre le phénomène de l'érosion principalement dans les conduites de gaz. Ce phénomène est dû au déplacement des particules solides, sable et produits de corrosion à la vitesse du gaz, qui « rabotent » la surface interne de la conduite, provoquant une réduction de l'épaisseur. Le phénomène de l'érosion est particulièrement intense au niveau des coudes à faible rayon de courbure [12].

#### II.4.12. Corrosions particulières rencontrées dans les installations pétrolières :

##### II.4.12.1. Corrosion par CO<sub>2</sub>

###### ❖ Equipements concernés par la corrosion par le CO<sub>2</sub> :

Le CO<sub>2</sub> est un gaz acide présent dans les chantiers pétroliers en quantité plus ou moins importante, cette corrosion concerne tous les équipements de production pétrolière pour lesquels il peut y avoir contact d'eau libre contenant de l'acide carbonique avec les aciers au carbone et faiblement alliés : on peut citer les tubings de puits, séparateur, pipeline...etc [15].

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

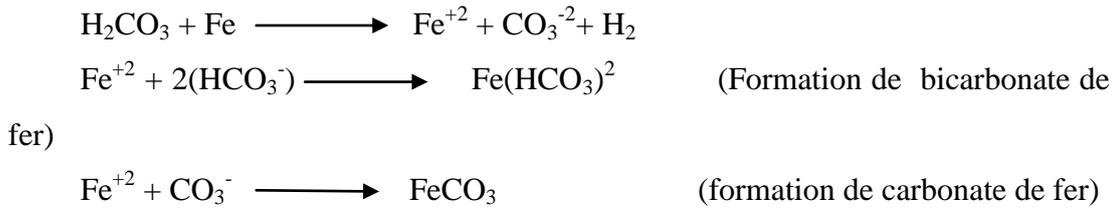
Le dioxyde de carbone dissous dans l'eau conduit à plusieurs formes de corrosion d'acier au carbone et faiblement alliés : corrosion généralisée, ainsi que trois variantes de corrosion localisée qui sont la corrosion par piqure et la corrosion localisée provoquée par des turbulences hydrodynamiques. La dissolution du dioxyde de carbone dans l'eau conduit à la formation d'acide carbonique qui réagit avec les aciers au carbone et faiblement alliés pour former des carbonates et hydrogénocarbonates de fer [15] :

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

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

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

Réaction de corrosion du fer :



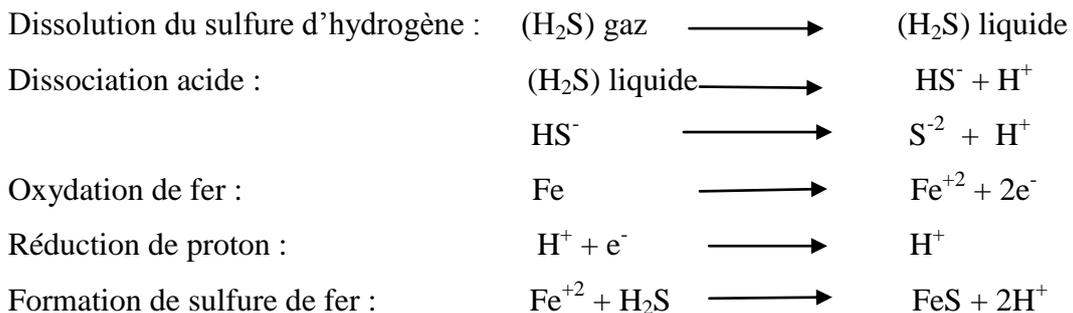
#### II.4.12.2. Corrosion par H<sub>2</sub>S :

En solution aqueuse, la corrosivité de l'H<sub>2</sub>S vis-à-vis des aciers au carbone et des aciers faiblement alliés est très proche de celle du CO<sub>2</sub>. Mais, l'H<sub>2</sub>S possède une caractéristique supplémentaire, il favorise fortement l'absorption d'hydrogène dans les aciers et peut conduire à des problèmes de fissuration par fragilisation par l'hydrogène. Comme l'H<sub>2</sub>S est un gaz acide présent dans de nombreux champs pétroliers, ces formes de corrosion concernent tous les équipements de production pétrolière pour lesquels il peut y avoir contact d'eau libre contenant du sulfure d'hydrogène avec les aciers au carbone et faiblement alliés : on peut citer les tubings de puits, tête de puits, tuyauteries, appareils à pression (séparateurs), pipelines, pompes [15].

##### ❖ Mécanismes et paramètres influant sur la corrosion par H<sub>2</sub>S :

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut, mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés. Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H<sub>2</sub>S et de la température, mais elle est indépendante de la pression [16].

La corrosion par H<sub>2</sub>S est provoquée selon le mécanisme suivant :



Néanmoins, le risque majeur en présence d'H<sub>2</sub>S n'est pas la corrosion uniforme, mais les différentes formes de fissuration par fragilisation par l'hydrogène. Suite à la réaction de réduction de proton, l'hydrogène atomique peut suivre deux voies distinctes :

- Soit réagir avec un autre atome d'hydrogène pour former une molécule de di-hydrogène (H<sub>2</sub>) en solution.
- Soit pénétrer dans le métal sous forme d'hydrogène absorbé.

Ces deux réactions se produisent en surface de métal et font intervenir des intermédiaires adsorbés. En présence de  $H_2S$ , l'équilibre entre deux réactions (recombinaison et absorption) est fortement déplacé au profit de l'absorption. Le mécanisme précis n'est pas clairement établi : certains auteurs considèrent que l' $H_2S$  adsorbé en surface de l'acier joue un rôle de poison à la recombinaison de l'hydrogène, favorisant la réaction de chargement ; d'autres auteurs évoquent un mécanisme de chargement direct de l'hydrogène depuis la solution vers le métal, par l'intermédiaire d' $H_2S$  adsorbé. Quel que soit le mécanisme exact, on retiendra que la présence d' $H_2S$  favorise le chargement en hydrogène atomique dans le métal, entraînant des problèmes très spécifiques de fragilisation qui peuvent conduire à la fissuration. Ces modes de défaillance constituent le principe de risque en milieu  $H_2S$  [19].

### **II.5. Fissuration des pipelines**

La fissure est un défaut ou une discontinuité brutale apparue ou apparaissant dans un matériau sous l'effet de contraintes internes ou externes, où la matière est séparée sur une certaine surface. Tant que les forces de contraintes ne sont pas libérées, elle entraîne une grande concentration de contrainte à son fond. Sa propagation, sous l'effet de contraintes suffisantes, combinée ou non avec un environnement agressif (corrosion sous contrainte) mène à la rupture [20].

### **II.6. La lutte contre la corrosion**

Le phénomène de corrosion dépend du matériau utilisé, de la conception de la pièce (forme, traitement, assemblage) et de l'environnement. Le processus de corrosion peut également être ralenti en agissant sur la réaction chimique en elle-même, on utilise plusieurs méthodes de protection de corrosion. Dans notre cas, l'usine TOUAT HUILE utilise principalement la protection cathodique par courant imposé et par anode sacrificielle et aussi la protection chimique par l'injection de l'inhibiteur de corrosion, et aussi la protection par revêtement [21].

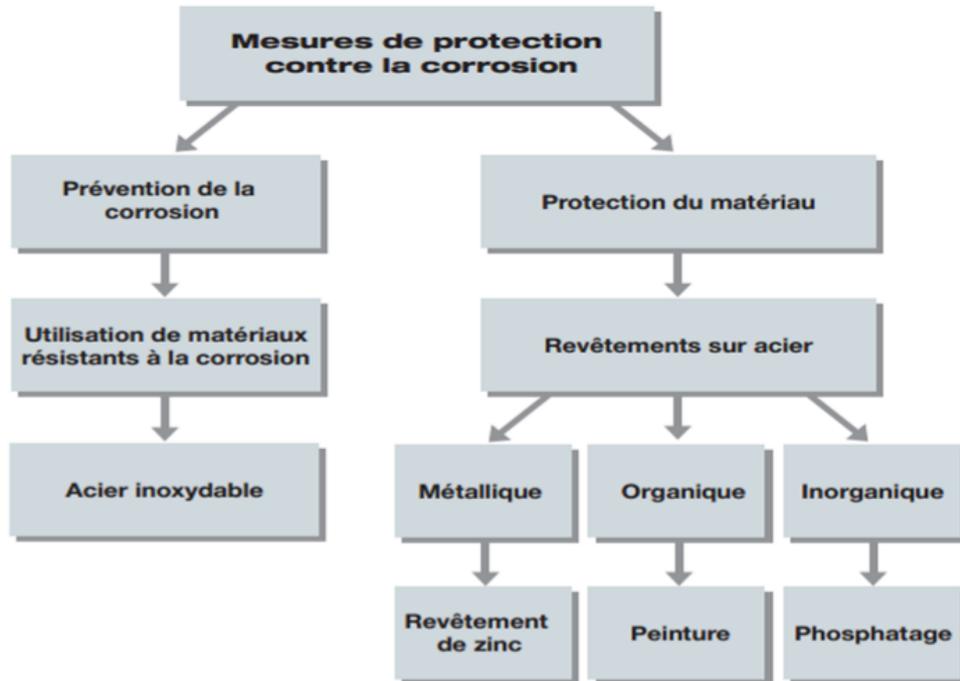


Figure II-9 : Classification des mesures de protection contre la corrosion [21]

### II.6.1. La protection des métaux

Il existe plusieurs formes de protection contre la corrosion ; comme il est possible d'agir sur l'environnement avec lequel le matériau est en contact, sur le matériau lui-même (choix judicieux, formes adaptées, contraintes en fonction des applications,), ou sur la surface du matériau (revêtement, peinture, tout type de traitement de surface) [22].

### II.6.2. La prévention par une forme adaptée de la pièce :

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

### II.6.3. Remède au couplage galvanique :

On sait qu'une corrosion peut naître suite à un assemblage de métaux différents, à cause de leur différence de potentiels. Pourtant, parfois dans l'industrie, pour des raisons de conception, 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.

#### II.6.4. Protection par revêtement

Parmi les différentes méthodes utilisées pour lutter contre la corrosion, la protection par revêtement métallique. Selon leur comportement à la corrosion par rapport au substrat, on distingue deux types de revêtements métalliques :

- Ceux plus nobles que le substrat,
- Ceux moins nobles que le substrat.

Le chrome, le nickel ou le cuivre forment des revêtements plus nobles qu'un substrat en acier, contrairement au zinc, au cadmium ou l'aluminium. Dans les deux cas, la couche forme une barrière entre le métal de base et le milieu corrosif. Par contre, la différence se remarque à partir des pores ou des défauts dans la couche de corrosion [20].

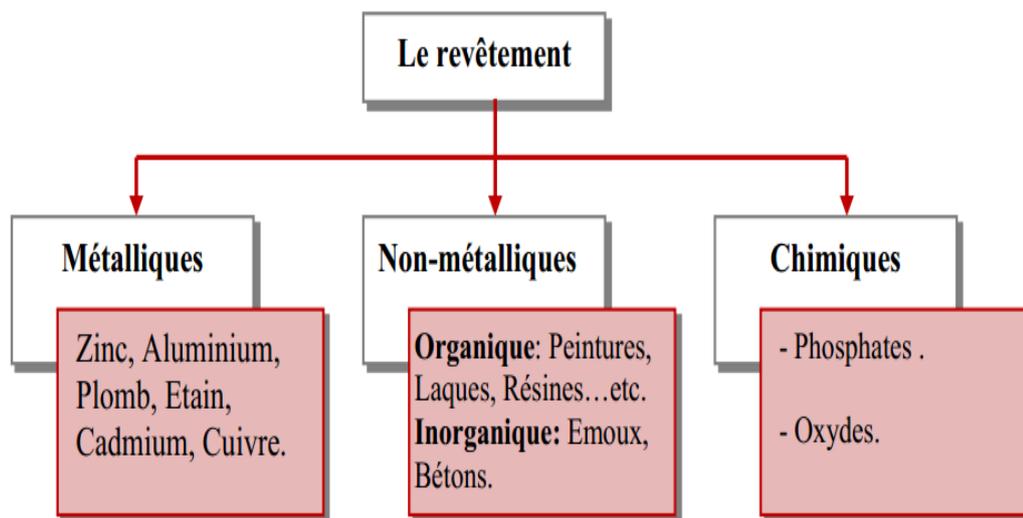


Figure II-10 : Schéma de revêtement [18]

#### II.6.5. Protection contre la corrosion par courant vagabond

En général, il est rarement possible d'intervenir sur les zones d'entrée des courants vagabonds dans une structure. C'est donc au niveau de la sortie de ce courant que l'on agit. Le montage consiste à imposer le passage du courant dans un circuit préférentiel contrôlé et non plus à travers le terrain. Pour cela, on établit une liaison polarisée. Un système de régulation est ajouté au montage afin de limiter le courant. Ce dispositif s'appelle « drainage de courant ». Une installation de drainage doit également comporter un élément permettant le passage du courant dans un seul sens [23].

