

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. M. OULHADJ - Bouira
Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées
Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté par

M^{lle} IHADDADENE Lilia

Pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière: SCIENCES ET GENIE DES PROCÉDES
Spécialité : GENIE DE L'ENVIRONNEMENT.

**ETUDE DE LA CORROSION ET LA PROTECTION
DES PIPELINES DE RESEAU DE COLLECTE
D'HUILE DE LA REGION TFT -SECTEUR NORD-**

Soutenu le 20/10/ 2018

Devant le jury composé de :

Mme A.ZAABAR	MCB	UAMO, Bouira	Présidente.
Mme. D.HADIOUCHE	MCB	UAMO, Bouira	Examinatrice.
Mr. F.AOUDJIT	MAA	UAMO, Bouira	Examineur.
Mr. H. LOUNICI.	Professeur	UAMO, Bouira	Promoteur.

Remerciements

Tout d'abord, je remercie le bon Dieu, notre créateur de m'avoir donné la force, la volonté et le courage afin d'accomplir ce travail modeste.

Je voudrais remercier ma famille pour tous les soutiens moral et matériel apporté pendant ces années d'étude - jusqu'ici.

Je tiens à remercier particulièrement Monsieur H.LOUNICI, Professeur à l'université de Bouira, pour la qualité de son encadrement, pour toutes les connaissances scientifiques, pour m'avait guidé et encouragé pour réaliser ce travail

Je présente mes sincères remerciements au Chef de département Mme HADIOUCHE et à tous mes enseignant(e)s du Département génies des procédés - Université de Bouira-

Mes remerciements s'adressent également à tous les personnes de la région SONATRACH.DP.TFT

Mr. M.DAOUIDI. Chef service technique production.

Mr. N.SETTI. C.M section protection cathodique, pour son aide et sa patience avec moi.

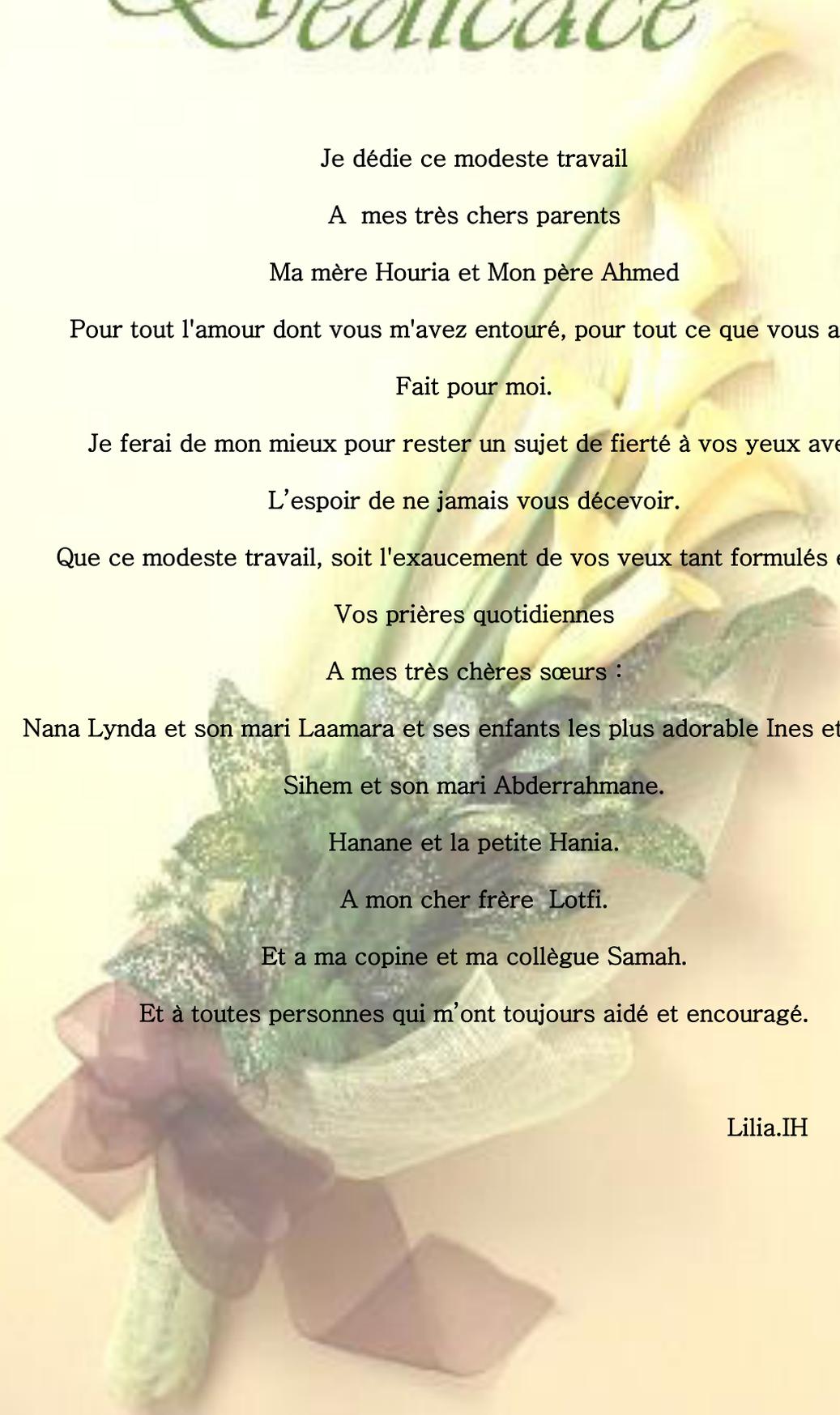
Je remercie tous les personnes du laboratoire de TFT.

Je remercie sincèrement M.MALAB et S.BAAZIZ mes collègues du travail pour leurs encouragements

Je tiens à remercier tous les membres de jury pour avoir accepté de présider et d'examiner ce travail.

Enfin je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicace



Je dédie ce modeste travail

A mes très chers parents

Ma mère Houria et Mon père Ahmed

Pour tout l'amour dont vous m'avez entouré, pour tout ce que vous avez

Fait pour moi.

Je ferai de mon mieux pour rester un sujet de fierté à vos yeux avec

L'espoir de ne jamais vous décevoir.

Que ce modeste travail, soit l'exaucement de vos vœux tant formulés et de

Vos prières quotidiennes

A mes très chères sœurs :

Nana Lynda et son mari Laamara et ses enfants les plus adorables Ines et Racim.

Sihem et son mari Abderrahmane.

Hanane et la petite Hania.

A mon cher frère Lotfi.

Et à ma copine et ma collègue Samah.

Et à toutes les personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé.

Lilia.IH

Sommaire

Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Liste des équations.....	
Liste des abréviations.....	
Introduction.....	1

CHAPITRE I : Présentation de la région de TFT.

I. Introduction :.....	3
I.1. Situation géographique de la région TFT	3
I.2. Gisements du champ de TFT :	4
I.3. Historique de la découverte :	5
I.4. Historique du développement :	5
I.5. Les divisions de la région	6
I.5.1 Division Engineering et Production (EP) :.....	6
I.5.2 Division Exploitation (EXP) :	7
I.5.3 Division Maintenance :	7
I.5.4 Division Hygiène, Sécurité et Environnement :.....	7
I.6. Les unités de séparation et de stockage d'huile :	8
I.6.1. Les centre de séparation :	8
I.6.2. Les centres principaux de collecte	8

CHAPITRE II : Corrosion Des Matériaux.

II. Introduction :	11
II.1.Définition:.....	11
II.2. Importance de l'étude de la corrosion :	11
II.2.a. Économique.....	11
II.2.b. Sécurité	12
II.2.c. Écologique :	12
II. 3. Facteurs de la corrosion :	12
II.3.a. Facteurs liés au milieu (eau, air, sol) :	12



II.3.b. Facteurs liés au métal :	12
II.3.c. Facteurs liés au temps :	13
II.3.d. Conditions d'emplois :	13
II.3.a. 1. Teneur en oxygène :	13
II.3.a. 2. Corrosion par les eaux :	15
II.3.a.3. Corrosion atmosphérique :	16
II.3.a. 4. Corrosion par le sol :	18
II.3.a. 5. Présence des bactéries :	19
II.3.b.1. Fatigue-corrosion :	19
II.3.b. 2. Corrosion par frottement :	20
II. 4. Potentiel d'équilibre :	20
II. 5. Potentiel de corrosion (dissolution) :	21
II. 6. Echelle des Potentiels standards d'électrodes (Echelle de Nernst) :	21
II. 7. Diagramme de Pourbaix :	22
II. 8. Processus de la corrosion :	24
II. 8. 1. La corrosion chimique :	24
II. 8. 2. La corrosion bactérienne :	25
II.8.3. La corrosion électrochimique :	26
II. 9. Les formes de corrosion :	26
II. 9.1 La corrosion uniforme :	26
II.9. 2. La corrosion localisée :	27
II.9.2. a. La corrosion par piqûres	27
II.9. 2. b. Corrosion caverneuse :	29
II.9. 2. c. Corrosion galvanique :	29
II.9. 2. d. Corrosion inter-granulaire :	29
II.9. 2.e. Corrosion sélective	29
II.9.2. f. Corrosion par érosion, abrasion, cavitation	30
II.9.2. g. Corrosion sous contraintes	30
II. 10. Les cas les plus fréquents de corrosion en production pétrolière :	31

CHAPITRE III: Les Techniques De Protection Contre La Corrosion

III. Introduction	32
III. 1. Protection par revêtements :	32
III. 1.1. Revêtements métalliques	32
III. 1.2. Les revêtements organiques :	33
III. 1. 3. Revêtements thermoplastiques :	34
III. 2. Protection par inhibition.....	34
III. 3. Protection cathodique	35
III. 3. 1. Principe de la protection cathodique	35
III.3. 2. Critères de la protection cathodique	36
III.3. 3. Facteurs affectant la validité des critères :	36
III.3.4. Type de protection cathodique	37
III.3.4.1. Protection par anodes sacrificielles.....	37
III.3.4.2. Protection par courant imposé (soutirage de courant) :	38
III.3.5. Avantages et inconvénients des systèmes P.C.....	40
III.3.6. Facteurs affectant la protection cathodique	41
III.3.7. Équipements de la protection cathodique :	41

CHAPITRE IV : Matériels et Méthodes

IV.1. RBI « Risk Based Inspection »	44
IV. 2. Périmètre étudié :	44
IV.3 Méthode d'évaluation de l'agressivité du sol :	45
IV.5. Mesure de la résistivité du sol :	46
IV.6. Relève de Potentiel :	49
IV.7. Détermination de l'épaisseur de la paroi des canalisations :	51



CHAPITRE V : Résultats et Discussion

V. Introduction :	53
V.1. Etude du caractère Acido-basique du sol :	53
V.2. Etude la résistivité de sol :	55
V-2-1 Constitution d'une base des données	57
V-2-2 Comparaison des niveaux de corrosivité du sol	61
V.3. Mesure de potentiel :	62
V.4. Mesure d'épaisseur :	68
Conclusion.....	75
Liste des références	77
Annexe	80
Resumé.....	84



<i>Chapitre I</i>		Page
Fig I.1 : Position de Tin Fouyé Tabankort.		3
Fig I.2 : Périmètres de TFT.		4
Fig I.3 : Organisation des différentes divisions de la région de TFT.		6
Fig I.4 : L'évacuation de l'huile de la région de TFT.		8
Fig I.5 : Schéma de principe du centre principal de collecte.		9
<i>Chapitre II</i>		
Fig I.1: Cout de la corrosion par secteur		12
Fig II.2: Corrosion électrochimique en milieu aéré ; influence de l'oxygène dissous sur la cinétique de la réaction cathodique.		14
Fig II.3 : Corrosion de l'acier doux (0.2% C), en fonction de la durée d'exposition(en années) dans des différents types d'eau.		15
Fig II.4 : Courbe de la vitesse de corrosion du fer en fonction de l'humidité relative à la surface du métal.		17
Fig II.5: Diagramme psychrométrique de Carrier présentant l'évolution de l'humidité relative en fonction de la température et de l'humidité absolue de l'air.		17
Fig II.6: Variation de la vitesse instantanée de corrosion du fer en fonction des conditions climatiques.		18
Fig II.7: Courbe de fatigue-endurance de l'aluminium 2024 ; dans l'air, eau douce et eau de mer		20 20
Fig II.8: Représentation schématique du mécanisme de la corrosion par frottement.		23
Fig II.9: Courbe d'équilibre E-pH de Fer-eau à 25°C.		25
Fig II.10: exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement.		26
Fig II.11: Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne ; action des bactéries sulfato-réductrices.		26
Fig II.12: Distribution des formes de corrosion pour les aciers inoxydables dans divers secteur industriels.		28
Fig II.13: la corrosion par piqûre.		28
Fig II.14: l'étape d'amorçage.		29
Fig II.15: l'étape de propagation.		29
Fig II.16 : corrosion galvanique.		31
Fig II.17 : Schémas des différentes morphologies de corrosion.		
<i>Chapitre III</i>		
Fig III.1 : Les moyens de protection contre la corrosion		
Fig III.2 : principe de protection cathodique (anode sacrificielle et courant imposé)		33
Fig III.3 : Principes de la protection par anodes sacrificielles		35
Fig.III.4 : Principe de la protection par courant imposé.		38
Fig.III.5 : Anode en Ferro-silicium.		40 42
<i>Chapitre IV</i>		
Fig IV.1: Schéma globale de la disposition des sites de production de TFT.		45

Fig IV.2: Mesure de pH.	46
Fig IV.3: Principe de fonctionnement de la méthode de WENNER.	47
Fig IV.4: L'appareil de mesure de la résistance et la résistivité du sol GEOHM^R C.	48
Fig IV.5: Electrode de référence Cu/CuSO ₄ .	50
Fig IV.6: Gradient de potentiel.	50
Fig IV.7: Prise de potentiel à CS5.	51
Fig IV.8: Prise d'épaisseur à CS1.	52
Chapitre V	
Fig V.1: Le schéma de la collecte à étudiée.	54
Fig V.2: Points de mesure dans les centres de séparation.	56
Fig V.3: Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS3-CPC.	58
Fig V.4: Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS4- PiqCS3.	58
Fig V.5: Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS1-CPC.	58
Fig V.6: Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS5- Piq CS3.	59
Fig V.7: Distribution statique de la résistivité du sol de CS1.	59
Fig V.8: Distribution statique de la résistivité du sol de CS3.	59
Fig V.9: Distribution statique de la résistivité du sol de CS4.	60
Fig V.10: Distribution statique de la résistivité du sol de CS5.	60
Fig V.11: distribution statique de la résistivité du sol des différents tronçons de collecte d'huile TFT nord.	61
Fig V.12: Distribution statique de la résistivité du sol des différents centres de séparation	61
Fig V.13: Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS3-CPC.	64
Fig V.14: Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS5-Piq CS3.	64
Fig V.15: Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS4-Piq CS3.	65
Fig V.16: Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS1- CPC.	65
Fig V.17: Evaluation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CPC TFT-CS3.	67
Fig V.18: Evaluation des mesures d'épaisseur ont été effectuées sur les quatre axes des tronçons de collecte.	70
Fig V.19: comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS5-Piq CS3.	72
Fig V.20: Comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS4-Piq CS3.	73
Fig V.21: comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS1- CPC TFT.	73
Fig V.22: comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS3- CPC TFT.	74

<i>Chapitre I</i>	page
Tableau I.1 : Dates des découvertes des champs de Tin Fouyé Tabankort.	5
Tableau I.2 : Liste des centres de séparation d'huile de la région de TFT.	9
Tableau I.3 : Différentes caractéristiques des gisements de TFT.	10
<i>Chapitre II</i>	
Tableau II.1 : Potentiels standards de réactions d'électrode par rapport à L'électrode standard à hydrogène.	22
Tableau II.2 : Classification de la tenue en corrosion en fonction du taux de corrosion.	27
<i>Chapitre III</i>	
Tableau III.1 : Types de revêtement organique.	34
Tableau III.2 : Comparaison des éléments de système P.C	40
Tableau III.3 : Matériaux utilisés pour la réalisation de déversoir.	42
<i>Erreur ! Signet non défini. Chapitre IV</i>	
Tableau IV.1 : Corrosivité du sol selon la résistivité.	45
Tableau IV.2 : Pondération des paramètres caractérisant la corrosivité du sol tiré d'appendit A.ANSI/A.AWWAC 105 (1999).	46
Tableau IV.3 : Caractéristiques techniques de l'appareil de mesure de la résistivité du sol	48
<i>Chapitre V</i>	
Tableau V.1 : Les valeurs du pH du sol des différents tronçons de réseau de canalisation	53
Tableau V.2 : Résistivité du sol tronçon CS3-CPC	55
Tableau V.3 : Résistivité du sol tronçon CS4- Piq CS3 CPC	55
Tableau V.4 : Résistivité du sol tronçon CS1- CPC	56
Tableau V.5 : Résistivité du sol tronçon CS5- Piq CS3 CPC	56
Tableau V.6 : Résistivité du sol de CS1	56
Tableau V.7 : Résistivité du sol de CS3	57
Tableau V.8 : Résistivité du sol de CS4	57
Tableau V.9 : Résistivité du sol de CS5	57
Tableau V.10 : Potentiel du tronçon CS3-CPC TFT	62
Tableau V.11 : Mesure de potentiel du tronçon CS4-Piq CS3	63
Tableau V.12 : Potentiel du tronçon CS1-CPC TFT	63
Tableau V.13 : Potentiel du tronçon CS5-Piq CS3	63
Tableau V.14 : pourcentage de la protection des tronçons de collecte d'huile secteur nord	66
Tableau V.15 : Mesure d'épaisseur tronçon CS1-CPC TFT	68
Tableau V.16 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS4- Piq CS3 CPC	68
Tableau V.17 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS5- Piq CS3 CPC	68
Tableau V.18 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS3-CPC TFT	69
Tableau V.19 : l'épaisseur initiale de chaque tronçon	71

Chapitre II :

Eq. II.1 : Equation de Nernst.....

Eq. II.2 : Taux de corrosion.....

Chapitre IV :

Eq. IV.1 : Formule calcule de résistivité de sol.....

Eq. IV.2 : Formule calcule d'épaisseur résiduelle.....

Liste des abréviations

AMA: AMASSAK.

BP : Basse pression.

CS : Centre de séparation des effluents.

CPC : Centre principale de collecte.

C.I : Couté inférieur.

C.G : Couté gauche.

C.S : Couté supérieur

C.D : Couté droit.

Ep : Potentiel de protection.

E° : Potentiel standard.

FVF: The formation volume factor of gas.

GL: Gaz lifté.

GOR: Gas Oil Ratio.

HMZ : Hassi Mazola.

HMZ N : Hassi Mazola Nord.

HMZ S : Hassi Mazola Sud.

HRM : Hassi R'mel.

HMD : Hassi Messaoud.

HP : Haute pression.

Ip : Courant de protection

INAS : In Amenas.

MF : Centre de séparation des effluents

MP : Maintien de pression

PK : Point de kilométrage

RBI: Risk Based Inspection.

TFT: Tin Fouye Tabankort.

TAM : Station d'injection d'eau.

TFY : TIN FOYEN.

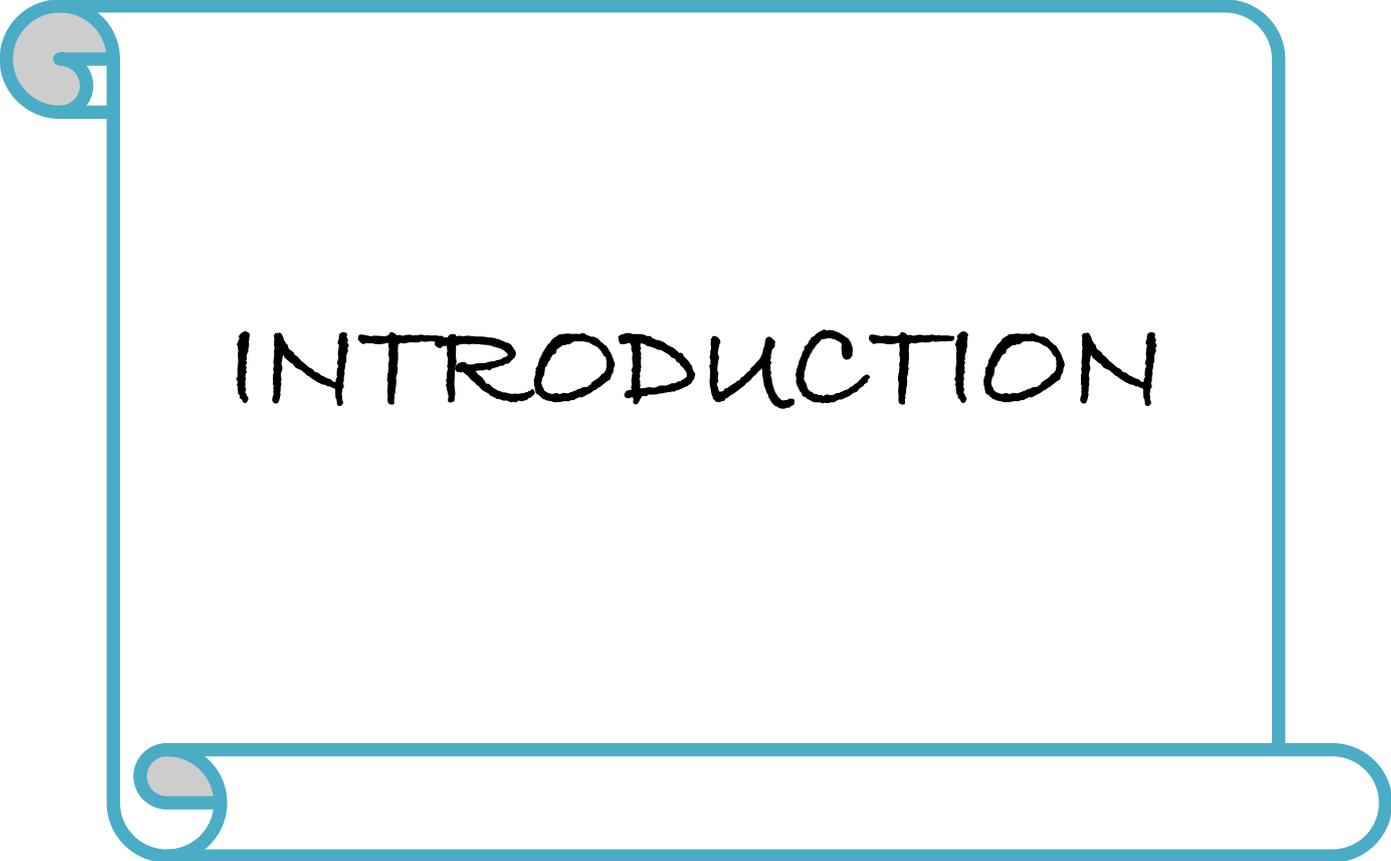


T/R : Transformateur redresseur.

T/G : Thermo générateur

UTGA : Unité de traitement du gaz associé.

Φ : Diamètre.



INTRODUCTION

L'augmentation de la demande d'énergie telle que le gaz et le pétrole nécessite de plus en plus la construction de nouvelles lignes de pipelines. Le pipeline est un système de canalisations à haute pression qui peut supporter jusqu'à 100 bars, il est utilisé pour le transport à moyenne et grande distance des hydrocarbures liquides et gazeux. Son expansion est marquée non seulement par un accroissement des longueurs de canalisations, en exploitation, mais aussi par une augmentation de leur diamètre.

Le transport des hydrocarbures par pipeline reste le moyen le plus sécurisant pour, acheminer de grandes quantités de pétroles et de gaz, sur de longues distances. Dans l'industrie du pétrole et du gaz, La corrosion par toutes ses formes constitue un danger permanent pour les installations métalliques.

La corrosion est un problème industriel important : le coût de la corrosion, qui recouvre l'ensemble des moyens de lutte contre la corrosion, le remplacement des pièces ou ouvrages corrodés et les conséquences directes et indirectes des accidents dus à la corrosion, est estimé à 2 % du produit brut mondial. [01].

C'est dans ce contexte qu'apparaît la double importance de l'étude de la corrosion. La première est économique, elle concerne la réduction des pertes de matériels qui résultent détérioration ou de rupture soudaines des tubulures, de réservoirs,...etc.

la seconde est la conservation appliquée premièrement au ressources du métal, dont les réserve mondiale sont limités, et dont la destruction implique des pertes correspondantes d'énergie et de réserve d'eau accompagnant la production et la fabrication des structures métalliques.

Afin de faire face à cette situation, il faut un programme de maintenance et d'entretien qui soit spécifique au problème de la corrosion, qui soit adaptable au plan global déjà en place et qui soit d'un coût raisonnable afin de permettre sa rapide adoption. Plusieurs méthodes ont été citées dans la littérature concernant la protection des canalisations, conduisant toutes à des résultats très encourageants.

Dans ce contexte, ce mémoire est une contribution à l'élaboration d'une méthode qui nous permet de suivre et de contrôler l'effet de la corrosion externe sur le réseau de canalisation et les méthodes de protection utilisées dans la région TFT



Dans ce contexte, le présent mémoire se structure en quatre chapitres précédés d'une introduction et suivi d'une conclusion et des recommandations souhaitées ; il se présente comme suit :

- **Dans le premier chapitre**, décrit la région de Tin Fouye Tabankort (TFT) et les différents sites de récolte de pétrole ainsi que le réseau de canalisation où mon étude à été effectuée.
- **Le deuxième et troisième chapitre** : des rappels théoriques sur la corrosion et les différentes méthodes de protection des canalisations sont présentés.
- **Le quatrième chapitre**, est quant à lui consacré à la partie expérimentale qui regroupe le site étudié et les mesures des différents paramètres utilisés dans le cadre de ce travail.
- **Dans le cinquième chapitre**, il est question des résultats d'une étude de l'effet de la corrosion sur les canalisations de pétrole et la méthode de protection utilisée.



CHAPITRE I :

Présentation de la région de TFT

I. Introduction :

La Direction Régionale de Tin Fouyé Tabankort connue sous l'abréviation de TFT, est une unité opérationnelle de la société SONATRACH, activité amont, division production créé en 1976, elle est chargée de la production de pétrole et de gaz du champ de TFT et de la gestion de ses divisions.

I.1. Situation géographique de la région TFT :

La Région de Tin Fouyé Tabankort (TFT) est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, plus précisément à 300 km au Nord-Ouest d'In Amenas, à 500 km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la route nationale N°3, à 1300km d'Alger, elle dépend administrativement de la Willaya d'Illizi. La région se trouve sur une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre 0°C et 45°C durant l'année.

La région de TFT a une superficie d'environ 4 000 Km² et elle est délimitée par les coordonnées UMT (Universal Transvers Mercator) suivant :

$$X1=310.000 \quad Y1=310.000$$

$$X2=400.000 \quad Y2=3.190.000$$

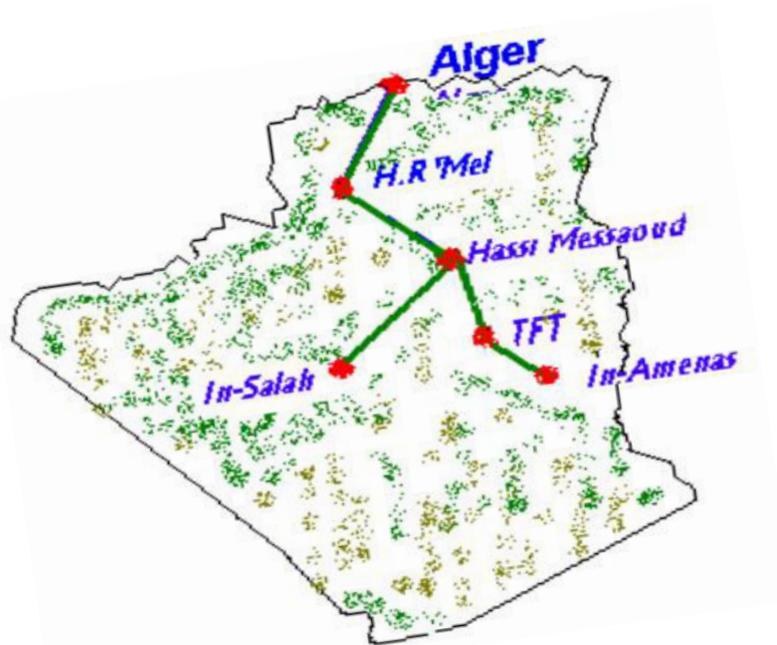


Fig I.1 : Position de Tin Fouyé Tabankort [02].

I.2. Gisements du champ de TFT :

Le gisement de TFT est composé de deux réservoirs productifs : l'ordovicien et le dévonien. L'ordovicien est le principal gisement, il a été découvert en 1967. Ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinale surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 Km du nord au sud et 25 km de l'est à l'ouest, il est de profondeur de 2100 m en moyenne. Le dévonien est un réservoir d'huile à une profondeur de 1400 m, il est non éruptif exploité par des modes artificiels.

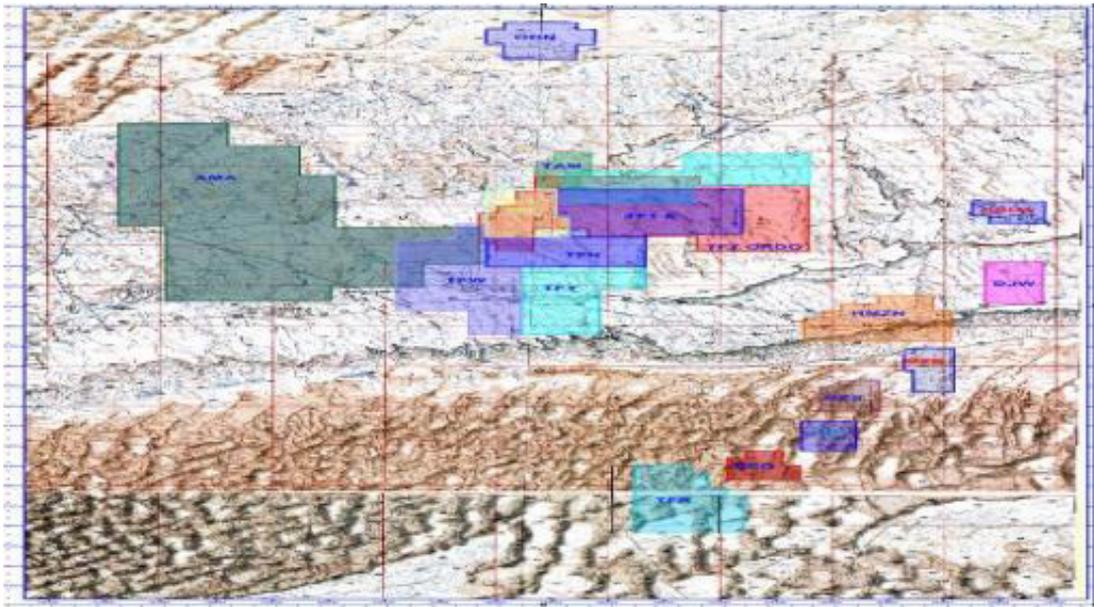


Fig I.2 : Périmètres de TFT [02].