## II.6.6. Protection électrochimique

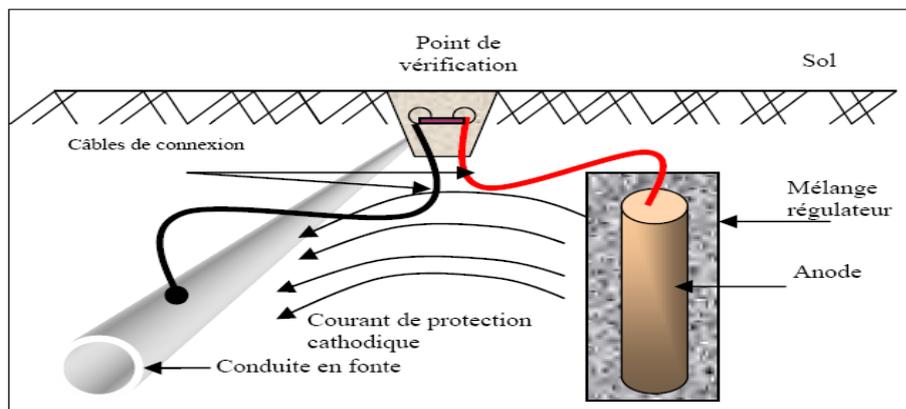
### II.6.6.1. Protection anodique

La protection anodique est surtout utilisée dans la protection des métaux passivables tels que Ti, Cr, FeCr, FeCrNi. Le principe consiste à déplacer le potentiel du métal dans le domaine correspondant à sa zone de passivation par une polarisation en direction anodique. De ce fait, une couche d'oxyde plus ou moins conductrice protège la surface de la corrosion. Ce mode de protection est utilisé pour les réservoirs métalliques, destinés au stockage des acides [24].

La protection anodique a trouvé une application dans la protection des réservoirs contenant en particulier de l'acide sulfurique, mais la méthode est applicable à d'autres acides, par exemple l'acide phosphorique et aux alcalises et certaines solutions salines [23].

### II.6.6.2. Protection par anodes sacrificielles

Le principe de cette méthode de protection consiste en l'association de deux métaux, qui présentent des valeurs de potentiel différentes où l'un est plus noble que l'autre, plongé dans un milieu conducteur (eau ou sol). Les deux métaux sont reliés par un conducteur électrique. Le métal le moins noble appelé anode réactive ou bien sacrificielle va se corroder, l'autre est la structure protégée, en créant un système galvanique. L'Al et le Zn sont utilisés pour protéger l'acier dans l'eau de mer et le Mg est utilisé dans les sols et l'eau douce [24].



FigureII-11 : Principe de protection cathodique (anode sacrificielle et courant imposé)

[24]

### Choix des anodes sacrificielles

Les anodes sacrificielles doivent satisfaire aux conditions suivantes :

- Un potentiel d'électrode suffisamment négatif pour pouvoir polariser rapidement le

matériau à protéger.

- Ne doit pas se polariser lors du passage du courant,
- Se corrode de manière uniforme dans le milieu considéré,
- Une bonne conductibilité électrique et une bonne résistance mécanique,
- Un coût économiquement supportable.

Dans la pratique, trois matériaux satisfont à ces critères. Il s'agit du zinc, de l'aluminium, et le magnésium. De nombreux alliages à base de ces matériaux sont largement utilisés comme anodes sacrificielles [25].



**Photo II-1 : Anode sacrificielle corrodé (bac de stockage T02110 CPF)**

### **Le soutirage de courant ou dispositif à courant imposé**

Il s'agit essentiellement de fixer un potentiel de protection cathodique pour lequel le métal se trouve dans sa zone d'immunité. Pour ce faire, on impose un courant continu à l'aide d'un générateur dont le pôle négatif est relié à la structure à protéger (la cathode) et le pôle positif est relié à l'anode. On utilise des anodes nobles : graphite, fer enrichi de silicium, notamment pour la protection des conduites enterrées [24].



**Photo II-2 : Poste de soutirage pour le système de protection cathodique CPF**

### **II.6.6.3. La protection cathodique**

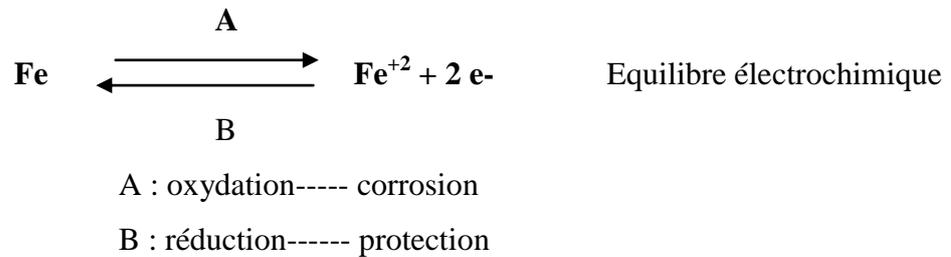
La protection cathodique doit fonctionner pendant la durée de vie de l'ouvrage et maintenir la totalité de la surface exposée à l'électrolyte au-delà d'un seuil d'immunité dépendant de la nature du métal. Par ailleurs, le niveau de potentiel doit demeurer au delà d'une limite pour éviter une dégradation des propriétés mécaniques (fragilisation par l'hydrogène d'un acier à haute résistance) ou du revêtement (décollement/alcalinisation). L'analyse préalable des paramètres de l'électrolyte et de l'ouvrage est essentielle pour sa conception [26].

#### **❖ Le principe des protections cathodiques**

La protection cathodique est obtenue en fournissant des électrons à la structure à protéger, ce qui à son tour supprime la dissolution du métal, diminuant ainsi la vitesse de corrosion.

Pour expliquer le principe de la protection cathodique, nous préférons commencer par l'explication de l'oxydation et la réduction du fer. Avec un milieu réducteur  $Fe^{2+}$  se réduit [27] :





Pour éviter la corrosion, on doit éviter le sens A, donc déplacer l'équilibre dans le sens B (sens de protection). Pour déplacer l'équilibre dans ce sens et rendre l'oxydation (corrosion) thermodynamiquement impossible, il suffit d'injecter un courant appelé « courant protecteur » [26].

Le fer devient cathode, son potentiel par rapport au sol diminue et à un certain potentiel, appelé potentiel d'immunité, la corrosion devient thermodynamiquement impossible.

A partir des constatations qu'on vient de faire, on peut imaginer de créer la circulation d'un courant électrique entre le métal et le sol (solution) qui l'entoure, circulation telle que, le courant passe du sol vers le métal et de favoriser 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 à priori la dégradation. C'est le principe de la protection cathodique.

La protection par courant imposé, appelée également protection par soutirage de courant utilise une source de courant continu, qui débite dans un circuit comprenant [26]:

- Un déversoir (ou masse anodique) en métal ou graphite,
- L'électrolyte (le sol ou l'eau),
- La structure métallique à protéger.

La borne positive de la source électrique est reliée au déversoir par l'intermédiaire d'un câble conducteur et la borne négative est reliée de la même façon à la structure à protéger. Ainsi, le courant circule dans le sens déversoir-électrolyte-structure à protéger puis retourne à la source. C'est l'entrée du courant dans la structure qui provoque l'abaissement du potentiel par rapport à celui du sol. Si ce potentiel est assez faible en tout point de la structure, on dit alors qu'elle est protégée cathodiquement. Pour améliorer son efficacité, cette méthode nécessite une isolation électrique complète de la structure à protéger [26].

### ❖ Critères de la protection cathodique

Les critères de la protection cathodique pour une structure d'acier enterrée dans le sol ou submergée sont déterminés par le standard de la « NACE ». Cette norme énonce ce qui suit :

- Le seuil de potentiel de protection cathodique relevé sur la structure d'acier par l'intermédiaire d'une électrode de référence en cuivre-sulfate de cuivre doit atteindre la valeur de -850 mV. Cette valeur est le critère le plus souvent utilisé pour accepter le niveau de protection cathodique.
- La valeur du seuil de potentiel de -850 mV représente le potentiel de polarisation de la structure, qui peut être réduit par la chute Ohmique créée entre l'électrode de mesure et la structure mesurée. Pour cela, l'électrode doit être toute proche de la structure pour réduire la chute Ohmique durant le relevé de potentiel.
- Une différence de polarisation (niveau de polarisation) de 100 mV peut être également utilisée comme un critère de protection pour une structure métallique soumise à une protection cathodique. Ce critère s'applique souvent sur une structure nue ou avec un revêtement endommagé où il est impossible d'atteindre le seuil de -850 mV [26].



**PhotoII-3 : Protection cathodique pour pipeline OUT vers CPF (TOUAT HUILE ADRAR)**

### ❖ Application de la protection cathodique dans l'industrie

Ses principales applications industrielles concernent les canalisations enterrées ou immergées, les réservoirs enterrés, les capacités internes, en combinaison avec la protection passive par des systèmes ou revêtements spéciaux de revêtement. Il est également largement

utilisé dans le milieu marin : protection des navires, bouées, ouvrages portuaires et plateformes offshore. Cette technologie se développe dans de nouveaux secteurs comme les ouvrages aérés en béton armé ou précontraint (toitures de ponts et de colonnes) et équipements associés [15].

Plusieurs techniques de contrôle de la corrosion sont utilisées sur les pipelines, la protection cathodique en fait partie. Elle peut être appliquée soit aux canalisations revêtues pour atténuer l'attaque de la corrosion sur les zones où la qualité du revêtement peut être mauvaise. Elle est également utilisée sur les pipelines non revêtus. Les deux types de protection peuvent être appliqués aux pipelines enfouis. L'application de l'un ou l'autre de ces types dépend de plusieurs facteurs, tels que le courant requis, la résistivité du sol et la zone à protéger.

Un fonctionnement incorrect des systèmes de protection cathodique peut entraîner un manque de protection et même causer des dommages (figure II.12) [15].



**Figure II-12 : Etat d'un pipeline endommagé [15]**

#### ❖ **Avantages et inconvénients des systèmes de la protection cathodique**

Notre utilisation de la protection cathodique est toujours bénéfique. Cependant, le choix du système à adopter reste en général soumis aux conditions environnementales, de sorte que l'ingénieur concepteur doit étudier la situation afin de mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacun [26].

**Tableau II-2 : Comparaison des éléments de systèmes P.C [27]**

	<b>Anode galvanique ou Sacrificiel</b>	<b>Système à courant imposé Sacrificiel</b>
<b>Complexité de l'installation</b>	Simple	Complexe
<b>Source d'énergie</b>	Non nécessaire	Nécessaire
<b>Distribution du courant sur la structure</b>	Homogène	Souvent hétérogène
<b>Poids de la structure</b>	Importante surcharge en durées de vie	Peu d'accroissement
<b>Influence de la résistivité du milieu</b>	Non envisageable si la résistivité du milieu est trop grande	Pas de difficulté
<b>Débit par anode</b>	Faible	Élevé
<b>Facilité d'adapter le courant consommé en fonction de la demande</b>	Adaptation possible à travers une liaison résistance	Adaptation facile
<b>Risque de surprotection</b>	Pratiquement aucune	Possible
<b>Interférence avec d'autres Structures</b>	Non	Possible
<b>Risques humains Surveillance</b>	Non	Possible (Poste de soutirage)
<b>Surveillance</b>	Aisée et occasionnelle	Surveillance fréquente requise par un spécialiste

## **II.6.7. La protection chimique**

### **II.6.7.1. Définition d'inhibiteur**

D'après la norme ISO 8044, l'inhibiteur est défini comme suit : « Substance chimique ajoutée au système de corrosion à une concentration choisie pour son efficacité et qui entraîne une diminution de la vitesse de corrosion sans modifier de manière significative la concentration d'aucun agent corrosif, contenu dans le milieu agressif » [25].

Un inhibiteur de corrosion est donc un produit chimique (molécule organique ou inorganique) qui est ajouté en faible quantité au milieu corrosif (en général milieu liquide,

plus rarement milieu gazeux) et qui vient protéger le métal contre la corrosion en recouvrant celui-ci d'une barrière isolante (locale ou complète) vis-à-vis du milieu agressif [28].