La région TFT est divisée en deux secteurs : le secteur sud et le secteur nord. Le secteur nord regroupe les champs du TFT ordovicien et dévonien (TAM, AMA, DJOUA). Le secteur sud comprend, les champs de TIN-FOUYE et MAZOULA. Elle est composée de 17 périmètres d'exploitation :

- Tin Fouyé Tabankort (TFT ORDO)
- Amassak Tirarimine (AMA)
- Tin Fouyé Tabankort 100 (TFT100)
- Tin Fouyé Tabankort Est (TFTE)
- Tamendjelt (TAM)
- Omar Dris Nord (ODN)
- Tin Fouyé (TFY)
- Tin Fouyé Nord (TFN)
- Tin Fouyé Ouest (TFW)
- Djoua (DJW)
- Hassi Mazoula Nord (HMZ)
- Hassi Mazoula Sud (MZS)
- Hassi Mazoula B (MZB)

- Tifernine (TFR)
- Tim Snaguene (TIM)
- Bir el Quetara (BEQ)
- Hassi Belhouda (HBDA)

I.3. Historique de la découverte :

La découverte des champs et leur mise en production sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau I.1 : Dates des découvertes des champs de Tin Fouyé Tabankort. [02].

Champs	Date de découverte	Date de mise en production
SECTEUR SUD		
TIN FOUYE	1961	1963
HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
HASSI MAZOULA B	1966	1967
TIN FOUYE NORD	1966	1966
HASSI MAZOULA NORD	1959	1963
SECTEUR NORD		
TFT PUIITS 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

I.4. Historique du développement :

Le réservoir de TFT Ordovicien produit la plus grande partie de la production de la région de TFT, son exploitation a commencé en Novembre 1968. Jusqu'en 1975, les puits forés étaient au nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'huile en 1974 a atteint 2 634 000 tonnes.

En raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2751 651 tonnes, 4 976 886 tonnes en 1991, 4 410176 tonnes en 1994 et 3 504 200 tonnes en 1998.

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de

gaz (UTGA). Actuellement 400 puits d'huile sont forés dans le réservoir ordovicien du gisement de TFT.

I.5. Les divisions de la région :

La région de TFT est constituée de plusieurs divisions. Chaque division a une mission précise, soit elle est liée directement à la production soit elle contribue indirectement à la production tel qu'il est montré sur la figure suivante :

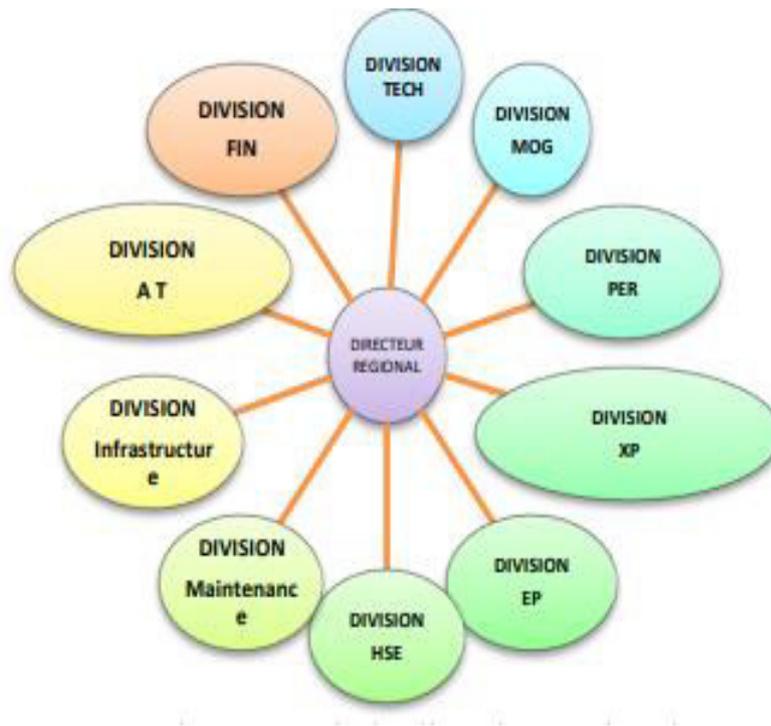


Fig I.3 : Organigramme des différentes divisions de la région de TFT.

I.5.1 Division Engineering et Production (EP) :

Cette division est chargée de la gestion des puits, de forage jusqu'à la mise en production, du suivi des gisements et la maintenance des puits et ce par un suivi permanent des caractéristiques du gisement et des indications de surface. La division est composée de quatre services à savoir :

- Le service technique production ;
- Le service de surveillance géologique ;
- Le service intervention puits ;
- Le service technique puits.

I.5.2 Division Exploitation (EXP) :

Elle a pour mission d'exploitation des installations de surface destinée à la production, la séparation, le traitement et l'expédition du pétrole et du gaz. Elle est composée de six services à savoir :

- Le service huile Nord ;
- Le service huile Sud ;
- Le service Unité Traitement de Gaz (UTGA) ;
- Le service Maintien de Pression (MP) ;
- Le service Fermeture Gaz Lift (FGL) ;
- Le service travaux pétroliers.

I.5.3 Division Maintenance :

Cette division est chargée de la maintenance des équipements industriels et prévoit les arrêts en collaboration avec les autres divisions essentiellement avec l'exploitation. Elle est composée des services suivants :

- Le service méthode et planification ;
- Le service électricité ;
- Le service mécanique industriel ;
- Le service instrumentation ;
- Le service turbo machine.

I.5.4 Division Hygiène, Sécurité et Environnement :

Son principal rôle est d'assurer la sécurité des installations industrielles et la protection du personnel conformément à la politique HSE de l'entreprise.

I.6. Les unités de séparation et de stockage d'huile :

La séparation de l'huile, de l'eau et du gaz s'effectue au sein de nombreux centres de séparation réunis sur le site de TFT. L'huile dégazée dans les centres de séparation est envoyée vers les centres principaux de collecte et de stockage puis est expédiée. Le schéma ci-après représente les transferts d'huile dégazée entre les centres principaux de collecte et les centres de séparation. Les pipelines d'expédition d'huile dégazée sont également représentés sur ce plan. Ces lignes se dirigent vers les sites de Mederba et d'In Amenas.

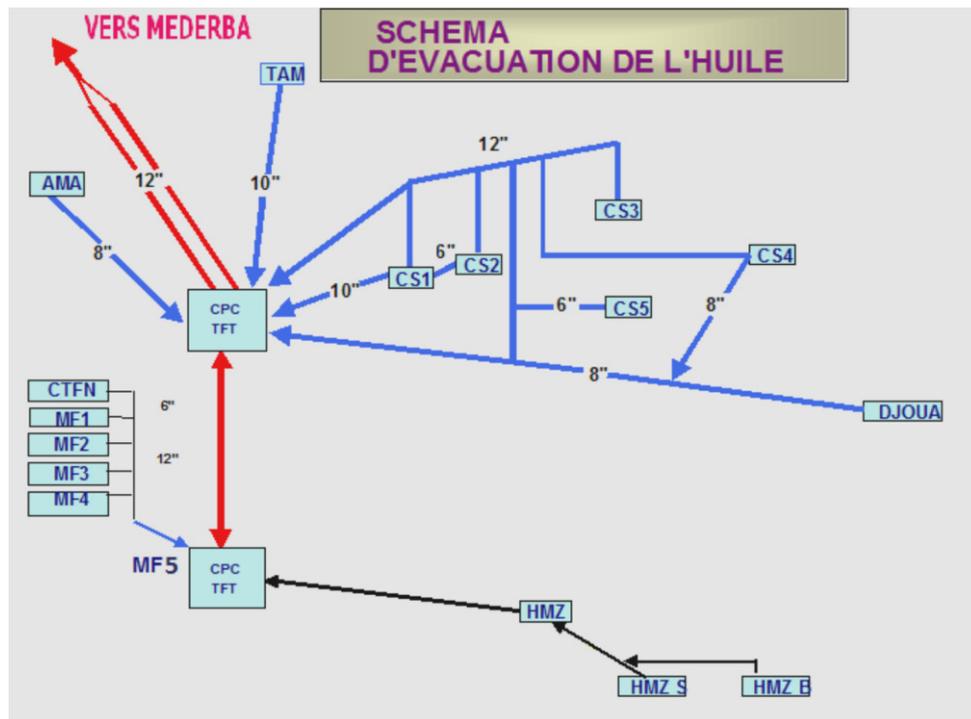


Fig I.4 : l'évacuation de l'huile de la région TFT [03].

I.6.1. Les centre de séparation :

Les centres de séparation possèdent le même rôle qui est de recevoir la production du puits du pétrole ; séparer les phases eau, huile et gaz de l'effluent des puits au moyen de deux batteries de séparateurs HP/BP et d'une batterie de test.

- L'huile est expédiée vers CPC TFT par un pipeline
- Le gaz associée HP/BP vers l'UTGA du CS2
- Les eaux de production séparées et envoyées vers un bourbier non étanche, sauf les eaux de production au niveau du CS2 qui et séparée et envoyée vers un bassin de déshuilage.

I.6.2. Les centres principaux de collecte :

Les centres de collecte sont constitués de plusieurs tanks de stockage à toit fixe (de volumes différents) avec un manifold de distribution pour acheminer l'huile vers le tank de stockage et l'expédier via le pipeline d'expédition choisi. Chaque tank de stockage possède sa ligne propre de remplissage et d'évacuation. L'huile est expédiée par un réseau multiple de pompes (boosting, électropompes et turbopompes). Un centre de collecte type est illustré ci-dessous.

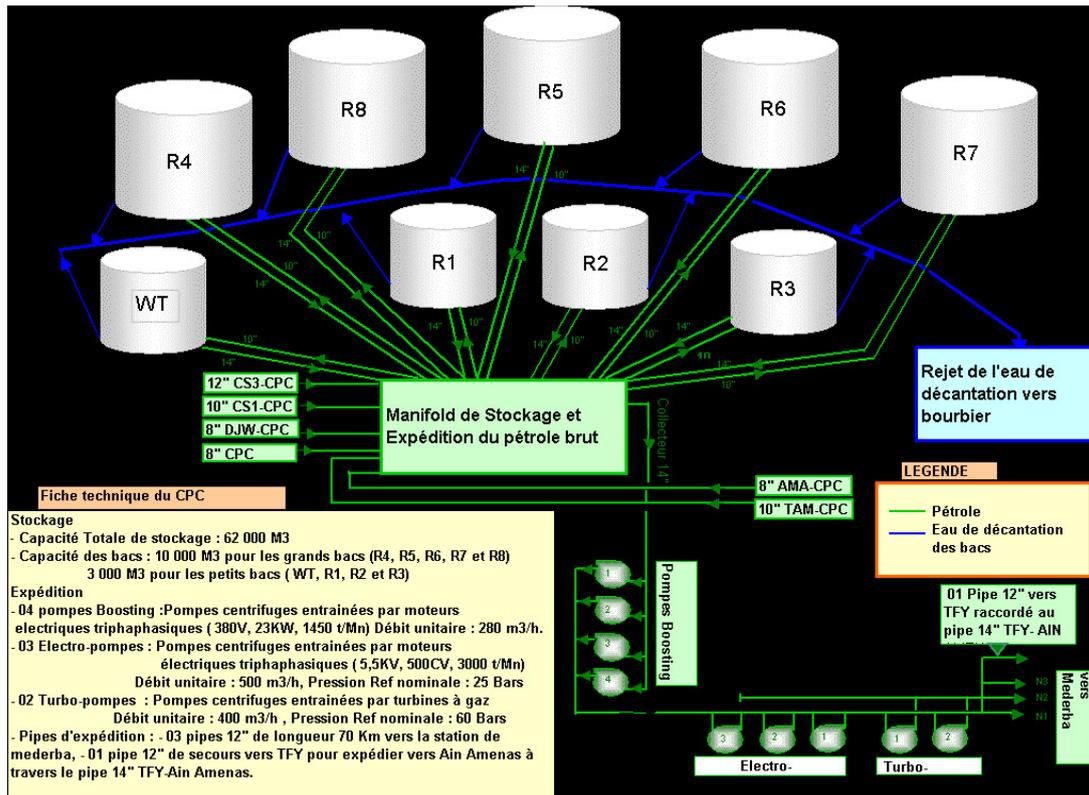


Fig I.5 : Schéma de principe du centre principal de collecte [03].

Tableau I.2: Liste des centres de séparation d'huile de la région de TFT.

Unités	Date de mise en service	Huile (m ³ / j)	Gaz (10 ⁶ Sm ³ / j)	Condensat (T/j)
CS1	1968	7000	1.5	-
CS 2	1970	7000	1.5	-
CS 3	1972	7000	1.5	-
CS 4	1974	4000	1	-
CS 5	1985	4000	1	-
CPC	1968	4000	0.5	-

I.6.3.Caractéristiques du brut :

Le brut de la région de TFT est constitué de plusieurs propriétés comme le montre le tableau suivant :

Tableau I.3: Différentes caractéristiques des gisements de TFT [02].

Huile	Pression initial du gisement	$P_i = 202 \text{ kg/cm}^2$
	Température du gisement	$T = 88 \text{ }^\circ\text{C}$
	Pression du bulle	$P_b = 202 \text{ kg/cm}^2$
	FVF initial	$B_{oi} = 1.43 \text{ m}^3\text{std/ m}^3\text{std}$
	GOR de dissolution initiale	$R_{si} = 150 \text{ m}^3/ \text{m}^3$
	Densité d'huile de stockage	$D_0 = 0.82$
	Viscosité de l'huile	$\mu_0 = 0.355 C_p$
Eau	Compressibilité	$C_w = 3.00 \text{ v/v/psi } 10^{-6}$
	FVF initial	$B_w = 1.02 \text{ m}^3\text{std/ m}^3\text{std}$
	Viscosité	$\mu_w = 0.38 C_p$
	Salinité moyenne	(NaCl) = 250 g/l
Gaz	Compressibilité	$C_g =$
	FVF initial	$B_{gi} = 1.0055 \text{ m}^3\text{std/ m}^3\text{std}$
	Viscosité	$\mu_g = 0.023 C_p$



CHAPITRE II :
Corrosion des matériaux

II. Introduction :

L'importance considérable de la corrosion dans la vie quotidienne (domestique ou industrielle) n'est plus à démontrer. En effet, ce phénomène touche pratiquement toutes les réalisations de l'ingénieur, des plus grandes au plus petites : production de l'énergie, construction, transport, secteur médical, l'électronique, etc. Dans les pays industrialisés les conséquences de la corrosion ne résident pas seulement dans le coût économique (gaspillage de matière première, énergie et temps) mais également dans les accidents que peut provoquer (sécurité public en jeu) ainsi que le mauvais impact sur l'environnement [04].

II.1.Définition:

La corrosion est la destruction chimique ou électrochimique des matériaux métallique par leur environnement. C'est, en fait, le phénomène suivant lequel les métaux ont tendance à revenir à leur état naturel d'oxyde, sulfate, carbonate...etc. Plus stable par rapport au milieu corrosif, et ainsi à subir une dégradation de leurs propriétés [05].