**Photo II-4 : Unité d'injection chimique FPF OTRA (TOUAT HUILE ADRAR)**

### **II.6.7.2. Conditions d'utilisation**

Un inhibiteur (ou un mélange d'inhibiteurs) peut être utilisé comme unique moyen de protection :

- Soit comme protection permanente,
- Soit comme temporaire, exemples : stockage, décapage, nettoyage...etc.

Un inhibiteur (ou un mélange d'inhibiteurs) peut être combiné à un autre moyen de protection, exemple : addition à un revêtement de surface tel que la peinture [28].

### **II.6.7.3. Fonctions essentielles**

D'une manière générale, un inhibiteur de corrosion doit :

- Abaisser la vitesse de corrosion d'un métal, sans affecter les caractéristiques physicochimiques, en particulier la résistance mécanique, par exemple, risque de fragilisation par l'hydrogène en milieu acide,
- Être stable en présence des autres constituants du milieu, en particulier les oxydants,
- Être stable aux températures d'utilisations,
- Être efficace à faible concentration,
- Être compatible avec les normes de non-toxicité,

- Être peu onéreux.

**Les inhibiteurs de corrosion sont utilisés dans plusieurs domaines d'applications tels que :**

- Le traitement des eaux (sanitaires, industrielles, de chaudières...etc),
- L'industrie du pétrole (forage, extraction, raffinage et transport),
- La protection temporaire des métaux (décapage acide et traitement des huiles de coupe),
- L'industrie des peintures.

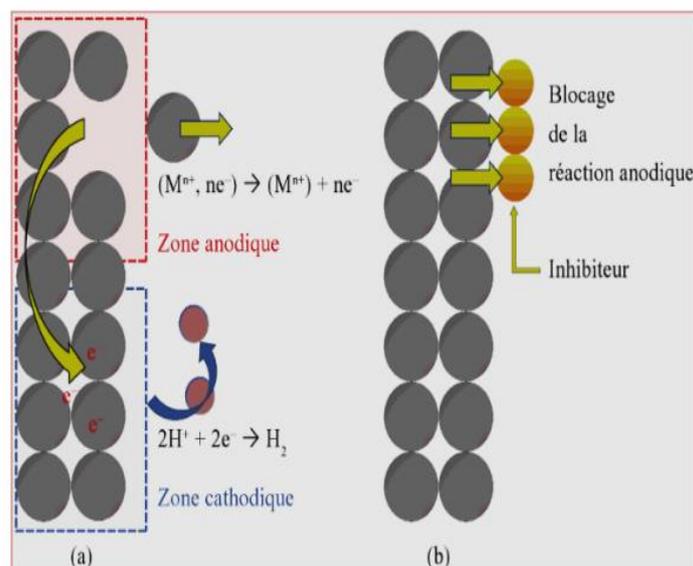
#### II.6.7.4. Types des inhibiteurs

L'adsorption de l'inhibiteur à la surface du métal conduit au blocage de sites réactionnels, ce qui empêche soit les réactions anodiques, soit les réactions cathodiques (ou les deux) et de ce fait, il en résulte une diminution du courant de corrosion [28].

##### 1) Les inhibiteurs anodiques :

Sont les inhibiteurs qui forment une couche mince installée sur la surface du métal, ils comportent les agents oxydants tels que les chromates et les nitrites, ou d'autres sels comme les hydroxydes, les silicates, les borates, les phosphates, les carbonates et les benzoates. Ces inhibiteurs diminuent la densité de courant de dissolution du métal et déplacent le potentiel de corrosion dans le sens positif [28].

L'inhibiteur anodique s'adsorbe préférentiellement sur les sites anodiques de dissolution du métal.

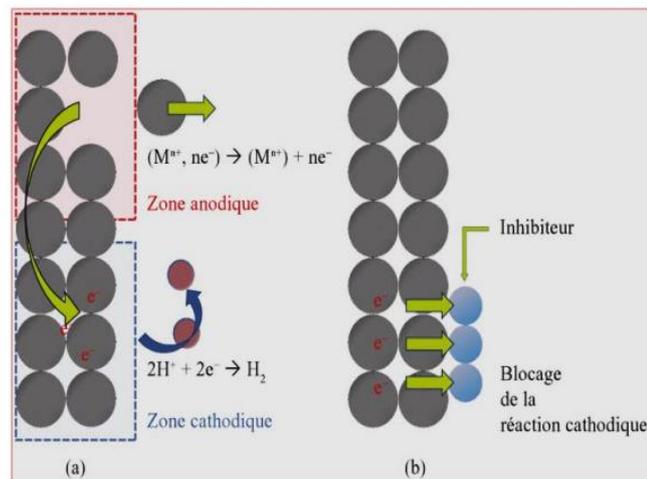


**Figure II-13 : Représentation du rôle d'un inhibiteur anodique en milieu acide :(a) sans inhibiteur, (b) avec inhibiteur [28]**

## 2) Les inhibiteurs cathodiques :

Ils réduisent la réaction cathodique en empêchant l'oxygène d'atteindre la surface à protéger, comprennent des combinaisons de zinc, de nickel, de magnésium, des phosphates alcalins, des combinaisons d'arsenic...etc. Cette fois, les inhibiteurs diminuent l'intensité de courant de réduction du solvant et déplacent le potentiel de corrosion dans le sens négative.

L'inhibiteur cathodique s'adsorbe préférentiellement sur les sites cathodiques de réduction d'un oxydant contenu dans la solution [28].



**FigureII-14 : Représentation du rôle d'un inhibiteur cathodique en milieu acide :(a) sans inhibiteur, (b) avec inhibiteur [28]**

## 3) Les inhibiteurs mixtes :

Les inhibiteurs mixtes agissent en même temps sur les surfaces anodiques et cathodiques, lorsque le film est déposé sélectivement sur la surface anodique, le potentiel de corrosion se déplace vers des valeurs positives. Dans le cas où le film est déposé à la surface cathodique, le potentiel de corrosion balance vers des valeurs négatives. Par exemple : le mélange nitrate + benzoate, un ortho phosphate + chromate, les poly phosphates + chromate [15].

Du point de vue des utilisateurs, la différence entre les inhibiteurs anodiques et les inhibiteurs cathodiques peut être résumée comme suite :

- Selon l'efficacité : les inhibiteurs anodiques, qui bloquent directement la réaction de dissolution du métal, sont généralement plus efficaces que les inhibiteurs cathodiques, qui n'interviennent que indirectement sur l'autre produit de la réaction de dissolution (les électrons).

Selon la sécurité d'utilisation : les inhibiteurs anodiques, plus efficaces, peuvent également s'avérer plus dangereux. Une utilisation à des doses insuffisantes peut, dans certains cas, conduire à une localisation de la corrosion : formation des piqûres [18].

#### **II.6.7.5. Domaines d'application**

Les domaines d'application d'inhibiteurs sont nombreux et leur classification est selon le type d'inhibiteur utilisé [29] :

- En milieu aqueux : utiliser les inhibiteurs pour milieux acides, entre autres, pour éviter une attaque chimique de l'acier lors du décapage,
- Dans l'industrie pétrolière : on les ajoute aux fluides de forage,
- La protéger des circuits d'eau de refroidissement : employer les inhibiteurs pour milieu neutre.
- La protection anti corrosion des métaux : on utilise les peintures ou les inhibiteurs de corrosion.

### **II.7. Généralités sur l'acier**

L'acier est un alliage fer-carbone, contenant moins de 2 % de carbone et d'autres éléments. Le fer contenu dans l'acier provient soit de minerai, soit du recyclage. L'acier contient en moyenne un peu plus de la moitié de fer recyclé. Dans les pays émergents tels que le Brésil ou la Chine, l'acier est produit majoritairement à partir de minerai puisqu'il n'y a pas encore suffisamment de recyclage. Pour transformer la fonte en acier, il suffit de la débarrasser de son carbone excédentaire en le brûlant avec de l'oxygène [30].

La composition chimique de l'acier liquide obtenu à partir de la fonte ou par fusion de fer recyclé doit ensuite être ajustée en fonction des propriétés de mise en œuvre et d'utilisation souhaitées. L'acier liquide est ensuite solidifié, généralement sous une forme assez massive, puis mis en forme habituellement par laminage à chaud et éventuellement par laminage à froid pour les tôles les plus minces. Les tôles minces peuvent être revêtues d'une couche très fine d'un autre métal, par exemple d'étain pour le fer-blanc ou de zinc pour les tôles galvanisées, voire enduites d'un revêtement organique (vernis, peinture...) avant d'être livrées [30].

L'acier utilisé dans l'usine de TOUAT HUILE ADRAR a les caractéristiques suivantes :

❖ **Pour les bacs de stockage** : spécification ASTM a36

**Tableau II-3 : Les normes équivalentes [4]**

ASTM / ASME	JIS	DIN / BS	GB
A36	JIS G3101 SS330	EN10025 S185	GB700 Q235

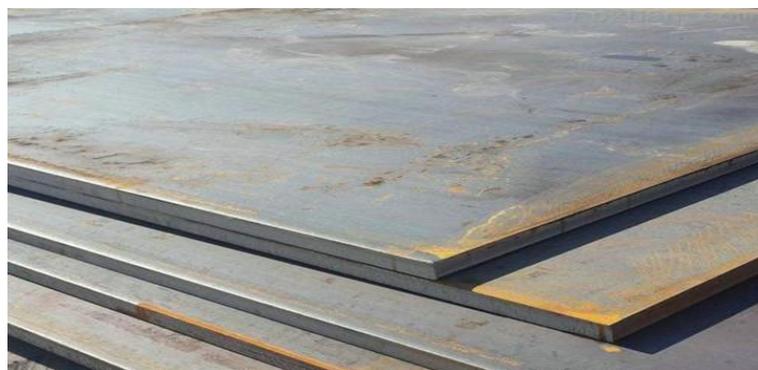
**Tableau II-4 : Composition chimique (Largeur des plaques 20 "à 40") [4]**

C	Si	Mn	P	S
≤ 0,25	≤ 0,40	≤ 0,80-1,20	≤ 0,04	≤ 0,05

**Tableau II-5 : Propriétés mécaniques [4]**

Résistance à la traction, ksi [MPa]	Point de rendement, min, ksi [MPa]	Allongement à 2 pouces [50 mm], min, %
58–80 [400–550]	36 [250]	23

La plaque de structure en carbone A36 est une norme américaine spécifiée dans la norme ASTM A36. Cette norme s'applique aux structures rivetées, boulonnées et soudées pour les ponts et la construction, ainsi qu'aux profilés, plaques et tiges en acier au carbone pour les aciers de construction à usage général. L'A36 est l'acier de construction laminé à chaud le plus utilisé. Il a une limite d'élasticité minimale de 36k psi et se soude facilement. [14].



**Figure II-15 : Plaque d'acier au carbone ASTM A36 [14]**

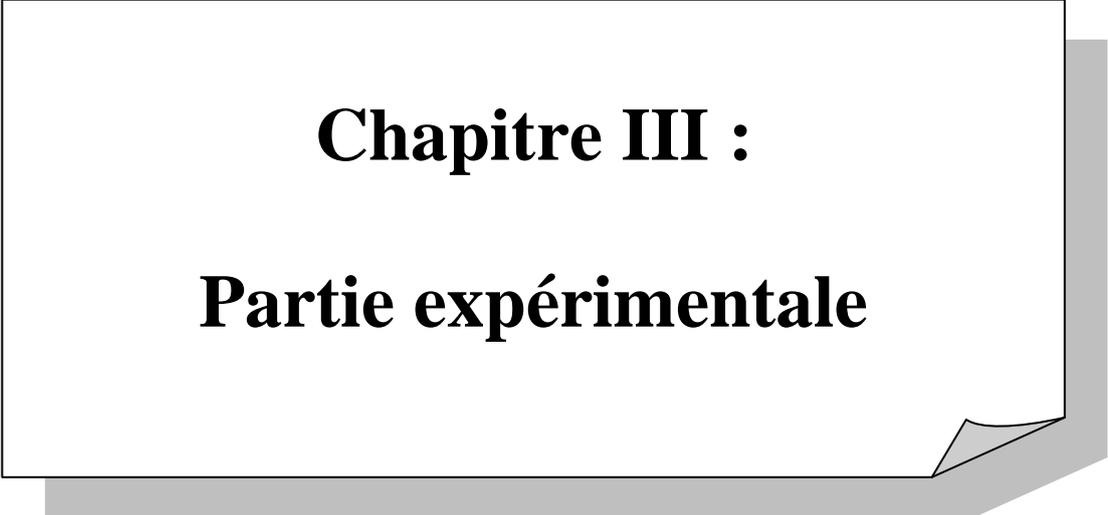
❖ **Pour Pipeline**

**Tableau II-6 : Spécifications API 5L, GrB (PSL-2) [4]**

<b>Pipeline description</b>	<b>Diamètres extérieurs OD (mm)</b>	<b>Epaisseur de paroi nominale WT (mm)</b>	<b>Spécification / grade</b>
<b>Ligne de brut de out ver CPF</b>	219.1	7.9	API 5L, Gr.B (PSL-2)
<b>Ligne de brut de HAS vers CPF</b>	219.1	7.9	API 5L, Gr.B (PSL-2)
<b>Ligne de brut de CPF vers raffinerie</b>	168.3	6.4	API 5L, Gr.B (PSL-2)

## **II.7. Conclusion**

Cette brève étude bibliographique sur la corrosion montre l'état d'avancement actuel des connaissances dans la détermination des causes de la corrosion, ainsi que l'absence de consensus concernant les méthodes de traitement et la lutte contre la corrosion. La voie reste donc ouverte à des nouvelles approches pour comprendre dans un premier temps ce phénomène, dont les éléments sont responsables et pour ensuite trouver les moyens de s'affranchir.



**Chapitre III :**  
**Partie expérimentale**

### III.1. Introduction

Au niveau des installations pétrolières, la corrosion arrive plus qu'on ne le croit : perforation des canalisations et tuyaux bouchés par des produits de corrosion. Bien souvent, les responsables du phénomène sont des coupables inattendus, qui sont à l'origine de sérieux problèmes de corrosion.

Dans notre cas, la corrosion est un problème très complexe puisqu'il existe des installations de fond et d'autres de surface, en plus d'un réseau de lavage et le réseau de collecte extrêmement dense qui assure l'acheminement des fluides des puits vers les centres de traitement. Pour cela, on a suivi des techniques d'inspection spécifiques et connues, représentées essentiellement dans les analyses chimiques, effectuées au laboratoire ainsi que le contrôle non destructif par la mesure des épaisseurs au moyen d'un ultrason.

Le travail d'inspection et d'évaluation de la corrosion au niveau des installations est effectué en présence du groupe CRD (centre de recherche et de développement de Boumerdes) au niveau du laboratoire des analyses du centre de traitement du pétrole CPF à TOUAT HUILE ADRAR.

### III.2. L'échantillonnage

La prise d'échantillon se fait en prenant en considération les paramètres mesurés. Les récipients doivent être en plastique résistant aux liquides pétroliers (PP ou PET), en verre ou en métal et équipés de bouchons adéquats en liège ou en plastique (pas en caoutchouc). Les étapes d'échantillonnage sont résumées dans les points suivants :



**Photo III-1 : Opération d'échantillonnage du pétrole**

- ✚ Pour les analyses électrochimiques, on a utilisé des flacons en plastique alors que pour les analyses bactériennes, on a utilisé des flacons en verre.
- ✚ Il est important de laisser un vide d'au moins de 10 % du volume dans le récipient en prévision de la dilatation thermique.
- ✚ Après prélèvement de l'échantillon, on doit refermer immédiatement le flacon à l'aide d'un bouchon hermétique et vérifiez son étanchéité (test de fuite). Si possible, prélevez un échantillon aller-retour directement à l'aide du flacon d'échantillon. Ce mode opératoire réduit le risque d'absorption d'air, de perte de vapeurs et de contamination.
- ✚ Juste avant de procéder à l'échantillonnage, rincez la bouteille avec le produit à échantillonner. En été, on utilise des flacons réfrigérés pour les substances volatiles.
- ✚ Si une cuve de mélange est utilisée, elle doit être préalablement lavée avec le produit échantillonné. Tous les échantillons élémentaires sont prélevés à partir de tous les points d'échantillonnage, et un échantillon global est créé après que ceux-ci ont été soigneusement mélangés. En été, utilisez une cuve de mélange réfrigérée pour les substances volatiles.
- ✚ L'échantillon doit être manipulé et emballé dans un endroit bien ventilé ou en extérieur.
- ✚ Les échantillons doivent être étiquetés de manière à indiquer la nature spécifique des dangers qu'ils présentent (symboles ou codes lettrés).
- ✚ Durant le stockage d'échantillon, il doit être entreposé dans un endroit frais, sec et bien ventilé, à l'abri de la lumière et des sources de chaleur.
- ✚ On doit conserver le récipient hermétiquement fermé, de manière à prévenir la fuite de composants volatils et la contamination croisée avec d'autres échantillons.
- ✚ Des signaux d'avertissement appropriés doivent être affichés.
- ✚ Au laboratoire avec une ampoule à décanter, on sépare l'eau et l'huile pour les analyses électrochimique et physico-chimique.

On a choisi des points de prises d'échantillons bien précis pour avoir un bon diagnostic de la corrosion au niveau des installations (77 prélèvements), qui sont repartis comme suit sur le tableau ci-dessous :

**Tableau III-1 : Points de prise d'échantillons**

<b>Centre</b>	<b>Les points de prise d'échantillons</b>
<b>Centre CPF</b>	Arrive des FPFs / Sortie vers raffinerie/Séparateur sk 01710 Bacs de sédimentation Bacs de stockage 10 et 20 Bacs d'incendie 10et 20 Les poteaux d'incendies
<b>FPF OTRA</b>	Puits otra( 1.3z.4z.5z.6z.8z.9.11) départ et arrive Séparateurs sk31710 Sk3120 Ligne départ vers CPF Buffer sk31730
<b>FPF illatou</b>	Puits LT (7bis.18.16.14.11.3. 17z.9) départ et arrive. Séparateurs sk31810 Sk31820 Buffer k31830 Ligne départ vers CPF Puits LTne
<b>FPF sbaa</b>	-Puits sbaa(3.9.201) séparateur Ligne départ vers raffinerie
<b>Champ OUED ZINE</b>	Puits Odz (8.9.10.14)
<b>Champ FAKRONE</b>	Puits Foke(3.4z.5z.6z.E1)
<b>Station d'injection d'eau</b>	Bacs 10Bacs 20 Puits injecteur otra2 Puits injecteur otra 12 Puits injecteur otra 14

### **III.3. Les analyses électrochimiques**

#### **III.3.1. Mesure de l'oxygène dissous**

Cette mesure indique la quantité d'O<sub>2</sub> dissoute dans les eaux d'injection et les eaux albiennes. On a utilisé comme appareil le spectrophotomètre.



**Photo III-2 : Spectrophotomètre**

❖ **Prise d'échantillons pour oxygène dissous :**

L'application de bonnes pratiques de prise et de manipulation est importante pour obtenir des résultats corrects. La teneur en oxygène dissous de l'échantillon peut changer en fonction de la profondeur, de la turbulence, de la température, des dépôts de boue, de la lumière, de l'action microbienne, du mélange, du temps de trajet et d'autres facteurs. Une analyse isolée d'oxygène dissous reflète rarement l'état exact d'une étendue d'eau. Plusieurs échantillons pris à différents moments, différents endroits et différentes profondeurs sont recommandés pour des résultats plus fiables. Lors de la prise d'échantillons, il est avant tout important d'éviter leur contamination par l'oxygène atmosphérique.

Les échantillons doivent être analysés immédiatement après leur prise, même si les erreurs imputables à une attente de plusieurs heures sont très faibles pour les ampoules avec bouchon. L'absorbance se réduit d'environ à 3 % pendant la première heure et ne changera pas de façon significative par la suite. Vous devez reboucher l'ampoule avant de la retirer de l'échantillon.

**Mode opératoire**

1. Lancez le programme 445 Oxygen, Dis HR AV.
2. Préparation du test blanc, remplissez la cuve d'échantillon avec 10 ml d'échantillon.
3. Remplissez un bouchon bleu d'ampoule avec l'échantillon.

4. Préparation de l'échantillon : recueillez au moins 40 ml d'échantillon dans un bécher de 50 ml. Remplissez l'ampoule AccuVac avec de l'échantillon. Maintenez la pointe immergée jusqu'à ce que l'ampoule AccuVac soit pleine.
5. Maintenez l'ampoule AccuVac pointe vers le bas. Placez immédiatement le bouchon sur la pointe. Ce dernier évite toute contamination par l'oxygène contenu dans l'atmosphère.
6. Agitez l'ampoule AccuVac pendant 30 secondes. Les résultats ne sont pas affectés si une petite partie du réactif n'est pas dissoute.
7. Déclenchez la minuterie de l'appareil. Le décompte d'un temps de réaction de 2 minutes commence. L'oxygène qui s'est dégagé pendant l'aspiration se dissout à nouveau et réagit.
8. A la fin de la minuterie, agitez l'ampoule pendant 30 secondes. Laissez toutes les bulles se dissiper avant l'étape suivante.
9. Nettoyez la cuve d'échantillon du test blanc.
10. Insérez le blanc dans le porte-cuve.
11. Appuyez sur ZERO (Zéro). L'affichage indique 0,0 mg/l d'O<sub>2</sub>.
12. Nettoyez l'ampoule AccuVac.
13. Insérez l'ampoule AccuVac d'échantillon préparé dans le porte-cuve.
14. Appuyez sur le bouton READ (Mesure). Résultats affichés en mg/l d'O<sub>2</sub>.

### **III.3.2. Mesure de fer totale (Procédure AccuVac)**

Pour les champs de pétrole et de gaz, la minéralisation est requise pour déterminer le fer total.

#### **❖ Prise et stockage d'échantillons pour le fer total :**

- Prélevez les échantillons dans des flacons en verre ou en plastique propres qui ont été nettoyés avec de l'acide chlorhydrique 6 N (au 1/2) et rincés à l'eau désionisée.
- Afin de préserver les échantillons en vue d'une analyse ultérieure, ajustez le pH de l'échantillon à moins de deux avec de l'acide nitrique concentré (environ 2 ml par litre).
- Aucun ajout d'acide n'est nécessaire si l'analyse de l'échantillon a lieu immédiatement.
- Si le fer dissous seul doit être déterminé, filtrez l'échantillon immédiatement après sa prise et avant l'acidification.
- Conservez les échantillons à température ambiante pendant un maximum de 6 mois.
- Avant de procéder à l'analyse, ajustez le pH sur 3–5 avec une solution étalon d'hydroxyde de sodium 5 N.
- Corrigez le résultat de l'analyse selon la dilution générée par les ajouts de volume.

### **Mode opératoire**

1. Lancez le programme 267 Iron, FerroVer AV.
2. Préparation du blanc : remplissez la cuve d'échantillon avec 10 ml d'échantillon.
3. Préparation de l'échantillon : recueillez au moins 40 ml d'échantillon dans un bécher de 50ml. Remplissez l'ampoule AccuVac avec l'échantillon. Maintenez la pointe immergée jusqu'à ce que l'ampoule AccuVac soit pleine.
4. Retournez rapidement et plusieurs fois l'ampoule AccuVac pour mélanger son contenu. La poudre non dissoute n'a aucun impact sur l'exactitude.
5. Déclenchez la minuterie de l'appareil. Le décompte d'un temps de réaction de 3 minutes commence. La couleur de l'échantillon devient orange en présence de fer. Laissez les échantillons contenant de la rouille réagir pendant au moins 5 minutes ou plus.
6. Nettoyez la cuve d'échantillon de blanc.
7. A la fin de la minuterie, insérez le blanc dans le porte-cuve.
8. Appuyez sur ZERO (Zéro). L'affichage indique 0,00 mg/l Fe.
9. Nettoyez l'ampoule AccuVac.
10. Insérez l'ampoule AccuVac d'échantillon préparé dans le porte-cuve.
11. Appuyez sur le bouton READ (Mesure). Résultats affichés en mg/l Fe.

**Résumé de la méthode :** Le réactif au fer FerroVer convertit tout le fer soluble, ainsi que la plupart de ses formes insolubles en fer ferreux soluble. Le fer ferreux réagit avec le témoin 1-10 phénanthroline du réactif et développe une couleur orange, dont l'intensité est proportionnelle à la concentration en fer. La longueur d'onde de mesure est de 510 nm pour les spectrophotomètres ou de 520 nm pour les colorimètres.

### **III.3.3. Mesure de pH et de la conductivité**

#### **III.3.3.1. Mesure de la conductivité**

La conductivité est un paramètre de mesure très répandu dans de nombreux domaines : contrôle qualité, contrôle des eaux pures, potables et usées, production, mesure de la salinité des produits en agroalimentaire...etc.