Les composés non métalliques ne sont pas inclus dans la présente définition, les plastiques peuvent être gonflé ou craquer, le bois peut s'ouvrir, le granit peut s'éroder et le ciment portland peut se lessiver mais le terme corrosion est ici limité à l'attaque chimique des métaux [06].

II.2. Importance de l'étude de la corrosion :

Pratiquement tous les milieux sont corrosifs. On parle de corrosion par l'air, l'eau ou l'oxygène, par l'atmosphère ou les sols, par acide, les bases ou les sels, par les bactéries ou les moisissures. Les dégâts causés par la corrosion, semble donc inévitable et sont extrêmes élevés, sont divisés on trois : économique, sécurité et écologique.

II.2.a. Économique :

138 milliard aux Etats Unis d'Amérique ! Ce chiffre (publié par la N.A.C.E) inclut seulement les secteurs réellement concernés par l'étude ; soit :

Par extrapolation à l'ensemble de l'industrie Américaine, la N.A.C.E estime que le cout total de la corrosion atteint le chiffre de 276 milliard de dollars, soit 3,14% de la production nationale Américaine. Ces pertes peuvent être directes (cout des équipements à remplacé, cout de l'entretien ou du contrôle, surcout du à l'emploi des matériaux plus noble) ou Indirectes (arrêt de production, perte d'énergie, surépaisseur important [13].

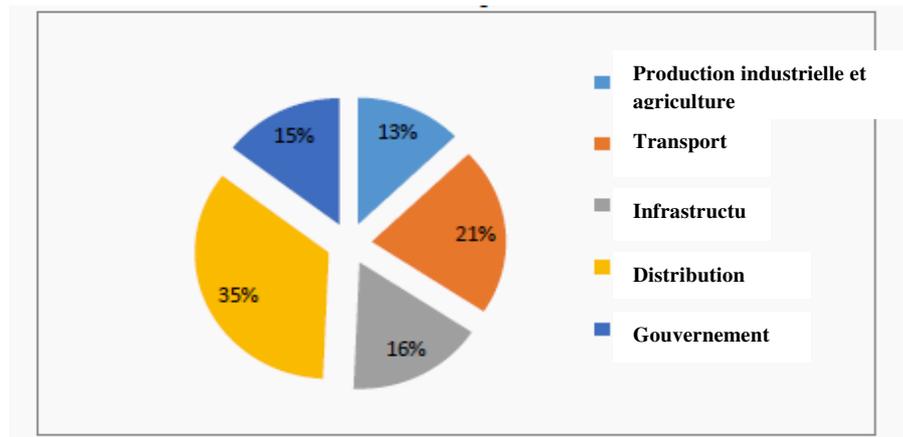


Fig. II.1 : Cout de la corrosion par secteur [13].

II.2.b. Sécurité :

Risques liés aux incidents causés par des appareils sous pression, réservoir métallique, produit radioactif, conduite de gaz, rotor de turbines ...etc.

II.2.c. Écologique :

Pollution de l'environnement, gaspillage de l'eau et de l'énergie nécessaire à la transformation des matières première en structure métalliques.

II. 3. Facteurs de la corrosion :

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre des facteurs ; et ils peuvent être classés en:

II.3.a. Facteurs liés au milieu (eau, air, sol) :

- Concentration du réactif oxydant.
- Teneur en oxygène et autre gaz dissous.
- Résistivité du milieu.
- Température, pression.
- Présence de bactéries.
- Vitesse d'écoulement.

II.3.b. Facteurs liés au métal :

- Homogénéité du métal.
- Impureté dans le métal.
- Noblesse du métal.
- Tendance à la passivation.
- Contrainte résiduelle internes.

- Nature du produit de corrosion.

II.3.c. Facteurs liés au temps :

- Fatigue.
- Modification des dépôts protecteurs.
- Dégradation des revêtements protecteurs [07].

II.3.d. Conditions d'emplois :

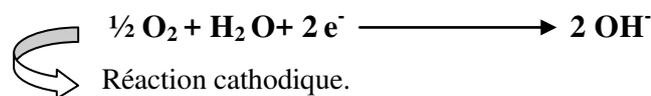
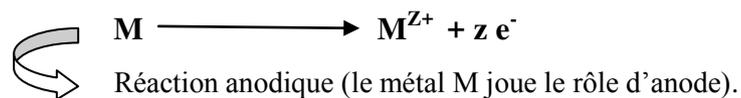
- -Etats de surfaces.
- -Moyens de protection.
- -Forme des pièces.
- -Conditions d'entretien et d'assemblage.
- -Soudure, brasure.
- -Rivetage [08].

Il n'est pas possible dans le cadre de ce chapitre de décrire de façon systématique et détaillée le rôle de tous les facteurs ayant une influence en corrosion. Nous nous limiterons aux plus significatifs, tout en les choisissant de façon à donner une portée plus générale à leur action.

II.3.a. Factures liés au milieu :

II.3.a. 1. Teneur en oxygène :

La corrosion électrochimique résulte de la simultanéité d'au moins deux réactions électrochimiques anodique et cathodique, par exemple :



Ces deux réactions sont polarisées et le système électrochimique adopte un potentiel mixte (différent des potentiels d'équilibre de chaque réaction élémentaire).

Caractérisé par le fait que les électrons produits à l'anode sont consommés à la cathode (Fig II.2). si la teneur en oxygène dans le milieu diminue, ce qui revient à diminuer le courant limite de la réaction cathodique contrôlée par la diffusion de l'oxygène dans la phase liquide, le potentiel mixte diminue (de $E_{\text{cor}1}$ à $E_{\text{cor}2}$) et le courant de corrosion diminue aussi (de $i_{\text{cor}1}$ à $i_{\text{cor}2}$). Cette constatation est mise à profile dans les circuits fermés contenant de l'eau

(chauffage central, circuit primaire d'une centrale nucléaire,...), dans lesquels, par des moyens mécaniques et/ou chimiques, on réduit la teneur en oxygène dissous afin de diminuer le courant et donc la vitesse de corrosion.

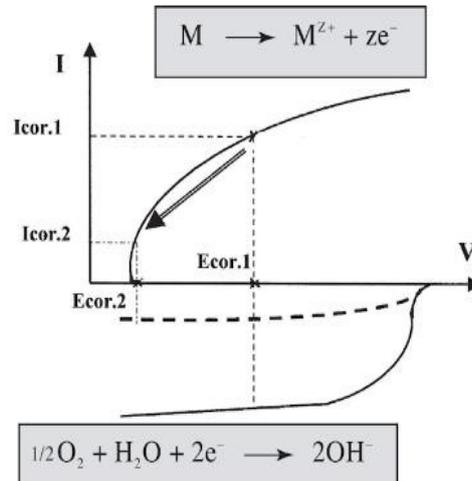


Fig. II.2 : Corrosion électrochimique en milieu aéré ; influence de l'oxygène dissous sur la cinétique de la réaction cathodique. [09].

Il convient de remarquer que ceci n'est valable que lors d'une distribution sensiblement homogène de l'oxygène dans le milieu. En effet, si ce n'est pas le cas, un autre phénomène intervient, à savoir celui lié à l'existence d'une pile par différence d'aération, dite pile d'Evans, du nom du savant qui en a apporté la démonstration en immergeant une lame de fer dans un béccher contenant de l'eau (rendue conductrice) préalablement désaérée par barbotage d'un gaz. Inerte, puis en abandonnant à l'air la surface libre de l'eau. Cette eau qui contenait en outre du ferricyanure de potassium et de la phénolphthaléine s'est progressivement colorée en bleu dans le parti inférieur et en rose dans la partie supérieure, proche de la surface. On est en présence d'un profil de concentration décroissante en oxygène, depuis la surface du liquide jusqu'au fond du béccher. Le système électrochimique se comporte comme une bi_électrode.

- La partie supérieure de la lame joue le rôle de cathode : elle est le siège de la réaction cathodique due à la présence importante d'oxygène, réduit en ions hydroxydes
- La partie inférieure, constitue l'anode, siège de la réaction d'oxydation du fer en ions ferreux Fe^{2+} .

Ce phénomène de la pile d'Evans est intéressant à plusieurs titres. Il montre notamment :

- Que toute hétérogénéité localisée dans le couple matériau-milieu (hétérogénéité sur la surface du matériau ou dans le milieu) donne naissance à une pile.

- Qu'une pièce métallique peut se comporter comme une bi-électrode.

Toute différence d'aération est donc source possible de corrosion [07].

II.3.a. 2. Corrosion par les eaux :

L'eau de mer est un milieu particulièrement agressif. On peut définir l'eau de l'océan Atlantique à partir des paramètres suivants : salinité totale de 34 g/l ; pH de 8.2 ; conductivité de 4 S/m. Par ailleurs, la solubilité de l'oxygène dans l'eau de mer est fonction de la température : 12 mg/l à 5°C, 7 mg/l à 25°C, par exemple. Les eaux douces, dont l'eau de distribution des villes, possèdent des caractéristiques diverses, selon leur composition (pourcentage de minéraux dissous, teneur en oxygène et en gaz carbonique, pH...etc.). La résistance à la corrosion d'un équipement mis au contact de l'eau douce peut varier considérablement selon le type d'eau. En certains endroits, des conduites d'eau en acier durent plus de vingt ans, alors qu'ailleurs, il faut les changer au bout de deux ou trois ans.

Les eaux douces peuvent être incrustantes ou agressives (dures ou douces). Dans le premier cas, il s'agit d'eaux très minéralisées qui laissent un dépôt de calcaire et de carbonate provoquant l'entartrage des conduites. Ce dépôt, qui isole le métal de l'eau, ralentit ainsi la corrosion. Cependant, s'il n'est pas uniforme, il peut y avoir corrosion par piqures ; c'est ce qui se produit parfois, dans des conditions très particulières, pour les tubes de cuivre. Les eaux agressives, quant à elles, sont peu minéralisées ; elles sont donc plus corrosives que les eaux incrustantes, car elles ne favorisent pas la formation d'un dépôt protecteur. Par ailleurs, elles sont plus agressives envers les conduites en fonte ou en acier qu'envers les conduites en cuivre. La figure II.3 illustre graphiquement la corrosion de l'acier doux dans divers types d'eaux [09].

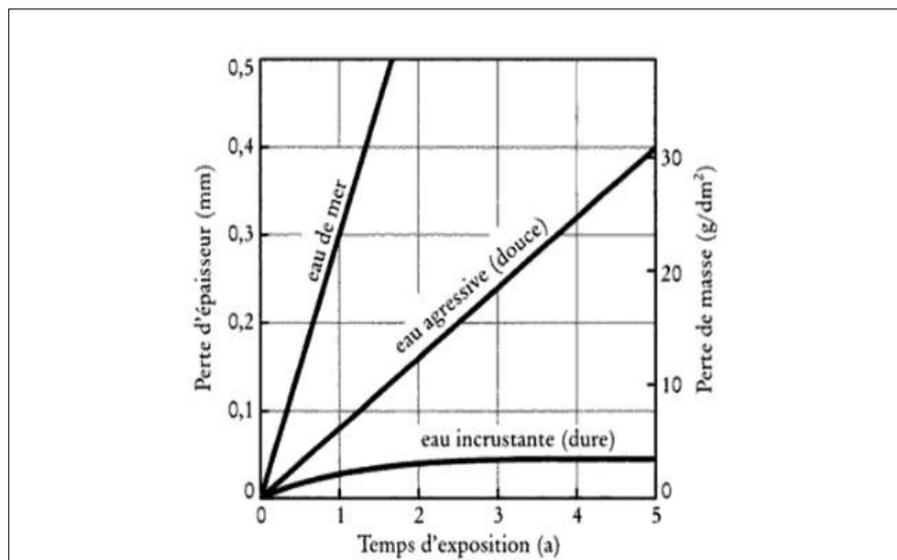


Fig. II.3 : Corrosion de l'acier doux (0.2% C), en fonction de la durée d'exposition (en années) dans des différents types d'eaux [07].

II.3.a.3. Corrosion atmosphérique :

Comme son nom l'indique, la corrosion atmosphérique désigne la réaction de l'oxygène de l'air à température ambiante avec un métal lorsqu'à la surface de ce dernier l'humidité et les polluants forment un film d'électrolyte.

La vitesse de corrosion atmosphérique dépend de la vitesse des réactions partielles anodiques et cathodiques aux interfaces métal-électrolyte et oxyde-électrolyte. Elle est donc en ce sens comparable à la corrosion en milieu liquide à ceci près qu'il n'y a pas évacuation des produits de corrosion par l'électrolyte et que ce dernier peut éventuellement s'évaporer complètement lors de phases de séchage pour se reformer lors de phases d'humidité élevée.

Le phénomène de corrosion atmosphérique va donc dépendre étroitement des polluants présents dans l'air ambiant et de son degré d'humidité [10].

- **Humidité absolue, humidité relative et la température :**

On distingue deux types d'humidité, la première, l'humidité absolue (en g.m^{-3}) correspond à la masse d'eau contenue dans un mètre cube de gaz, alors que la seconde, l'humidité relative (en %), représente le rapport entre la pression partielle de vapeur et la pression de vapeur saturante. La pression de vapeur saturante, ou pression de saturation, désigne la pression de vapeur en équilibre avec de l'eau liquide. L'humidité relative fournit une indication plus intéressante pour les phénomènes de corrosion, car elle conditionne la condensation, qui peut former un électrolyte en présence de sels.

C'est donc elle qui sera considérée dans l'ensemble de ce travail. En l'absence de gaz susceptibles d'abaisser la pression de vapeur saturante ou d'espèces hygroscopiques à la surface du matériau, on peut considérer que la corrosion atmosphérique du fer débute pour une humidité relative (HR) d'environ 60 % avec une vitesse relativement lente, qui augmente pour une humidité relative supérieure à 80 % (figure II.4). Lorsque l'humidité relative atteint 100 %, on peut observer à la surface du métal un film d'eau d'une centaine de micromètres d'épaisseur [11].

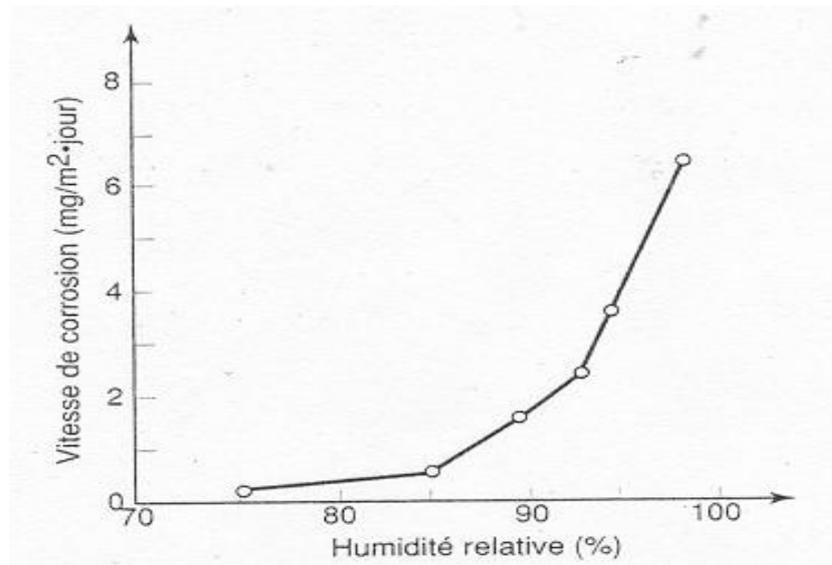


Fig II.4 : Courbe de la vitesse de corrosion du fer en fonction de l'humidité relative à la surface du métal [11].