La conductivité est la capacité d'un matériau, qu'il soit liquide, solide ou à l'état gazeux, de conduire le courant électrique. Dans une solution, la conductivité est la mesure de la concentration totale d'ions constitués d'anions et de cations transportant le courant. D'une manière générale, la mesure de la conductivité est un moyen rapide, simple et économique de déterminer la force ionique d'une solution. Cependant, la conductivité est une méthode non

spécifique, incapable de distinguer la nature des ions, qui ne fournit qu'un résultat proportionnel à la totalité des ions présents. La conductivité est mesurée sur une gamme très large, qui s'étend de  $1 \times 10^{-7}$  S/cm pour l'eau pure jusqu'à 1 S/cm pour les solutions très concentrées.

#### **Mode opératoire**

Rincer deux fois la cellule de mesure du conductimètre avec la solution à examiner. Mesurer la conductivité exprimée en micro siemens par centimètre.

#### **III.3.3.2. Mesure de pH**

Les mesures de pH sont largement diffusées hors du domaine scientifique. Aujourd'hui, elles concernent non seulement les laboratoires ou l'enseignement, mais aussi des secteurs très variés tels que le traitement d'eau, l'environnement, l'agroalimentaire, la cosmétique, la pharmacie ou l'aquaculture. Chaque application ayant des exigences et des tolérances spécifiques.

#### **Mode opératoire :**

Pour une bonne mesure de pH, il faut agiter avec un agitateur magnétique. On plonge la sonde dans la solution et on lit le pH.



**Photo III-3 : Conductimètre**

### **III.4. Les analyses non destructives**

#### **III.4.1. Mesure d'épaisseur**

Ces petites mesures d'épaisseurs par ultrason sont avant tout conçus pour les inspecteurs et opérateurs de maintenance, chargés de la mesure d'épaisseur résiduelle dans les tuyauteries soumises à la corrosion, réservoirs, appareils à pression et toutes structures

métalliques soumises à la corrosion. Légers et ergonomiques, ces mesures d'épaisseurs représentent la solution économique et rentable dans la plupart des applications qui exigent des contrôles rapides sur des pièces suspectées de pertes d'épaisseurs.



**Photo III-4 : Appareil ultrason pour la mesure d'épaisseur**

### **Mode opératoire**

Choisir une sonde selon la forme de l'objet à inspecter et selon la température et les conditions environnantes. Insérer les deux branches de la sonde dans leurs fiches respectivement.

### **Traitements de surface de l'objet mesuré**

- La précision de mesure est fortement influencée par le bon raccordement de la sonde à la surface de l'objet mesuré. En conséquence, si la surface est rigoureuse il convient de la lisser à l'aide d'un produit dérouillant, d'une brosse métallique ou bien papiers abrasifs afin d'obtenir une rugosité inférieure à 100.
- Recouvrir la surface de l'objet d'un milieu de couplage. De l'huile de graissage mécanique peut être utilisée pour raccorder la sonde à la pièce testée dont la surface est lisse. En cas de surface brute ou incurvée, un milieu de couplage visqueux tels que la glycérine ou la grasse est nécessaire.
- Réglage de la vitesse de son : à l'état de mesure appuyer sur la touche VEL jusqu'à ce que l'avertisseur sonore retentisse une fois la valeur de la vitesse apparait sur l'écran LCD et le premier chiffre se met à clignoter, appuyer sur la touche ZERO pour augmenter le chiffre clignotant jusqu'à ce qu'il soit à la valeur souhaitée. Appuyer sur la touche RD pour

déplacer le chiffre clignotant vers la droite. Répéter cette étape jusqu'à ce que la vitesse s'affiche sur l'écran LCD, appuyer sur la touche WR/OK pour confirmer et stocker cette nouvelle valeur. La nouvelle valeur de vitesse de son est alors stockée et (0.0) s'affiche sur l'écran ; la jauge revient à l'état de mesure.

**Tableau III-2 : Vitesse du son pour chaque matériau**

Matériau	Vitesse du son (m/s)	Impédance acoustique ( $10^6 \text{kg/m}^2\text{s}$ )
Al	6260	16.9
Fe	5900	46.0
Acier inoxydable	5790	45.7
Cu	4700	41.8
Laiton	4640	39.6
Zn	4170	29.6
Ag	3600	38.0
Au	3240	62.0
Sn	3230	24.2
Résine acrylique	2730	3.2
Silicate de sodium	2350	3.99
Glycérine	1920	2.43
Eau (20°C)	1480	1.48
Huile (SAE n° 20)	1390	1.28

#### **III.4.2. Vitesse de corrosion : application de la méthode des coupons**

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

puis, après traitement, l'échantillon est de nouveau pesé pour déterminer la masse perdue (la vitesse de corrosion).



**PhotoIII-5 : Un coupon rondelle utilisé sur le pipeline vers CPF**

#### **Les coupons de corrosion :**

Sont des plaquettes ou bien des rondelles d'échantillon calibrées comme notre cas 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.

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.

#### **III.5. L'évaluation de la corrosion bactérienne :**

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

Bactéries de la corrosion évaluées au niveau des installations eaux et huile :

**Flore microbienne aérobie :**

- Bactéries de la corrosion productrice d'acides (APB).
- Bactéries de la corrosion hétérotrophes (GAB).
- Ferro bactéries (BF).
- Les bactéries de la corrosion oxydantes les composés soufrés en aérobies (SOB-a ).

**Flore microbienne sulfurogène anaérobies :**

- Bactéries de la corrosion Sulfato Réductrices (BSR).
- Bactéries de la corrosion Thiosulfato-Réductrices (BTR).
- Les bactéries de la corrosion oxydantes les composés soufrés en anaérobies (SOB-ana).

**Notre travail est reparti comme suite :**

- Evaluation de la corrosion bactérienne au niveau des installations eau et huile.
- Installation de deux bio-probes une à la station d'injection d'eau OTRA et une autre au niveau de CPF.



**Photo III-6 : Opération de dilution sur site avec Prise d'échantillon**

### **III.5.1. Les étapes à suivre pour l'évaluation de la corrosion bactérienne**

#### **III.5.1.1. Au laboratoire :**

- Préparation du milieu de culture des Bactéries de la corrosion : BSR (01 série de 18 flacons),
- Préparation du milieu de culture pour bactéries de la corrosion : APB (une 01 série de 18 flacons),

- Préparation du milieu de culture pour Bactéries de la corrosion : BF (01 série de 18 flacons)
- Préparation du milieu pour traitement du biofilm relatif à la mise en évidence des bactéries de la corrosion : BSR (01 flacon/échantillon)
- Préparation du milieu pour traitement du biofilm relatif à la mise en évidence des bactéries de la corrosion : APB (01 flacon/échantillon),
- Préparation du milieu pour traitement du biofilm relatifs à la mise en évidence des bactéries de la corrosion : BF (01 flacon/échantillon).
- Caractérisation et mise en évidence au laboratoire des bactéries de la corrosion (BSR-APB-BF) à partir d'un dépôt (un échantillon).
- Réactivation des bactéries de la corrosion (BSR), (APB), (BF) prélevées sur site (Réactivation/échantillon).
- Mise en culture des bactéries de la corrosion (BSR-APB-BF).
- Mise en culture mixtes des bactéries de la corrosion (BSR et APB) au laboratoire.
- Mise en culture mixtes des bactéries de la corrosion (BSR et APB et BF) au laboratoire.

#### **III.5.1.2. Sur site :**

- Echantillonnage des bactéries de la corrosion (BSR, APB, BF) sur site à partir d'effluents nécessaire au test au laboratoire/ point d'échantillonnage.
- Echantillonnage d'un dépôt pour caractérisation des bactéries de la corrosion (BSR, APB, BF) au laboratoire par point d'échantillonnage.
- Préparation du milieu de culture pour évaluation de la contamination d'un effluent par les bactéries de la corrosion (BSR, APB, BF) (01 série de 18 flacons/point d'échantillonnage).
- Evaluation sur site de la contamination des effluents par les bactéries planctoniques de la corrosion (BSR, APB, BF) /point d'échantillonnage.
- Monitoring par les bio probes de la contamination bactérienne des installations par des bio films (mise en évidence des bactéries de la corrosion sessile (BSR, APB et BF).
- Monitoring sur site des paramètres de la corrosion bactérienne des effluents/paramètres de mesure et par point d'échantillonnage.

#### **III.5.2. Équipements et matériaux requis**

##### **Equipements :**

- Une balance analytique de précision 0.001 g.

- Une Sertisseuse Automatique.
- Un agitateur magnétique muni d'une plaque chauffante.
- Un pH mètre.
- Un distributeur de milieu de culture automatique ou manuel (dispensettes).
- Un autoclave.

**Verreries et accessoires :**

- Erlenmeyer
- Flacons pénicilline en verre capacité interne 10 ml.
- Des bouchons en caoutchouc et capsules métalliques (en aluminium) à sertir
- Des pointes en acier (clous).
- Une spatule pour les pesés.
- Des barreaux magnétiques.

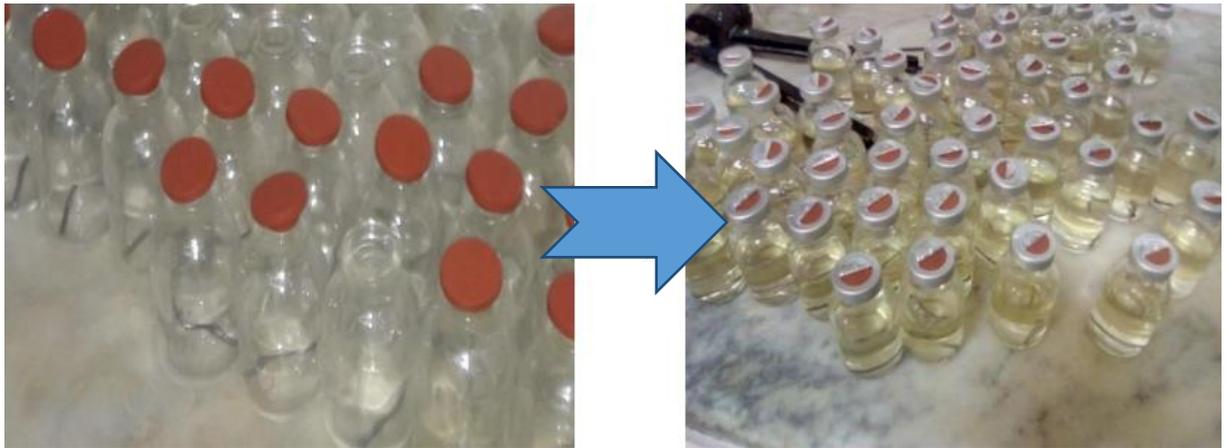
**Produits chimiques requis :**

- Extrait de levure (0,5 g)
- Protéase peptone (0,5 g)
- Acides casaminés (0,5g)
- Glucose  $C_6H_{12}O_6$  (0,5g)
- Amidon (0,5g)
- Sodium pyruvate (0,3g)
- Dipotassium hydrogen orthophosphate ( $K_2HPO_4$ ) (0,3 g)
- Sulfate de Magnésium  $gSO_4 \cdot 7H_2O$  (0,05 g)
- Eau distillée (millilitres) (1000ml).
- Solution de  $K_2HPO_4$ .
- Solution de  $KH_2PO_4$

**III.5.3. Préparation du milieu de culture "HETEROTROPHES AEROBIES" :**

**Dissolution des constituants chimiques du milieu :**

- Peser les produits chimiques cités au paravant et les dissoudre dans 1 litre d'eau distillée.
- Agiter pour homogénéisation du milieu (sous chauffage modéré).
- Ajustement du pH à 7,2 avec une solution de  $K_2HPO_4$  ou  $KH_2PO_4$ .



**Photo III-7 : Préparation du milieu de culture**

**Distribution du milieu dans les flacons pénicilline :**

Le milieu de culture est réparti dans les flacons pénicilline à raison de 09 ml par flacon, moyennant une dispenseuse.

**Sertissage des flacons :**

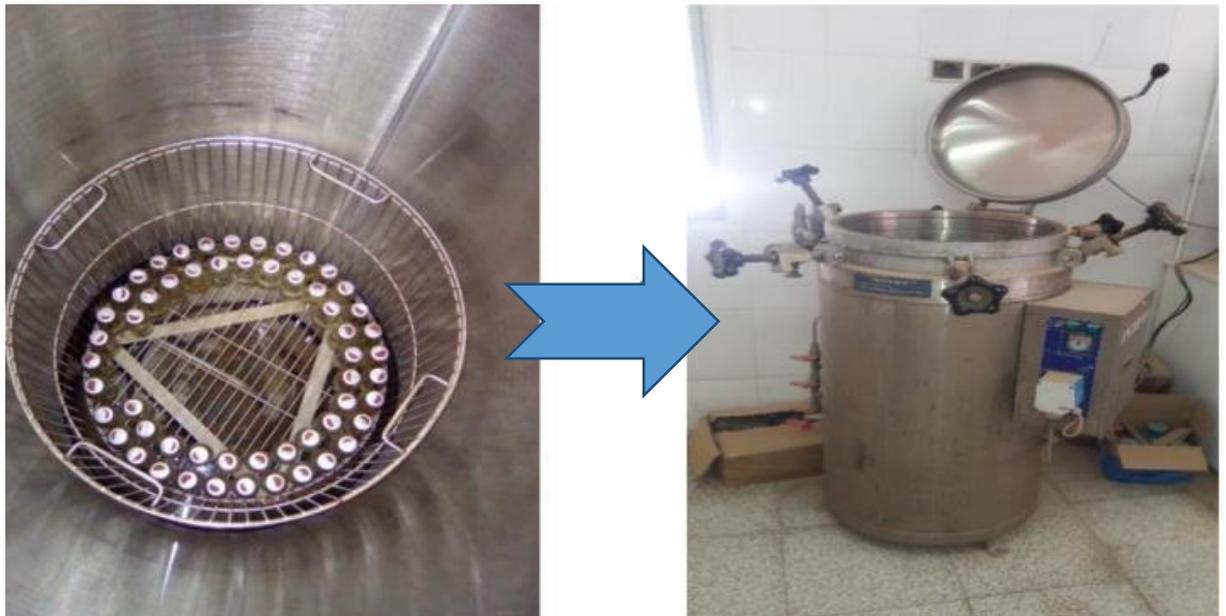
- Attacher une tête de sertissage de diamètre 20mm en la vissant au bas de l'unité de la sertisseuse.
- Mettez l'appareil sous tension en branchant le cordon d'alimentation en haut de l'appareil.
- La compression de la tête de sertissage doit être ajustée sur la base du flacon et le joint d'étanchéité. Il est recommandé de commencer par le faible réglage du sertissage et d'augmenter le sertissage si nécessaire jusqu'à ce que le sertissage soit parfait.
- Réinitialiser l'unité sur la capsule en aluminium et appuyer sur le bouton de déclenchement du sertissage.
- Vérifiez le sertissage et ajustez la compression de la tête de sertissage si nécessaire en appuyant sur la touche « + » ou « - » du bouton sur l'unité de la sertisseuse.
- Pour créer un sertissage plus serré et ajuster le sertissage, appuyez sur le bouton "+" sur le dessus de l'unité. Les lumières avancent vers le côté rouge de l'affichage indiquant un sertissage plus serré.
- Pour créer un sertissage plus relâché et ajuster le sertissage, appuyez sur le bouton "-" sur le dessus de l'unité. Les lumières avancent vers le côté jaune de l'affichage indiquant un sertissage plus relâché.

**Conformité du sertissage :**

- Le flacon pénicilline sellé ne doit présenter aucun mouvement au niveau de la capsule après sertissage.
- La capsule d'aluminium ne doit présenter aucune déformation.
- Aucun vide ne doit être apparent entre le bouchon et la capsule.

**Stérilisation des milieux de culture :**

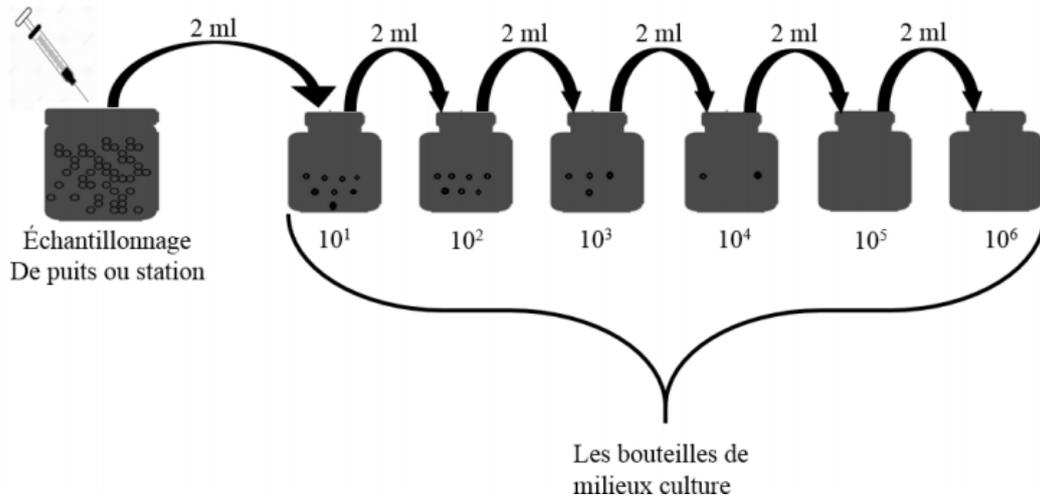
Les flacons contenant le milieu de culture sont stérilisés par autoclavage à une pression 01 bar/100 KPa (15 psig) pendant 15 min (stérilisation à la vapeur sous pression) à 120°C.



**Photo III-8 : Autoclave de stérilisation**

**Mise en évidence des bactéries productrices d'acides au niveau des eaux industrielles par la méthode de dilution successive :**

Un Test Kit de 18 flacons pénicilline repartis en trois séries de six (06) flacons étiquetés et assemblés. Cette série est appelée « Test kit Dilution » « TKD ».



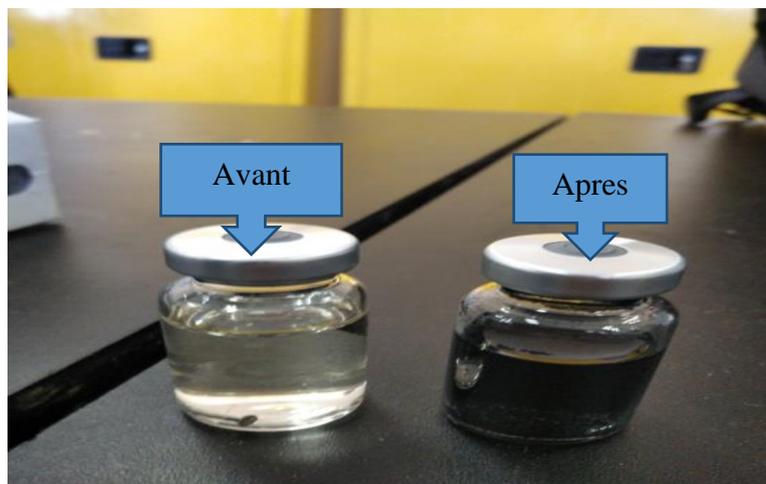
**Figure III-1: Test kit dilution**

**Pour une série de six flacons du « TKD » on procède comme suit :**

- A l'aide d'une seringue, prélever 02 ml de l'eau industrielle échantillonnée et l'injecter dans le premier flacon pénicilline, agiter pour mélanger, puis faire une dilution décimale jusqu'au 6<sup>ème</sup> flacon.
- La même procédure est réalisée pour la seconde et troisième série du TKD, en changeant la seringue pour chaque série.
- Le « TKD » après inoculation sont placés en incubation.

**Remarque :**

La présence des bactéries hétérotrophes aérobies est mise en évidence par l'apparition d'un trouble dans le milieu de culture.



**Photo III-9 : L'apparition d'un trouble dans le milieu de culture**

- La concentration bactérienne est exprimée en germe/ml
- Le nombre de bactéries viables, correspond à la dilution la plus élevée du « TKD » ayant changé d'aspect, devenu trouble et répétés sur au moins deux séries.

**Le milieu de culture préparé doit contenir les informations suivantes sur le flacon :**

- N° de lot.
- Date de la préparation.
- La salinité.
- Date de mise en conservation.

Après inoculation des flacons de milieu de culture, prévoir un moyen d'étiquetage des flacons contenant les informations suivantes :

- Date d'inoculation du milieu de culture.

### **III.5.4. Préparation du milieu de culture des bactéries de la corrosion réductrices de fer (BF) :**

#### **III.5.4.1. Dissolution des constituants chimiques du milieu :**

- Peser les produits chimiques cités auparavant et les dissoudre dans 1 litre d'eau distillée.
- Agiter pour homogénéisation du milieu (sous chauffage modéré).
- Ajustement du pH à  $7,3 \pm 0,3$  avec une solution de NaOH.

#### **III.5.4.2. Distribution du milieu dans les flacons pénicillines :**

Le milieu de culture est réparti dans les flacons pénicillines à raison de 09 ml par flacon, moyennant une dispensette.

- ❖ Les autres étapes sont identiques à la première expérience.

### **III.6. Les analyses physico-chimiques**

#### **III.6.1. Dosage d'ion sulfate**

**Equipements et matériaux requis :**

- Spectrophotomètre DR 1900.
- Réactif A chlorure de baryum (LCK 153 sulfate).

**Echantillonnage :**

- Prélever les échantillons dans des flacons propres en verre ou en plastique.
- Les échantillons peuvent être stockés jusqu'à 7 jours en les réfrigérant à 4 °C ou au-dessous de cette température.
- Le pH de l'échantillon d'eau doit être entre 3–10.

- La température de l'échantillon d'eau et de réactifs doit être entre 15–25 °C (59–77°F).

**Mode opératoire :**

1. Pipeter soigneusement 5.0 ml d'échantillon.
2. Doser 1 cuillère du réactif A.
3. Fermer la cuve et retourner plusieurs fois pendant 2 minutes immédiatement.
4. Bien nettoyer l'extérieur de la cuve et mesurer.
5. Insérer la cuve dans le compartiment pour cuves DR 1900 ; Accéder à méthodes LCK/TNT puis sélectionner le test, appuyer sur mesurer.

**Principe :** Les ions sulfate réagissent en solution aqueuse avec le chlorure de baryum pour donner du sulfate de baryum difficilement soluble. La turbidité en résultant est mesurée par photométrie.



**Photo III-10 : Les analyses des dissous au laboratoire CPF**

**Précision :** La précision de la méthode est de  $\pm 0.9$  mg/l de sulfate est vérifiée en utilisant une solution étalon de 50 mg/l de sulfate  $\text{SO}_4^{2-}$ .

**Interférences :** Les résultats de mesures sont à vérifier par un contrôle de plausibilité (dilution et/ou addition).

### **III.6.2. Sulfites**

**Equipements et matériaux requis :**

- Spectrophotomètre DR 1900.
- Réactif A et réactif B (LCW054 Sulfite).

**Echantillonnage :**

- Prélever les échantillons dans des flacons propres en verre ou en plastique.

- Les échantillons peuvent être stockés jusqu'à 7 jours en les réfrigérant à 4°C ou au-dessous.
- Le pH de l'échantillon d'eau doit être entre 3–10.
- La température de l'échantillon d'eau et de réactifs doit être entre 15–25 °C (59–77°F).

**Mode opératoire :**

1. Valeur à blanc : Remplir une cuve rectangulaire de 10 mm avec l'échantillon.
2. Pipeter et doser dans un bécher 10.0 ml d'échantillon, 5 gouttes du réactif A et 2 gouttes du réactif B.
3. Mélanger et laisser reposer pendant 3 minutes.
4. Transférer dans une cuve rectangulaire de 10 mm.
5. Bien nettoyer l'extérieur des cuves et mesurer.
6. Insérez la valeur à blanc dans le compartiment pour cuves. Aller à programmes enregistrés. Sélectionner le test, appuyer sur ZÉRO.
7. Retirez la valeur à blanc.
8. Insérer la cuve de l'échantillon dans le compartiment pour cuves. Appuyer sur MESURER.

**Interférences :**

Une concentration en sulfure  $\geq 5$  mg/L dans l'échantillon à analyser est à l'origine de résultats légèrement trop élevés.

Les résultats de mesures sont à vérifier par un contrôle de plausibilité (dilution et/ou addition).

**Résumé de la méthode :**

Le réactif réagit avec le sulfite pour donner un complexe jaune.

**III.6.3. Sulfure dissous**

**Equipements et matériaux requis :**

- Spectrophotomètre DR 1900.
- Solution A (LCW054 Sulfite).

**Echantillonnage :**

- Prélever les échantillons dans des flacons propres en verre ou en plastique.
- Les échantillons peuvent être stockés jusqu'à 7 jours en les réfrigérant à 4°C ou au-dessous.
- Le pH de l'échantillon d'eau doit être entre 3–10.
- La température de l'échantillon d'eau et de réactifs doit être entre 15–25 °C (59–77°F).

### **III.6.4. Salinité**

#### **Equipements utilisés :**

- Conductimètre WTW LF 318.
- Seringue 5 ml.
- Tube gradué de 25 ml.
- Brosse pour le nettoyage de surface.
- Eau distillée.
- Bresle patch.