La valeur de l'humidité relative (et en particulier la valeur de 100% correspondant à la condensation) pourra donc être différente pour une même humidité absolue suivant la valeur de la température ambiante, comme illustré à la Figure II.5.

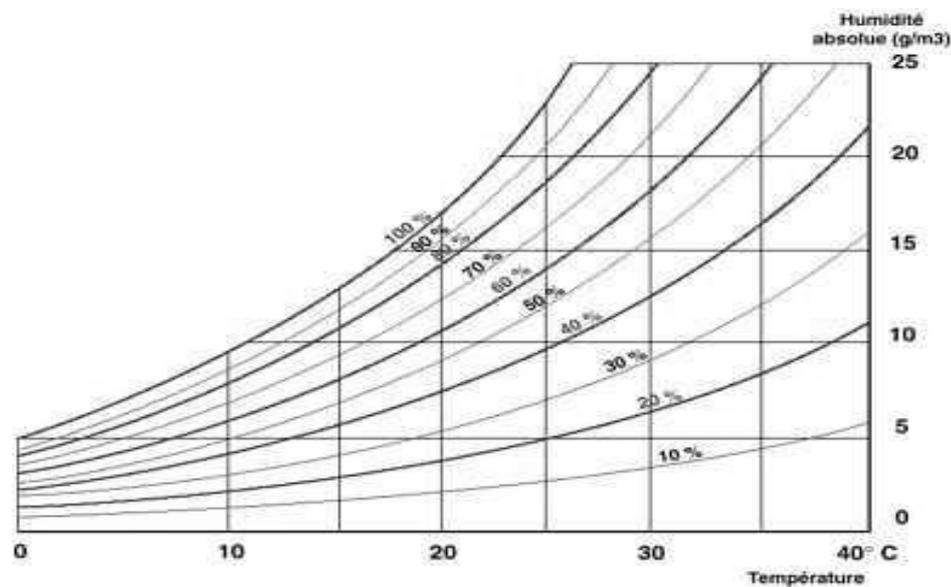


Fig II.5 : Diagramme psychrométrique de Carrier présentant l'évolution de l'humidité relative en fonction de la température et de l'humidité absolue de l'air. [10].

Cette condensation se produit en théorie pour une humidité relative de 100%, mais peut, sous certaines conditions, se manifester à la surface d'un métal pour des valeurs apparemment inférieures. Cela survient notamment lorsque la température du métal est inférieure à celle de l'air ambiant, lorsque sa surface est poreuse, ou lorsqu'elle contient des sels déposés [10].

On conclut que dans le cas où l'humidité absolue de l'atmosphère est constante, une augmentation de température va entraîner l'évaporation du film liquide, et une baisse de celle-ci va provoquer une condensation à la surface de l'objet. On peut donc, pour une humidité constante, avoir un cyclage en humidité dû uniquement aux variations de température,. A l'inverse, si l'humidité relative est importante, une augmentation de température a, le plus souvent, un effet d'accélérateur thermique des processus de corrosion.

La mesure de la vitesse instantanée de corrosion en fonction des conditions climatiques montre l'influence de ce cycle sur les processus de corrosion.

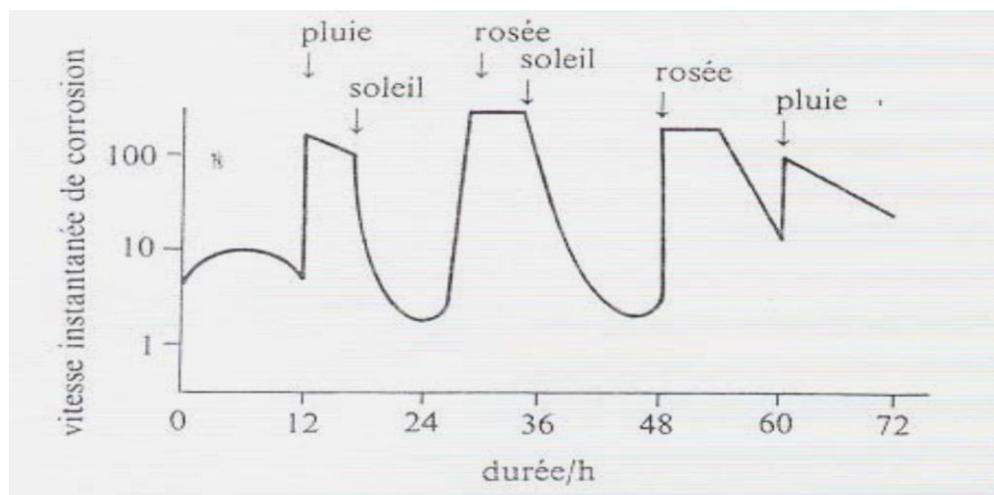


Fig II.6 : Variation de la vitesse instantanée de corrosion du fer en fonction des conditions climatiques. [09].

II.3.a. 4. Corrosion par le sol :

Les sols sont loin d'être des milieux homogènes ; ils présentent en effet, d'un site à l'autre des caractéristiques très variées. Le caractère corrosif des sols est fonction des paramètres suivants :

- Leur perméabilité à l'air et à l'eau, qui dépend de leur porosité et de la granulométrie des matériaux constitutifs ;
- Leur taux d'humidité ;
- Leur teneur en sels ;
- Leur alcalinité ou leur acidité (pH).
- Leur conductibilité électrique.

En général, ce sont ces deux derniers paramètres que l'on mesure. Dans la plus part de cas, le pH des sols est compris entre 6 et 9.

Quand une conduite traverse des sols de nature différente, le potentiel d'équilibre du métal, avec chacun de ces milieux, peut être différent, ce qui entraîne la formation des zones cathodique et de zones anodique [09].

II.3.a. 5. Présence des bactéries :

En milieu anaérobique, ce qui est le cas de certaines eaux stagnantes, ou de terrains argileux, vaseux imperméables et riches en sulfates, certaines bactéries consomment l'hydrogène produit au niveau des microcathodes, permettant ainsi à la corrosion de se poursuivre, et transformant les sulfates en sulfure de fer. Ces bactéries peuvent détruire certains revêtements protecteurs des conduites, entraînant des piqûres locales de corrosion. Les sols argileux favorisent la croissance des bactéries sulfato-réductrices à cause de la présence de conditions anaérobies nécessaires pour leur croissance [12].

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

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

Il existe plusieurs autres groupes de bactéries qui utilisent et respirent des substances métalliques, contribuant ainsi à la bio-corrosion.

II.3.b. Conditions d'utilisation :

Certaines conditions d'utilisation ont pour effet d'accélérer la corrosion et de raccourcir ainsi la vie des pièces ou des assemblages. Parmi ces conditions, nous aborderons ici : la fatigue-corrosion, le frottement.

II.3.b.1. Fatigue-corrosion :

En milieu corrosif, la résistance à la fatigue de beaucoup d'alliages se trouve diminuée. Cette diminution est due à l'effet combiné de facteurs électrochimiques (amorçage des fissures à la racine des piqûres de corrosion et corrosion en fond de fissure) et de facteurs mécaniques (rupture du film d'oxyde en fond de fissure). La figure II.7 présente les courbes de fatigue-endurance d'un alliage d'aluminium 2024 dans l'air, dans l'eau douce et dans l'eau de mer [09].



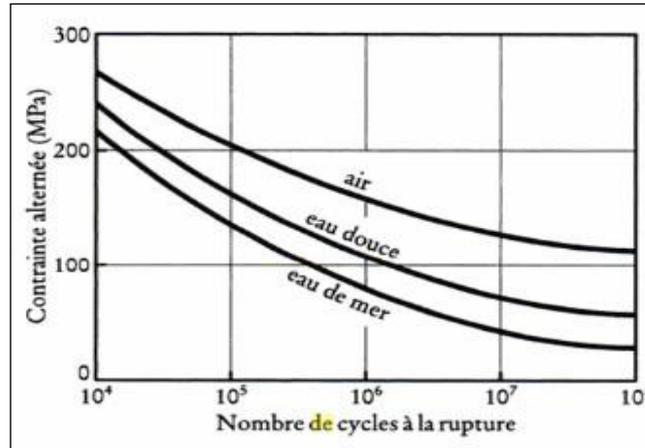


Fig II.7 : Courbe de fatigue-endurance de l’aluminium 2024 ; dans l’air, eau douce et eau de mer [09].

II.3.b. 2. Corrosion par frottement :

Des déplacements entre les pièces de très faible amplitude (de l’ordre de micromètre) sont la cause de la corrosion par frottement aux points de contact. Puisque les surfaces ne sont jamais complètement lisses, elles sont en contact par leurs aspérités [13].

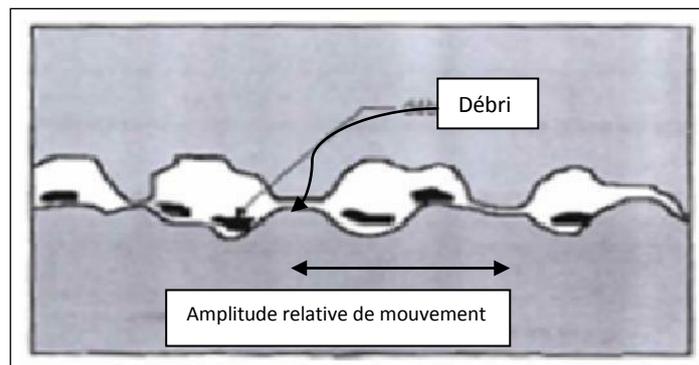


Fig II.8 : Représentation schématique du mécanisme de la corrosion par frottement [13].

II. 4. Potentiel d’équilibre :

Le potentiel standard des réactions électrochimiques est un échange d’électrons entre les ions. La notion d’oxydation a été généralisée et interprétée comme une perte d’électrons, et la réduction comme un gain d’électrons. Ainsi, lorsqu’un métal (par exemple le fer) est mis en contact avec une solution liquide conductrice, il se trouve porté par un potentiel correspondant à l’équilibre de dissolution :



Avec :

OX : forme oxydée

Red : forme réduite

Ce potentiel dépend de :

- ✓ La nature du métal, de son état métallurgique et de son état de surface ;
- ✓ La nature de la solution et en particulier de la concentration du soluté ;
- ✓ La température [14].

C'est le potentiel que prend un métal par rapport à la solution de l'un de ses sels, il est caractéristique du métal. La thermodynamique permet de le calculer en utilisant la relation de Nernst [15].

L'équation de Nernst d'une réaction d'électrode [16] ;

$$E_{Mn+/M} = E^{\circ}_{Mn+/M} + \frac{RT}{nF} \ln \frac{[oxyd]}{[red]} \quad \text{Eq II.1}$$

Où

E : potentiel équilibre (V/ENH)

E° : potentiel standard de l'électrode de métal M (Voir Tableau II.1)

R : la constante des gaz parfaits (R=8.31 joules. mole⁻¹.K⁻¹)

T : la température absolue (K)

F : la constante de Faraday (F =96500 coulombs / mol)

n : Valence du métal

[oxyd]/[red] : Rapport des activités des espèces oxydées et des espèces réduites.

II. 5. Potentiel de corrosion (dissolution) :

C'est le potentiel que prend un métal par rapport à un électrolyte donné. Il n'est pas caractéristique du métal et dépend des conditions expérimentales, en particulier de la nature ; de la concentration et de la température du réactif; mais aussi de l'état de surface du métal La réaction électrochimique n'est plus réversible puisque la nature de l'interface métal- solution varie avec le temps. Cependant, le potentiel tend vers une valeur stationnaire pour une durée d'immersion du métal qui dépend de sa nature et de celle du réactif [15].

II. 6. Echelle des Potentiels standards d'électrodes (Echelle de Nernst) :

Le potentiel standard E° est égal au potentiel standard de l'électrode de métal M. C'est la différence entre le métal et l'électrode standard à hydrogène.

Par convention E°_H = 0.

Les valeurs de E° déterminées de cette manière pour différents matériaux constituent l'échelle de Nernst qui classe les métaux selon leur tendance à 25 °C (Tableau II.1) [16].

Tableau II.1 : Potentiels standards de réactions d'électrode par rapport à L'électrode standard à hydrogène. [16].

métal	électrode	E° (V)
Or	Au / Au ³⁺	+1,45
Platine	Pt / Pt ²⁺	+1,2
Mercure	Hg / Hg ²⁺	+0,854
Argent	Ag / Ag ⁺	+0,7994
Cuivre	Cu / Cu ²⁺	+0,337
Hydrogène	H ₂ / H ⁺	0,0000
Plomb	Pb / Pb ²⁺	-0,126
Etain	Sn / Sn ²⁺	-0,14
Nickel	Ni / Ni ²⁺	-0,23
Cadmium	Cd / Cd ²⁺	-0,402
Fer	Fe / Fe ²⁺	-0,440
Chrome	Cr / Cr ³⁺	-0,71
Zinc	Zn / Zn ²⁺	-0,7628
Aluminium	Al / Al ³⁺	-1,66
Magnésium	Mg / Mg ²⁺	-2,371

On peut déduire de cette échelle que les métaux comme l'or, l'argent ou le cuivre qui présentent des potentiels standard positifs ne seront pas attaqués par l'eau puisqu'ils s'oxydent moins facilement que l'hydrogène. Ce sont des métaux dits "nobles".

II. 7. Diagramme de Pourbaix :

Les diagrammes de Pourbaix potentiel- pH (E-pH) sont utilisés principalement pour aider à prévoir les états les plus stables d'un métal, de ses produits de corrosion et de ses ions associés (forme complexe) dans une solution aqueuse sous différentes conditions de potentiel et de pH.

Le diagramme de Pourbaix localise également les frontières des produits de corrosion insolubles du métal dissous avec les limites en concentration d'ions métalliques libres. Sur le

diagramme de potentiel E-pH du système Fe- H₂O à 25°C (Figure II.9), plusieurs points thermodynamiques critiques peuvent être soulevés :

- ✓ Il est possible de ramener le potentiel de Fer à la région d'immunité en appliquant un moyen de protection cathodique adéquat.
- ✓ Il n'existe aucun pH pour lequel le fer métallique et le fer bivalent (ions ferreux) sont stables en présence de l'oxygène.
- ✓ Lorsque l'acier atteint des potentiels plus électropositifs en présence d'un milieu acide (pH faibles) ou intermédiaires, les ions Fe²⁺ et Fe³⁺, ont tendance à se stabiliser sous l'effet de l'augmentation de la vitesse de corrosion et en présence des conditions thermodynamiques favorables.
- ✓ Lorsque l'acier atteint un potentiel électropositif dans un électrolyte alcalin, la formation d'un complexe solide tel que le Fe₂O₃ ou le Fe₃O₄ a lieu. Ces complexes peuvent être formés et déposés sur la surface du Fer en formant une couche protectrice [17].

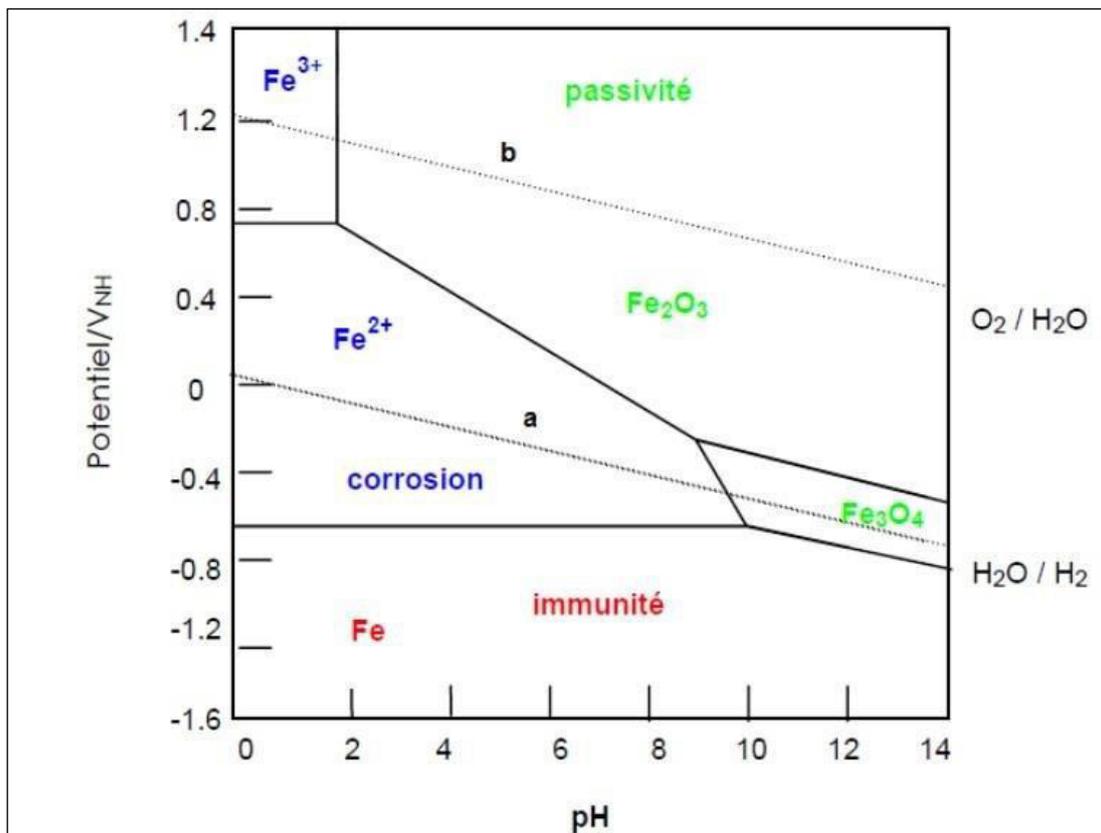


Fig II.9 : Courbe d'équilibre E-pH de Fer-eau à 25°C [17].

La région limitée par les lignes (a) et (b) de la figure (II.9) présente la zone de stabilité thermodynamique des molécules d'eau. Dans cette région, le potentiel et le pH sont

considérablement stables. Par ailleurs, le rapprochement de ces limites provoque une dissolution de l'eau.

- La ligne (a) présente la ligne d'évolution d'hydrogène qui est présentée par le mécanisme réactionnel suivant :



- La ligne (b) présente la ligne d'évolution d'oxygène dont la réaction est représentée par:



Pour le cas du fer, le diagramme potentiel-pH du système Fer- H₂ O à 25°C fait apparaître trois phases distinguées, à savoir:

❖ **Phase d'immunité :**

À cet état thermodynamique, la corrosion du métal ne peut pas se produire dans son milieu environnant parce qu'il atteint un état stable assuré par l'effet d'équilibre thermodynamique provoqué par le niveau énergétique emmagasiné dans le métal (polarisation).

❖ **Phase de corrosion :**

Dans cet état de système, le métal se transforme d'un niveau stable à un niveau actif (corrosion). Cette transformation se traduit par la dissolution de métal en ions solubles dans l'électrolyte. En solution neutre ou acide, le diagramme prévoit la dissolution du fer avec la formation d'ions ferreux Fe²⁺ et d'ions ferriques Fe³⁺ tandis qu'en solution alcaline, le fer est sous forme d'ions ferrate HFeO₂.

❖ **Phase de passivité :**

C'est la plage où se trouvent les différentes phases condensées sous forme d'oxydes et d'hydroxydes qui recouvrent la surface du métal et le protègent contre les attaques de corrosion. Le métal a donc été oxydé en surface mais ce film le protège d'une agression en profondeur. La couche passive recouvrant la surface métallique est généralement très stable, compacte et fortement liée au métal [17].

II. 8. Processus de la corrosion :

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui définissent chacun un type de corrosion :



II. 8. 1. La corrosion chimique :

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

Au cours de la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action, c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques [04].

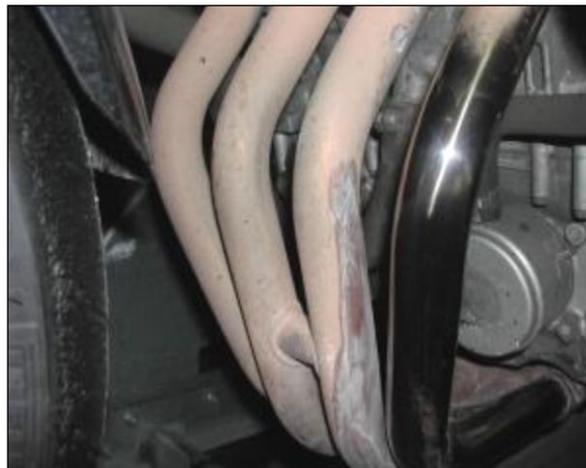


Fig II.10 : exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement.

II. 8. 2. La corrosion bactérienne :

Ce type de corrosion, appelé aussi bio-corrosion, rassemble tous les phénomènes de corrosion dans lesquels les bactéries agissent directement ou par l'intermédiaire de leur métabolisme en jouant un rôle primordial, soit en accélérant un processus déjà établi, soit en créant les conditions favorables à son établissement (ex : production de H_2SO_4 par certains types de bactéries). [18].

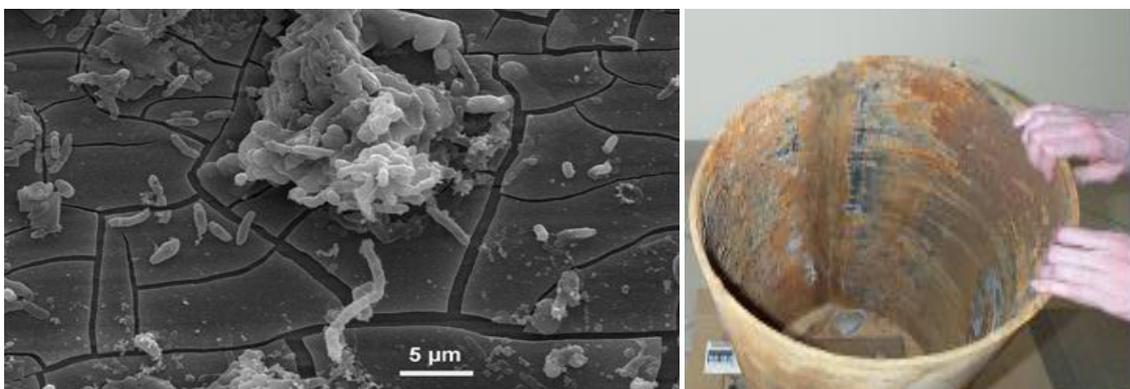


Fig II.11 : Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne ; action des bactéries sulfato-réductrices.

II.8.3. La corrosion électrochimique :

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

La corrosion électrochimique fait appelle à la fois à une réaction chimique et un transfert de charges électriques (circulation d'un courant). Cette corrosion nécessite la présence d'un agent réducteur (H_2O , O_2 , H_2 , etc.), sans celui-ci la corrosion du métal ne peut se produire. La corrosion électrochimique d'un matériau correspond à une réaction d'oxydo-réduction, dont :

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

Dans la corrosion électrochimique, la réaction cathodique et la réaction anodique sont indissociables [04].

II. 9. Les formes de corrosion :

Une pipe peu subir plusieurs formes de corrosion. La figure (II.12) montre la répartition des différentes formes de corrosion pour les aciers inoxydables [16].

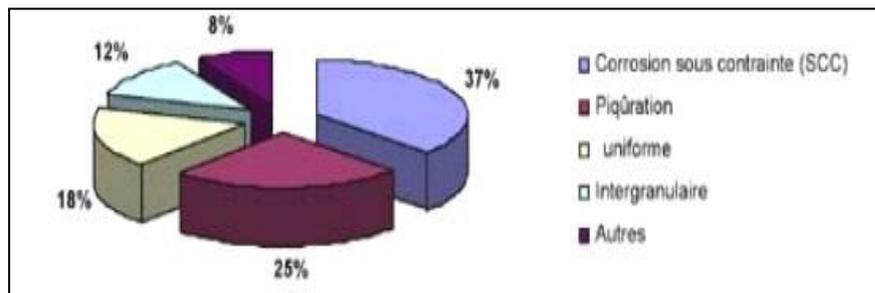


Fig II.12 : Distribution des formes de corrosion pour les aciers inoxydables dans divers secteur industriels [16].

II. 9.1 La corrosion uniforme :

C'est le phénomène de corrosion le plus simple et le mieux connu. Il survient dans le cas d'un environnement homogène (absence de gradient de température, de pression ou de concentration le long de l'interface) et lorsque le métal lui-même présente vis à vis de cet environnement un comportement suffisamment homogène.

Cette homogénéité de comportement peut être le fait soit d'une homogénéité intrinsèque du matériau due à l'absence d'inclusions ou de défauts structuraux, soit au non sélectivité de l'environnement vis à vis de ces défauts. La vitesse de corrosion exprimée en tonnes de perte de masse par unité de surface et par unité de temps (après desquamation dans le cas d'un

oxyde adhérent) ou par l'épaisseur de métal corrodé en fonction du temps. Ces deux grandeurs sont bien évidemment reliées par la masse volumique du matériau ρ considéré [13].

Tableau II.2 : Classification de la tenue en corrosion en fonction du taux de corrosion [13].

Taux de corrosion	Tenue
<0.05 mm/an	Excellente
0.05 à 0.130 mm/an	Bonne
0.130 à 1.25 mm/an	Satisfaisante
>1.25mm/an	Non satisfaisante

Sa vitesse est généralement facile à prévoir avec une précision suffisante pour déterminer la durée de vie probable d'un appareil.

$$\text{Taux de corrosion en (mm/an)} = \frac{\text{Masse perdue (mg)} * 87.6}{\text{surface (mm}^2\text{)} * \text{densité (g/cm}^3\text{)} * \text{temps (heures)}} \quad \text{Eq II.2}$$

II.9. 2. La corrosion localisée :

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

II.9.2.a. La corrosion par piqûres :

La corrosion par piqûres est la forme de corrosion localisée la plus souvent rencontrée. De l'industrie maritime et pétrolière (navire, pipeline,...) en passant par la construction et le transport (câbles de suspension, canalisations, citernes,...).

Cette forme de corrosion est caractérisée par une attaque très localisée en certains points de la surface et provoque des piqûres. Elle est produite par certains anions, notamment les chlorures, sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince. La corrosion par piqûres affecte en particulier les métaux ou les alliages passivés (aciers inoxydables, les alliages d'aluminium, etc.).

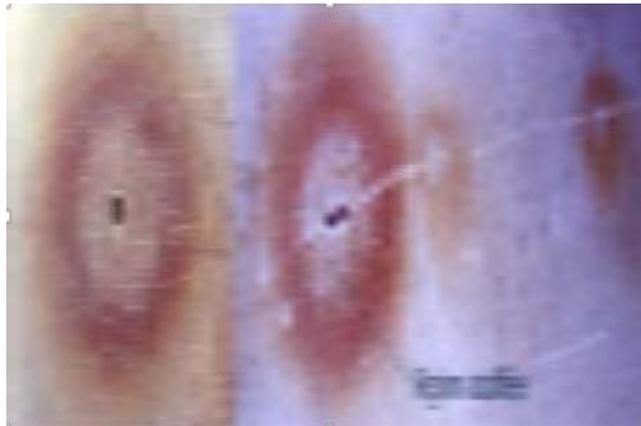


Fig.II.13 : la corrosion par piqûre.

Ce type de corrosion comprend au moins deux étapes :

- ✓ Une étape d’amorçage qui correspond à une rupture du film protecteur (film passif, dépôt formé par des inhibiteurs).

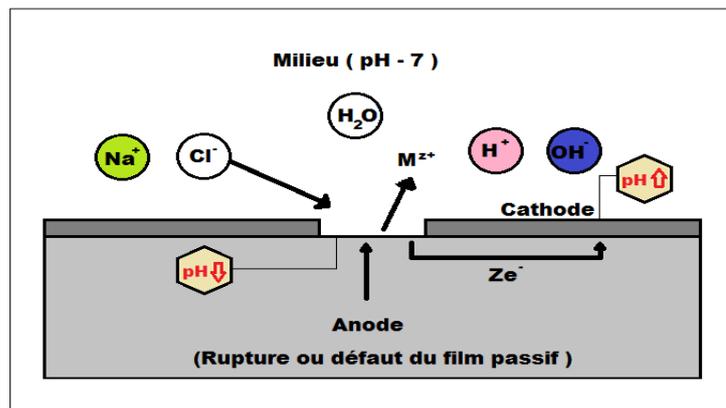


Fig II.14 : l’étape d’amorçage [19].

- ✓ Une étape de propagation correspondant à une croissance en largeur et en profondeur de la zone attaquée. L’hydrolyse des ions fer libérée conduit à une acidification de la solution au niveau de la piqûre [19].

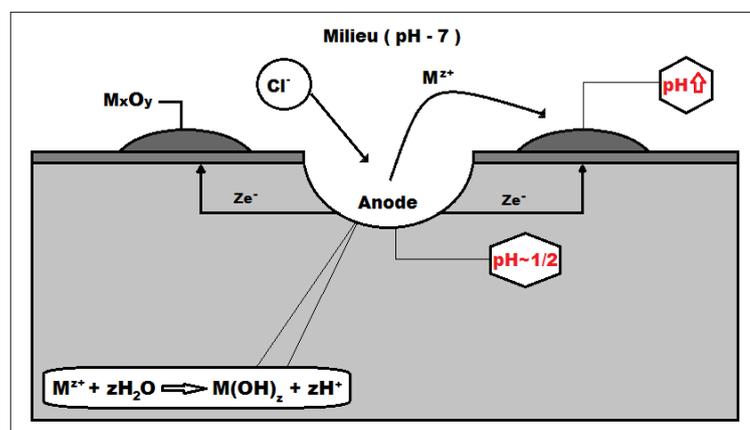


Fig. II.15 : l’étape de propagation [19].

II.9. 2. b. Corrosion caverneuse :

Elle siège entre deux surfaces fermées ou dans des zones très étroites où l'échange d'oxygène est impossible, avec des solutions stagnantes. En premier lieu il y a une diminution du pH. Puis, la couche passive de l'alliage se dissout et le processus de corrosion s'accélère [20].

II.9. 2. c. Corrosion galvanique :

C'est, en générale, lorsque deux métaux différents sont en contact ou reliés électriquement dans un milieu corrosif aqueux. La corrosion s'établit sur le métal le moins noble et s'arrête sur le métal le plus noble. Les sites anodiques et cathodiques sont distincts. Mais elle se manifeste aussi lorsque les deux parties d'un objet métallique d'un même métal ne sont plus au même potentiel à cause d'une hétérogénéité ou à cause d'un âge différent [21].