#### **Mode opératoire :**

1. Prendre un patch et retirer le papier de protection extérieur et le carré de matériel de cavité avec son papier protecteur intérieur.
2. Sélectionner une zone d'essai convenable de préférence sec et sans rouille faiblement adhérente, appliquer le patch avec son coté latex.
3. Verser 15 ml d'eau distillée dans le tube gradué, rincer la seringue, aiguille et la sonde de conductimètre en tube avant de mesurer la conductivité de référence zéro.
4. Conductivité de référence en micro siemens, la conductivité de référence zéro de l'eau distillée  $\leq 5 \mu\text{S}$ .
5. Insérer la sonde du conductivimètre dans l'eau, allumer le et lire la valeur de référence zéro.
6. Aspirer environ 3 ml d'eau distillée du tube de mesure dans la seringue et injecter ce volume dans la chambre du patch
7. Laisser la seringue et l'aiguille en position.
8. Pomper le liquide entre le patch et la seringue 2 à 4 fois par minute.
9. Réinjecter tout le liquide du patch dans le tube de mesure pour rejoindre le volume d'eau restant.
10. Après échantillonnage, insérer la sonde de mesure dans le liquide du tube à mesurer, homogénéiser (déplacer la sonde en haut et en bas plusieurs fois pour mélanger bien la solution dans le tube), allumer le multimètre et lire la valeur de conductivité.

### **III.7. Teste de potentiel cathodique et l'efficacité de joint isolant**

Les mesures du potentiel ont été effectuées à l'aide d'un multimètre numérique, utilisant comme référence une électrode de sulfate de cuivre ( $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$ ), déposée sur le sol et reliée à

une borne d'un appareil d'acquisition de données, spécialement conçu à cet effet. L'autre borne de l'appareil est reliée à la conduite par l'intermédiaire d'un fil de connexion. La photo III-11 représente une électrode de référence Cu/CuSO<sub>4</sub> et la méthode de relevé de la valeur du potentiel. Le but de cette technique est d'évaluer la performance de la protection cathodique sur les pipes protégées.



**Photo III-11 : Méthode de mesure de potentiel de la protection cathodique et l'efficacité de joint isolant**

### **III.8. Résultats et discussion**

Vu le nombre important des prélèvements (77 prises d'échantillons), on ne peut pas présenter tous les résultats, on s'intéresse qu'aux résultats très importants et qui touchent notre objectif de l'étude.

#### **III.8.1. Analyses électrochimiques et physico-chimiques**

Les résultats des analyses électrochimiques et physico-chimiques effectuées sont présentés dans le tableau ci-dessous. D'après les résultats obtenus, on voit que les analyses électrochimiques et physico-chimiques des eaux prises de toutes les installations ont un taux élevé par rapport à la norme API, ce qui confirme la présence de la corrosion. Un taux élevé d'oxygène dissous dans les eaux de réseau d'incendie (bacs et poteaux d'incendie) favorise le développement des bactéries aérobies. La concentration élevée de fer totale confirme la dégradation de métal et la présence de la corrosion.

**Tableau III-3 : Analyses électrochimiques et physico-chimiques**

	HAS	OUT	CPF	OUED ZAINÉ	Réseau incendie	FOUKROUN	Normes API
<b>Ph</b>	7.76	12.07	8.9	9.4	7.9	9.2	8-12
<b>Conductivité (<math>\mu</math>U/cm)</b>	723.0	634	877	1005	851	946	400
<b>Oxygène dissous (mg/l)</b>	7.2	5.5	7.5	5	6.2	4.1	3
<b>Fer total (mg/l)</b>	0.22	1	1.2	0.4	0.1	0.8	$\leq 1$
<b>Sulfate SO<sub>4</sub> (mg/l)</b>	128	300	380	204	112	193	250
<b>Sulfite SO<sub>3</sub> (mg/l)</b>	0.9	1	0.4	2	0.6	1.2	0.2
<b>Sulfure S<sup>-2</sup> (mg/l)</b>	1	0.9	0.6	1	0.4	1	$\leq 1$
<b>Salinité en NaCl (mg/l)</b>	33.5	90.7	141.42	66	52	59	50

### III.8.2. Analyses non destructifs

#### ❖ Mesures d'épaisseurs :

Les pertes d'épaisseur sont bien réelles sur la ligne de brut HAS vers CPF (0.17 mm) par rapport aux autres lignes, qui indiquent une dégradation de métal et la présence de la corrosion.

Nous n'avons pas pu exploiter les résultats par l'utilisation des coupons, qui demande beaucoup de temps, donc on a recommandé de les prendre en considération par le suivi de la corrosion.

**Tableau III-4 : Résultats de mesure d'épaisseur**

Description de pipe	Spécification	Epaisseur de paroi nominale WT (mm)	Epaisseur de paroi actuelle WT (mm)	Perte de poids (mm)
Ligne de brut de out ver CPF	API 5L, Gr.B (PSL-2)	7.9	7.79	0.10
Ligne de brut de HAS vers CPF	API 5L, Gr.B (PSL-2)	7.9	7.72	0.17
Ligne de brut de CPF vers raffinerie	API 5L, Gr.B (PSL-2)	6.4	6.32	0.08

### III.8.3. Vérification du potentiel de la protection cathodique et l'efficacité de joint isolant

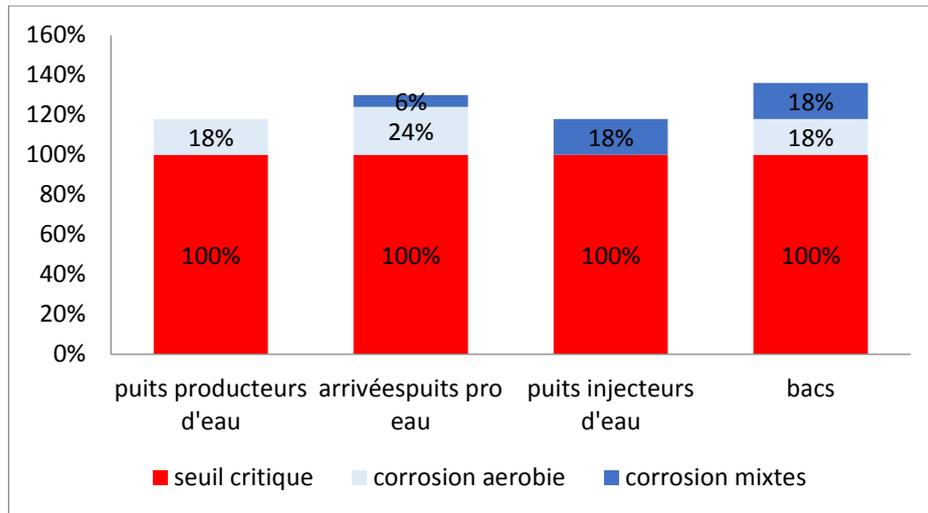
La mesure du potentiel du pipeline à l'aide de l'électrode de référence de sulfate de cuivre Cu/CuSO<sub>4</sub> a montré que nous avons obtenu une valeur différente à celle de seuil de protection, mais comme cette valeur mesurée est inférieure au seuil, la structure est toujours protégée. La grande différence entre la mesure de potentiel avant et après le joint isolant indique le bon isolement de joint (son rôle est d'isoler le pipe protégé des autres installations).

**Tableau III-5 : Résultats de vérification du potentiel de la protection cathodique et l'efficacité de joint isolant**

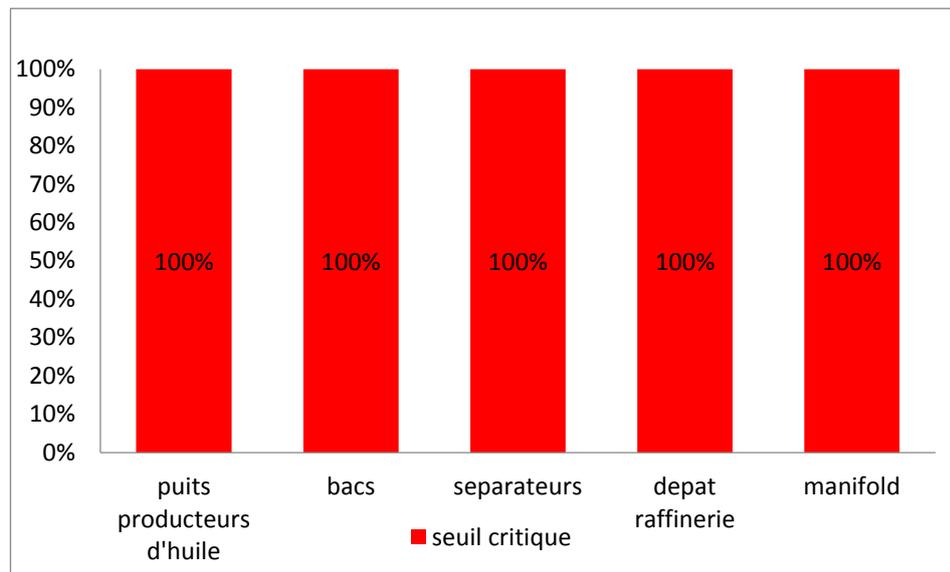
Ligne de pipe	Mesure de voltage avant le joint isolant	Mesure de voltage après le joint isolant	Observation
OUT vers CPF	-2.4 mV	-1.06 mV	Acceptable
HAS vers CPF	-2.5 mV	-0.98 mV	Acceptable
CPF vers RAFFINERIE	-3.38 mV	-0.55 mV	Acceptable

### III.8.4. Résultats de l'évaluation de la corrosion au niveau des installations :

Les résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne, réalisée sur les installations des eaux et huile du champ de TOUAT HUILE sont représentés sur les histogrammes des photos 12 et 13.



**Photo III-12 : Résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne, réalisée sur les installations des eaux du champ de TOUAT HUILE-SH/DP**



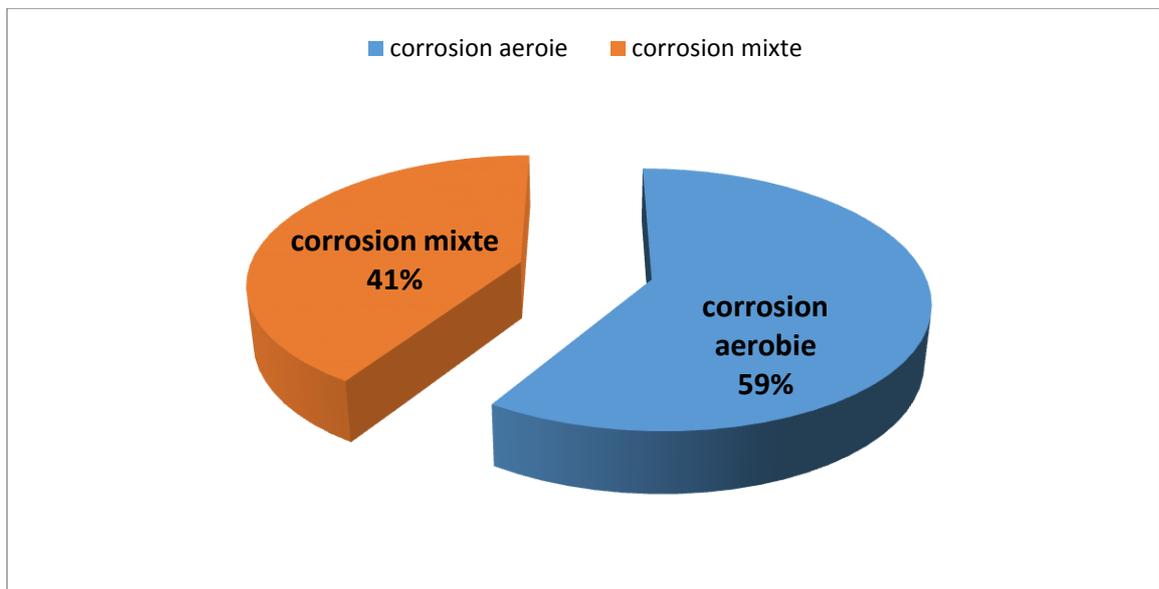
**Photo III-13 : Résultats de l'évaluation de la corrosion bactérienne, réalisée sur les installations HUILE du champ de TOUAT HUILE-SH/DP**

### III.9. Interprétation

Au terme de ce travail et relatif à l'évaluation et la cartographie de la corrosion bactérienne au niveau des installations eau et huile du champ de TOUAT-HUILE, il apparaît que toutes les installations eaux et huile évaluées, sont à un seuil critique de contamination par les bactéries de la corrosion. Des concentrations très élevées en bactéries de la corrosion

de l'ordre de 103/ 104 / 105 jusqu'à 106 germes /ml ont été enregistrées au niveau de toute les installations évaluées.

Un certain équilibre entre la contamination des installations par les bactéries de la corrosion aérobie et mixtes Aéro anaérobie est atteint dans les installations eau, ceci suggère que les installations eaux du champ de TOUAT HUILE sont à un niveau de corrosion bactérienne sévère. Un taux de 41% des installations est à un niveau de contamination sévère de nature mixte Aéro anaérobies et un taux de 59 % des installations sont à un niveau de contamination sévère de nature aérobies.



**Photo III-14 : Niveau de contamination bactérienne des installations eaux du champ TOUAT HUILE SH/DP**

Un taux de contamination important des installations huile par les bactéries de la corrosion aérobie est atteint, ceci suggère que les installations huile du champ de TOUAT HUILE sont à un niveau de corrosion bactérienne sévère. Un taux de 100 % des installations sont à un niveau de contamination sévère de nature Aérobie

Aussi, le monitoring des bio probes actuellement placées, seront concluantes sur l'état interne du niveau de corrosion bactérienne sessile des installations huile et eau.

Les bacs anti incendie sont également à un niveau sévère de la corrosion bactérienne, nous recommandons de procéder à l'évaluation et à la cartographie de la corrosion bactérienne au niveau de toutes les installations anti incendie, du champ de TOUAT HUILE,

afin de mettre en avant les installations critiques en corrosion bactérienne et d'éviter d'éventuels percements de ces installations lors de leurs mises en service.

Durant notre présence sur site, un accident s'est produit au niveau du bac de stockage T 02110 CPF, qui a causé une fuite et une déstabilisation de production, cet accident est dû à la corrosion des parois du bac. Cela montre la gravité de la situation et la nécessité d'intervenir pour remédier à ce problème de corrosion au niveau des installations pour éviter le pire.



**Photo III-15 : Percement du bac de stockage 02110 CPF**

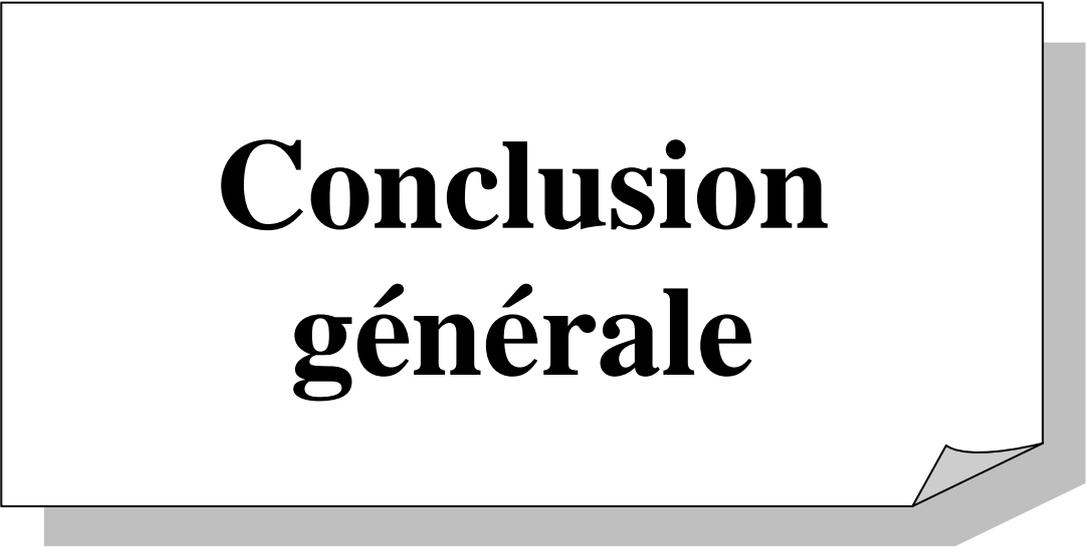


**Photo III-16: Corrosion des parois côté intérieur du bac de stockage T02110**

### **III.10. Conclusion**

Au vu des résultats obtenus, on peut conclure que :

- Les analyses électrochimiques et physico-chimiques des eaux prises de toutes les installations ont un taux élevé par rapport à la norme, ce qui confirme la présence de la corrosion.
- Les tests non destructifs ont montré qu'il y a des pertes d'épaisseur, surtout sur la ligne de brut FPF illatou vers CPF.
- La mesure du potentiel du pipeline a montré qu'on a une bonne protection cathodique et que le pipeline est bien protégé.
- Toutes les installations eaux et huiles évaluées, sont à un seuil critique de contamination par les bactéries de la corrosion.



# **Conclusion générale**

## Conclusion générale

En générale, les informations recueillies par notre étude nous permettent de confirmer que le niveau critique de corrosion n'est pas encore atteint dans la majeure partie des installations, en fait, elles montrent que le problème de la corrosion est bien réel et nécessite une imminente prise en charge, surtout en ce qui concerne les zones les plus sensibles (soudures, coudes ...etc). Pour ce qui est des revêtements utilisés auparavant, un mauvais assortiment de peintures se révèle souvent inefficace au meilleur des cas et au pire des cas peuvent même s'avérer néfaste pour le support.

Les sommes importantes engagées pour la réhabilitation des bacs et des conduites vont inclure des coûts (arrêt du stockage dû à une vidange entière du bac comme le cas de percement du bac (02110 CPF), qui ne font réellement partie de la réhabilitation proprement dite.

Notre étude montre la complication du problème de corrosion, de ce fait nos recommandations doivent être toutes mises en œuvre afin d'améliorer le contrôle et la bonne tenue des équipements.

### **Il est recommandé :**

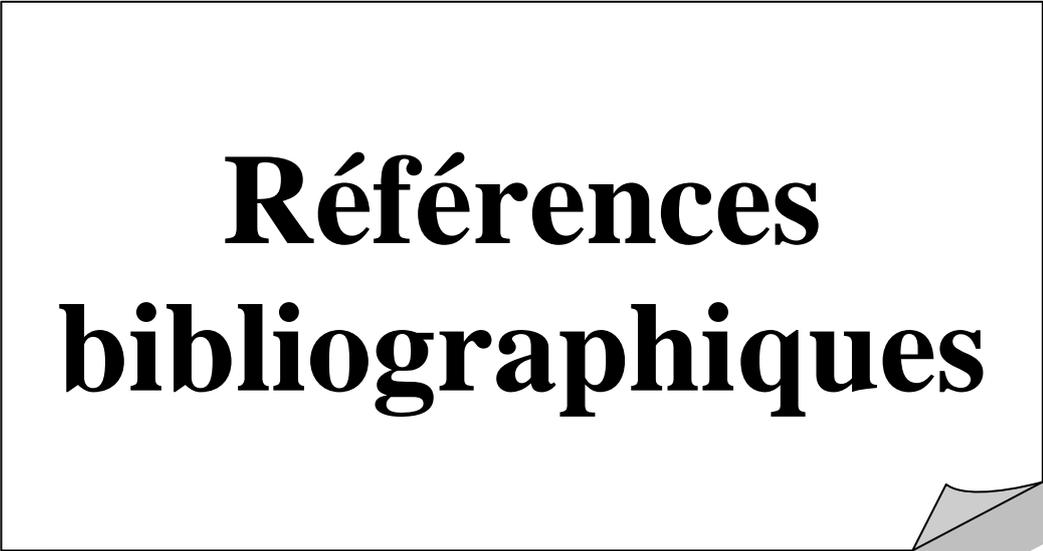
\* De mettre en place une cellule de suivi et l'évolution de la corrosion au niveau des installations eaux et huile du champ de TOUAT HUILE.

\* De procéder à l'homologation des produits de traitement par biocide, au niveau du laboratoire et sur site afin de traiter les installations.

\* De surveiller la réparation, liste des opérations d'inspections à effectuer aux étapes critiques permettant d'éviter des défauts rédhibitoires afin de maintenir la structure métallique dans son domaine d'immunité.

\* Il est nécessaire de surveiller régulièrement les facteurs influant tels que le potentiel, les paramètres du sol sur lequel est disposé le bac de stockage (résistivité, pH) pouvant entraîner une détérioration du revêtement.

\* D'élaborer un plan descriptif d'inspection des équipements en service ou en arrêt pour l'évaluation des risques de dégradation de la réparation et définition des moyens et des périodicités des contrôles à effectuer en service et aux arrêts ultérieur.



**Références  
bibliographiques**

- [1] Olivier Bailly (vivre et mourir avec le risque industriel – Bhopal, l'infinie catastrophe) le Monde diplomatique décembre 2004.
- [2] Haimer Siham ; La synthèse d'un inhibiteur de corrosion et l'étude de son effet sur l'acier X42 dans un milieu aqueux. MÉMOIRE DE MASTER ,2019
- [3] Manuel sonatrach.
- [4] Training Manual for CPF and FPF cnpc sonatrach.
- [5] ALLA NAIRA.MOUMOU KHADEM. Rapport de stage TOUAT HUILE ADRAR 2019.
- [6] D. Bouzidi, Corrosion et protection cathodique des conduites souterraines, mémoire. Des ingénieurs, école de technologie supérieure université du Québec 2011.
- [7] A. O. S. P. Rajeev, Ch. S. N. Murthy, Corrosion mitigation of the oil well steels using organic inhibitors. J. Mater. Environ. Sci., 2012.
- [8] LAMROUR abdelkadir ; Contribution à la protection cathodique des pipelines pour le (champ hassi berkine),2019 (avantage est inconvénient protection cathodique)
- [9] HS.Khatak,B.Raj, Corrosion of austenitic stainless steels: mechanism, Woodhead
- [10] M.Kutez,Handbook of environmental degradation of materials, William Andrew, 2<sup>nd</sup> edition.USA,(2012) .
- [11] Y.Bréchet, J.Charles, La corrosion des matériaux, Dunod, Paris, (2014).
- [12] Y.Chauvin, Corrosion et dégradation des matériaux métalliques, Technip, Paris, (2009).
- [13] Chambre de la Recherche et de la Production du Pétrole et de gaz Naturel, Circuit Eau de Mer : Traitements et matériaux, Technip, Paris, (1993).
- [14] Ms MALOU.(2002/2003).Etude de la corrosion et maintenance des installations pétrolières de Shelle Sénégal : cas du dépôt de jetée de nord. Thèse de doctorat. Université Cheikh Anta Diop de Dakar.
- [15] PA. Schweitzer, Corrosion engineering handbook, Taylor & Francis INC, New York, 2<sup>nd</sup> edition, vol 3, (1996).
- [16] C. Vargel, Corrosion of aluminium, Elsevier, New-York, 1<sup>st</sup> edition, (2014).
- [17] Khoukhi Faiza ; Etude d'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans le milieu multiphasiques (Eau, huile, gaz) ; mémoire magister ; 2008
- [18] François Ropital ; professeur TFP ; livre : Corrosion et dégradation des matériaux métalliques
- [19] GF.Corrosion, Corrosion engineering. McGraw Hill Book Company, New York,

- 3rd edition, (1987).
- [20] Mémoire « Formation de dépôt au niveau du réseau de dessalage » ; de laboratoire de Salinité ; Sontrach-DP HMD.
- [21] JP.Bailon, JM.Dorlot, Des matériaux, Press international polytechnique, Montréal, 3ème édition, (2000).
- [22] A, BRENNNA. (2009-2011).A proposal of AC corrosion mechanism of carbon steel in cathodic protection condition, Ph.D. Thesis in Materials Engineering Politecnico di Milano.
- [23] MC, GENOVEZ. (2016). New concept for metallic protection against corrosion: V-active VCI. Ph .D. Thesis. University of Pardubice Czech Republic.
- [24] Meddahi Khalida ; Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt ; mémoire de magister ; 2014 ; P 14.
- [25] M.Helie, Corrosion Des matériaux Métalliques,Ellipse, Paris (2015).
- [26] Nguyen-Thuy LE,Protection cathodique, Badoris-document de synthèse relatif à une barrière technique de sécurité (BTS),Paris,(2008).
- [27] C.Rochaix, Electrochimie: thermodynamique, cinétique, Nathan, (1996).
- [28] Guide scientifique et technique,Revêtements externes des canalisations enterrées ou immergées et des ouvrages ,Connexes,France,(2006).
- [29] H. Kaesche, “Corrosion of Metals: Physicochemical Principles and Current Problems”, Springer, 2003.
- [30] la société commerciale Ampli World Iron & Steel spécialisée dans le traitement et l'exportation de produits de tuyaux en acier.