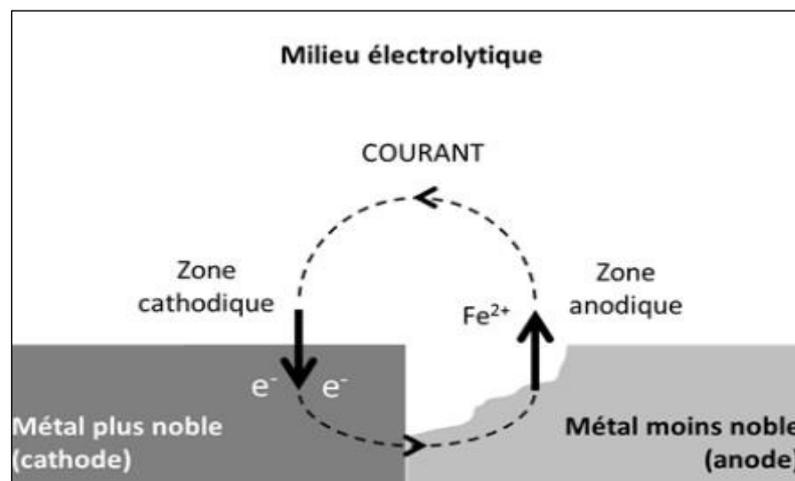


Fig II.16 : corrosion galvanique. [21].

II.9. 2. d. Corrosion inter-granulaire :

Ce type de corrosion se manifeste aux joints de grains. Ce phénomène peut provoquer des fissures qui affaiblissent les caractéristiques mécaniques du métal. Certains aciers inoxydables et alliages (fer, chrome, nickel) sont très affectés par ce mode de corrosion qui réduit de façon catastrophique leur résistance mécanique. Il peut être dû soit à la présence d'impuretés dans le joint de grain, soit à l'enrichissement (ou l'appauvrissement) local en l'un des constituants [19].

II.9. 2.e. Corrosion sélective :

Est l'oxydation d'un composant de l'alliage, conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse [22].

II.9. 2. f. Corrosion par érosion, abrasion, cavitation :

Cette corrosion est produite par le mouvement relatif d'un fluide corrosif et d'une surface métallique. On a apparition de sillons, vallées, surfaces ondulées, trous... ayant un aspect directionnel caractérisé (queue de comète, sabot d'un cheval...) [20].

II.9. 2.g. Corrosion sous contraintes :

La corrosion sous contrainte est une fissuration du métal qui résulte de l'action commune d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique. Le processus se déroule en deux phases successives :

- ✓ une phase d'initiation qui correspond à la formation d'un défaut local en surface (piqûre),
- ✓ une phase de propagation dans laquelle la piquûre devient fissure et progresse jusqu'à la rupture.

Ce processus dépend essentiellement de l'intensité des contraintes imposées, de la nature du matériau (composition chimique et structure), de l'état de surface et du milieu corrosif et de la température [19].

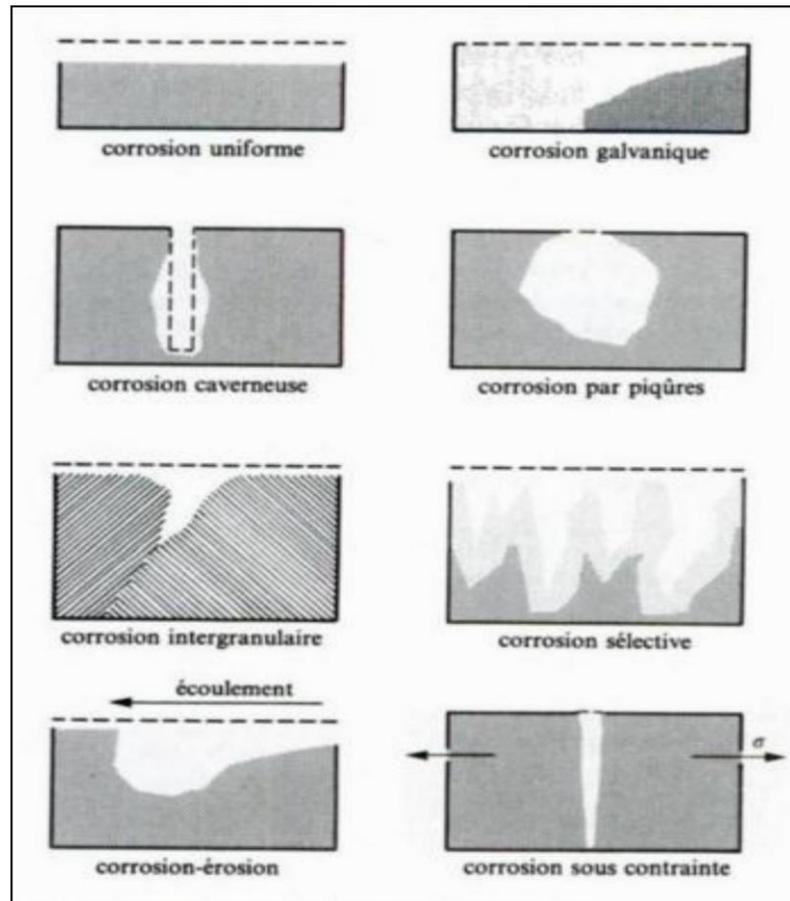


Fig II.17 : Schémas des différentes morphologies de corrosion [20].

II. 10. Les cas les plus fréquents de corrosion en production pétrolière :

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

Ces corrosions apparaissent quand l'eau contenue dans le brut entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion localisée et ce quelle que soit la teneur en eau de l'effluent.

Ce problème est du même type pour les puits à gaz qu'ils produisent de l'eau de gisement (salée) ou de l'eau par condensation.

Ces facteurs conférant à l'eau son agressivité sont :

- Le CO_2 dont la fonction est d'abaisser le pH provoquant une corrosion chimique qui dans le cas des gaz est appelée « sweet corrosion ».
- L' H_2S provoque des phénomènes de corrosion variés suivant la nature des métaux et les conditions de production.
- Les bactéries essentiellement bactéries Sulfato-Réductrices [08].



CHAPITRE III :

Les techniques de protection
Contre la corrosion

III. Introduction :

La lutte contre la corrosion doit être une préoccupation constante, depuis la conception des équipements jusqu'à leur entretien quotidien. Si les moyens à mettre en œuvre sont variés et dépendent en grande partie des situations d'utilisation particulières, le but recherché est le même: enrayer la dégradation des équipements pour augmenter la durée de leur vie, en empêchant que se produisent les réactions électrochimiques qui entraînent une dissolution et une attaque du métal ; autrement dit, réduire ou même annuler la circulation des électrons de l'anode vers la cathode [23].

En termes de prévention, il existe quatre moyens pour lutter contre la corrosion, à savoir :

- ❖ **Choix du matériel de fabrication des conduites :** Cette étape vient en priorité du fait qu'elle donne l'avantage au réseau de mieux résister aux conditions opérationnelles et environnementales.
- ❖ **Application de revêtements :** Ce type de protection a pour but d'isoler la conduite électriquement et d'éliminer tout contact direct avec le milieu environnant. Ainsi, ce revêtement anticipe la formation des cellules de corrosion sur la surface de la conduite.
- ❖ **Application de la protection cathodique :** La technique de protection repose sur l'injection d'un courant électrique continu permettant d'abaisser le potentiel de la structure métallique à protéger jusqu' à la zone d'immunité.
- ❖ **Utilisation des inhibiteurs de corrosion :** Ce type de protection est destiné à la protection des surfaces internes de la conduite métallique. Ils forment une couche passive sur la paroi interne avant d'empêcher la production des cellules de corrosion [17].

III. 1. Protection par revêtements :

III. 1.1. Revêtements métalliques :

Les revêtements métalliques sont couramment employés pour protéger l'acier, notamment contre la corrosion atmosphérique, on peut aussi les appliquer sur d'autres substrats comme le cuivre et ou le laiton, outre leurs effets anti – corrosion, ils remplissent souvent une fonction décorative comme c'est le cas par exemple pour les revêtements de chrome. Selon leur comportement, il existe deux types de revêtements métalliques:



- ❖ **revêtements nobles ou cathodiques** : Le métal à protéger est moins noble que le revêtement. C'est le cas par exemple d'un revêtement de nickel ou de cuivre sur l'acier.
- ❖ **revêtements moins nobles anodiques ou sacrificiel** : Le substrat est plus noble que le revêtement, c'est le cas du procédé de galvanisation (revêtement de zinc) [23].

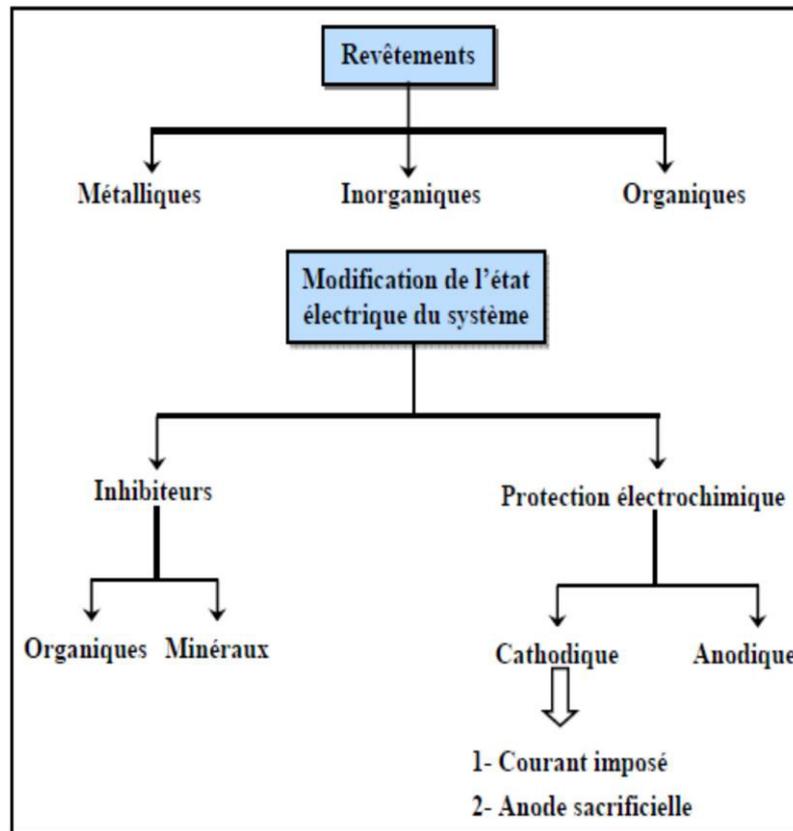


Fig III.1 : Les moyens de protection contre la corrosion [13].

III. 1.2. Les revêtements organiques :

Les revêtements organiques forment une barrière plus ou moins imperméable entre le matériau et le milieu. Ils se divisent en trois familles :

- ✓ Les peintures et vernis;
- ✓ les bitumes;
- ✓ Les revêtements polymériques [24].

Tableau III.1 : Types de revêtement organique [24].

Type	Caractéristiques
Revêtement en bitume	Il est utilisé pour la protection des conduites en acier et en fonte. En général le revêtement en bitume a une épaisseur de 5mm.
Les peintures	Effet barrière et esthétique.
Les bandes	Ces produits sont essentiellement utilisés pour la réparation des revêtements aux endroits des soudures de raccordement ou des zones importantes de dégradation
Polyéthylène	Excellents isolants électriques et sont très imperméables à l'eau comme aux gaz mais adhérence moyenne.
époxyde	Très bonne adhérence et résistance moyenne

III. 1. 3. Revêtements thermoplastiques :

✓ -Revêtement en polyéthylène extrudé, avec primaire d'accrochage à base de caoutchouc butyle d'épaisseur 3 mm environ.

✓ Bandes adhésives minces, à support PVC, ou polyéthylène, appliquées sur primaire, et recouvertes d'une bande de protection mécanique supplémentaire [25].

III. 2. Protection par inhibition :

L'inhibiteur de corrosion est une forme de substance rajoutée avec une faible concentration au liquide transporté pour réduire le taux de corrosion sur les conduites du réseau [26].

Les interactions chimiques s'établissant entre l'inhibiteur et la surface du métal permettent de former un écran passif sur la paroi de la conduite qui sert à empêcher le processus de corrosion de se produire. Les inhibiteurs de corrosion sont de deux types, soit anodique ou cathodique [27].

Les inhibiteurs anodiques sont conçus pour interférer avec la réaction de corrosion sur les sites anodiques. Quant aux inhibiteurs cathodiques, ces produits sont destinés à réduire le flux par l'effet de la réaction cathodique. Par ailleurs, les inhibiteurs de corrosion peuvent fonctionner autrement comme agent d'inhibition. Ils peuvent être injectés dans le liquide transporté pour ajuster son pH, récupérer la quantité d'oxygène dissout et neutraliser les



espèces acides en solution. Ainsi, ces formes d'utilisation sont très pratiques et en même temps efficaces dans la lutte contre la corrosion.

III. 3. Protection cathodique :

La protection cathodique consiste à amener par des moyens extérieurs et artificiels l'ensemble de la surface extérieure du métal à un potentiel suffisamment négatif pour rendre le métal entièrement cathodique et supprimer ainsi tout risque de corrosion.

III. 3. 1. Principe de la protection cathodique :

La Protection Cathodique d'un ouvrage métallique en contact avec un électrolyte consiste à placer cet ouvrage à un potentiel électrique négatif tel que la corrosion devienne thermodynamiquement impossible.

Comme valeur de potentiel, au-dessous duquel l'acier ne peut se corroder dans un milieu ayant un pH compris entre 4 et 9, on admet le critère de -850mV , mesuré par rapport à l'électrode impolarisable au sulfate de cuivre en solution saturée [28].

Le principe de la Protection Cathodique trouve son application dans la pile élémentaire ou l'une des électrodes (anode) est toujours corrodée alors que l'autre ne l'est pas.

Deux méthodes sont utilisées pour rendre un ouvrage cathodique par rapport à une anode extérieure :

- ↪ L'anode sacrificielle appelée encore anode réactive (fig III.2.A) ;
- ↪ Le soutirage de courant ou dispositif à courant imposé (fig III.2.B).

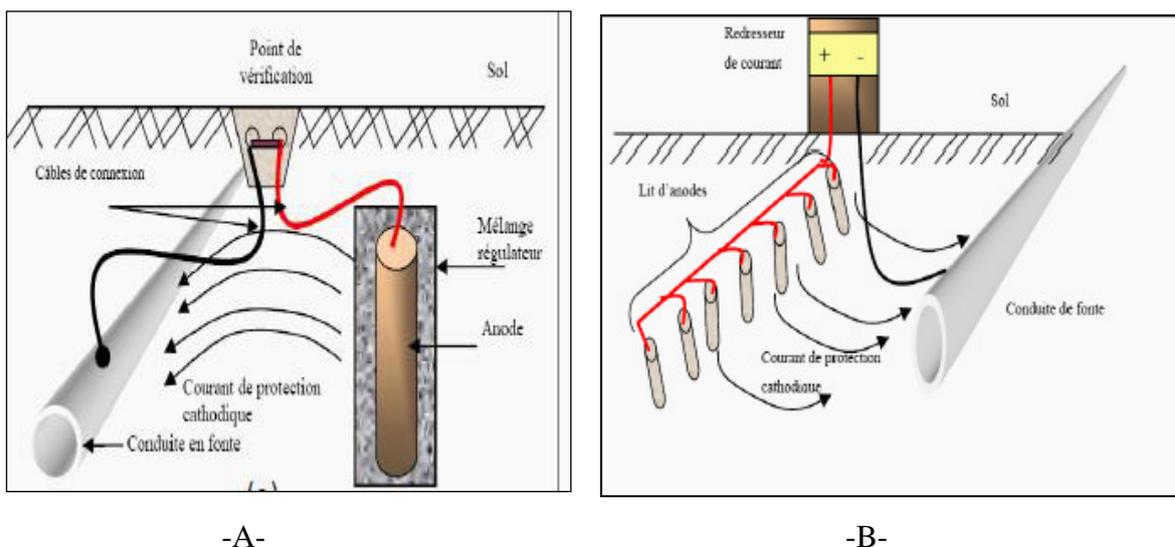


Fig III.2 : principe de protection cathodique (anode sacrificielle et courant imposé) [17].

III.3. 2. 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 » et définis en particulier par la norme « SP0169 ». [29]. 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.

III.3. 3. Facteurs affectant la validité des critères :

Les critères de la protection cathodique peuvent être affectés par de nombreux paramètres environnementaux et structuraux tels que la température, la bactérie, l'influence du courant alternatif et la qualité du métal de la structure.

✓ **Température :**

Pour un acier enterré dans un sol sous une température ambiante allant de 20 à 25 °C, les critères de protection de -850 mV (Cu/CuSO₄) et une polarisation de 100 mV restent valables. Cependant, à une température de 60°C, ces critères ne sont plus jugés satisfaisants et auquel cas le seuil de protection doit être ajusté à -950 mV (Cu/CuSO₄) et le niveau de polarisation de 150 à 250 mV au lieu de 100 mV [17].

✓ **Bactérie Sulfato-réductrice :**

En présence de la bactérie Sulfato-réductrice à la température ambiante, le critère du potentiel de protection recommandé pour une structure d'acier enterrée passe à -950 mV (Cu/CuSO₄) au lieu de -850 mV et le shift de polarisation doit atteindre le seuil de 200 mV.



Cependant, lorsque la température atteint les 60°C en présence de bactéries, le shift de polarisation doit être ajusté encore une fois de 200 à 300 mV [30].

✓ **Courant alternatif :**

Les investigations réalisées pour l'évaluation du niveau d'interférence des sources de courant alternatif indésirables ont révélé que l'effet d'interférence est proportionnel à la densité du courant présent à l'interface du métal/ électrolyte. Éventuellement, une densité de courant (i) de 20 A/m² n'affecte pas les critères de protection alors que pour une densité supérieure de 100 A/m², le dommage de corrosion est considérable [30].

✓ **Type de métal :**

Chaque métal est défini par son propre potentiel de corrosion. Ainsi, les seuils de protection sont ajustés convenablement à chaque type de métal [17].

III.3.4. Type de protection cathodique :

III.3.4.1. Protection par anodes sacrificielles :

Le principe de protection par anodes sacrificielles est basé sur la connexion d'une anode ou une série d'anodes sacrificielles avec la structure à protéger en présence d'un milieu électrolytique conducteur (sol ou eau) comme le montre la figure III.3. La structure se polarise négativement jusqu'à ce qu'elle atteigne un niveau de potentiel suffisant et uniforme qui assure l'immunité de la surface contre l'activité de corrosion. Le courant généré par les anodes sacrificielles du système de protection est la source du processus de polarisation de la structure métallique.

Au fil des années, l'anode se consomme graduellement selon un principe électrochimique défini par la loi de Faraday qui stipule que la masse consommée d'une matière impliquée dans la réaction d'oxydo-réduction est directement proportionnelle à la quantité du courant délivré. Ainsi, le taux de consommation de l'anode (g/A. Ans) dépend de la quantité du courant émis par l'anode, de la taille de l'anode et sa composition chimique ainsi que de la structure à protéger et de l'environnement [21].



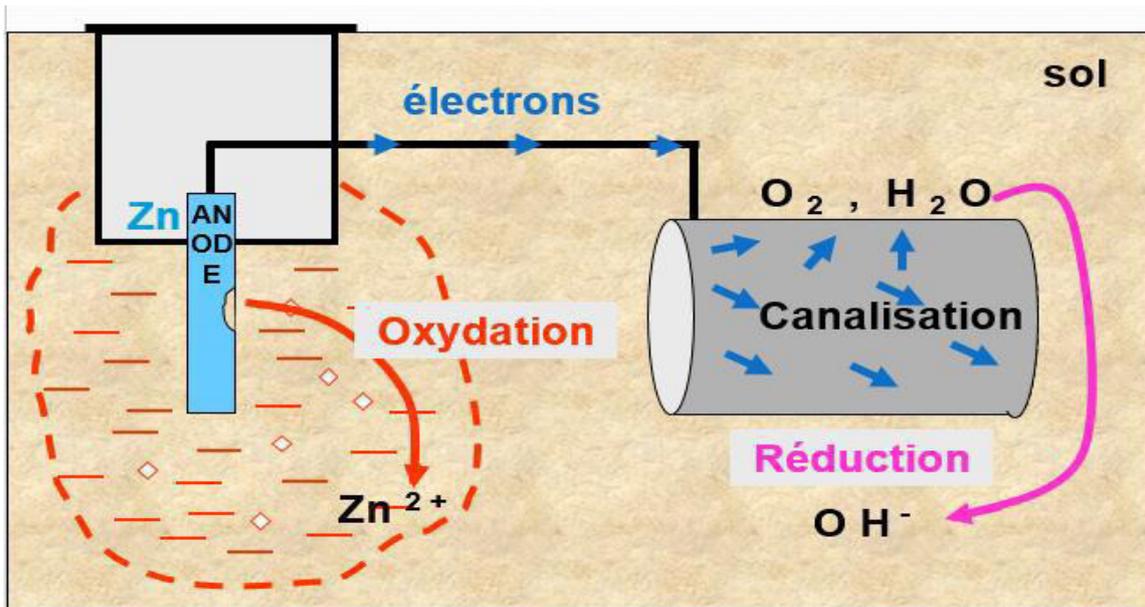


Fig III.3 : Principes de la protection par anodes sacrificielles [21].

❖ Choix des anodes sacrificielles :

Les anodes sacrificielles doivent satisfaire aux conditions suivantes :

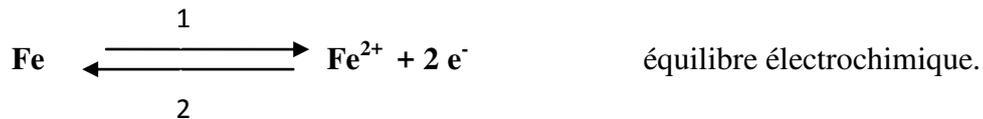
- ✓ ·Avoir un potentiel d'électrode suffisamment négatif pour pouvoir polariser rapidement le matériau à une valeur suffisante;
- ✓ Elles ne doivent pas se polariser lors du passage du courant. En particulier, les produits de corrosion ne doivent pas former de film adhérent susceptible de modifier la valeur du potentiel;
- ✓ Elles doivent se corroder de manière uniforme dans le milieu considéré, et ne pas être fortement attaquées en l'absence de courant;
- ✓ Elles doivent avoir une bonne conductibilité, une bonne résistance mécanique, et pouvoir être obtenues facilement dans des formes et des dimensions variées;
- ✓ Elles doivent enfin avoir un coût économiquement supportable.

Dans la pratique, seuls trois matériaux satisfont ces critères : ce sont le zinc, l'aluminium, et le magnésium [24].

III.3.4.2. Protection par courant imposé (soutirage de courant) :

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





1 : oxydation----- corrosion.

2 : réduction----- protection.

Pour éviter la corrosion, on doit éviter le sens 1, donc déplacer l'équilibre dans le sens 2 (sens de protection). Pour déplacer l'équilibre dans le sens 2 et rendre l'oxydation (corrosion) thermodynamiquement impossible, il suffit d'injecter un courant appelé 'courant protecteur'.

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. Ce potentiel d'immunité est déterminé par le diagramme de Pourbaix. 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 :

- 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 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 de 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 [13].



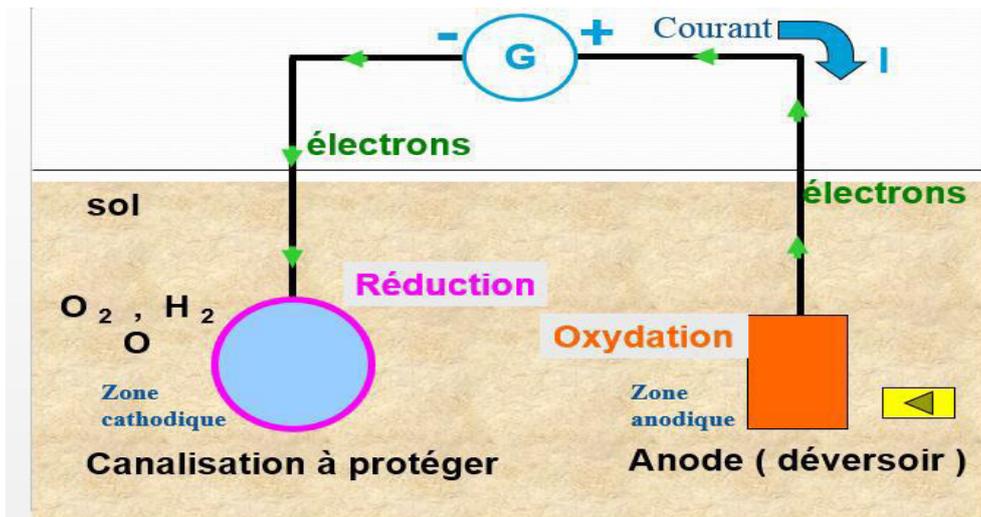


Fig.III.4 : Principe de la protection par courant imposé. [21].

III.3.5. Avantages et inconvénients des systèmes P.C :

Quoique l’utilisation d’un système de protection cathodique soit toujours bénéfique, la sélection du système à adopter demeure généralement assujettie à des conditions environnementales, énergétiques et économiques. À cet égard, une étude comparative doit être établie par l’ingénieur de design afin de mettre en relief les avantages et les inconvénients de chacun des systèmes de protection. À titre d’exemple, le tableau III.2 ; donne un aperçu sur les éléments comparatifs en question [26].

Tableau III.2 : Comparaison des éléments de système P.C. [26].

	Anode galvanique ou sacrificielle	Système à courant imposé
Complexité de l’installation	simple	Complexe
Source d’énergie	Non nécessaire	Nécessaire
Distribution de courant sur la structure	Homogène	Souvent hétérogène
Poids de la structure	Importante surcharge en poids pour des longues durées de vie	Peu d’accroissement
Influence de la résistivité du milieu	N’est pas possible si la résistivité du milieu est trop grande	Pas de difficulté
Débit par anode	Faible	Elevé
Nombre d’anode	Important	Faible
Facilité d’adapter le courant consommé en	Adaptation possible à travers une liaison résistante	Adaptation facile



fonction de la demande		
Risque de surprotection	Pratiquement aucune	Possible
Interférence avec d'autres structures	Non	Possible
Risques humains	Non	Possible (poste de soutirage)
surveillance	Aisée et occasionnelle	Surveillance fréquente requise par un spécialiste

III.3.6. Facteurs affectant la protection cathodique :

L'efficacité d'un système de protection cathodique appliquée sur une conduite donnée peut être atténuée par certains facteurs mécaniques, physiques et environnementaux qui se manifestent sous différentes formes [17] :

- ✓ Insuffisance de continuité électrique;
- ✓ Perte d'adhérence des revêtements sur la conduite à protéger;
- ✓ Influence des structures adjacentes;
- ✓ Influence des courants vagabonds (courant continu et courant alternatif).

III.3.7. Équipements de la protection cathodique :

a. Générateur de courant continu :

cette forme de protection exige une source de courant continu à savoir un redresseur/transformateur raccordé au réseau de courant alternatif ,le transformateur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant alternatif et le redresseur convertit le courant alternatif en courant continu après ce courant atteint la structure métallique via l'anode et l'électrolyte.

L'implantation d'un poste de soutirage doit tenir compte des critères pratiques suivants :

- ✓ Possibilité d'occupation du sol.
- ✓ Stabilité du terrain d'accueil, Risque d'inondation, ou d'écoulement des eaux sur le terrain pouvant pénétrer dans le poste de soutirage.
- ✓ Disponibilité et coût de l'alimentation en énergie électrique.
- ✓ Facilité d'accès pour la maintenance et la surveillance humaine.

b. Déversoir :

Le déversoir sert à injecter le courant de protection cathodique dans le sol. Il doit donc être constitué des matériaux conducteurs de courant. Se comportant comme une anode, il est soumis aux phénomènes d'oxydation. La masse du matériau, constituant le déversoir, devra être déterminé pour que l'installation ait une durée de vie de l'ordre de 15 à 20 ans. Les matériaux de utilisés pour la réalisation de déversoir sont présentés dans le tableau III.3.



Tableau III.3 : Matériaux utilisés pour la réalisation de déversoir. [13].

Matériaux	Caractéristique
L'acier sous la forme de rails	Type lourd (50 kg au mètre) ou sous la forme de tubes épais utilisés pour les forages. La consommation du déversoir est ici 10kg/A.an
Le graphite	Il se présente sous forme de rondins de 7cm de diamètre, et de 1.5 mètre de longueur. La consommation de l'anode est de l'ordre de 1kg/A.an
Le ferro-silicium	Il se présente sous la forme de rondins de diamètre 7cm, de longueur 1.5m de consommation du matériau est d'environ 0.5Kg/A.an avec densité limite 10A/m ² .

**Fig III.5 : Anode en Ferro-silicium.****c. Câbles de connexion :**

les conducteurs et les câbles assurent la transmission de l'énergie électrique et sa distribution. Il en existe une très grande variété pour satisfaire à toutes les utilisations de l'électricité. Pour limiter au maximum les pertes par effet, lors du transport de l'énergie, d'où l'utilisation du cuivre, ou de l'aluminium qui ont une résistivité très faible. Les isolants doivent protéger les conducteurs contre la présence d'eau, de poussières, les chocs mécaniques et la chaleur. Elles doivent avoir une résistivité très grande (isolant), on emploie parfois le PVC (polychlorure de vinyle) ou le polyéthylène.

d. Prises de potentiel :

Ces prises permettent d'une part de relier le métal du tube enterré à un appareil de mesure placé en surface, et d'autre part elles doivent assurer un contrôle périodique de l'installation protégée. Elles comprennent trois parties :

- La liaison du tube avec une partie métallique.
- Le câble reliant le tube au coffret de mesures sera revêtu.
- Le coffret extérieur.

La répartition de ces prises est très variable suivant l'installation à protéger et les conditions géographiques. Elles sont placées sur la conduite à des distances variant de quelques centaines de mètre à 3 Km. Ces points sont choisis suivant certains critères :

- Accessibilité (bordure de route ou de chemin carrossable).
- Résistivité des sols.
- Traversées des rivières.
- Croisement avec d'autres conduites métalliques ou parallélisme
- Croisement de câbles de télécommunications.
- Traversées de vois ferrées électrifiées [13].





CHAPITRE IV :
Matériels et Méthodes

Dans cette partie, la collecte d'huile CPC-TFT avec les différents centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4, CS5 ; est le sujet de notre étude.

Une analyse globale faite pour déterminer l'état de performance du réseau étudié, qu'est une approche basée sur une méthode **RBI**.

IV.1. RBI « Risk Based Inspection »

La première démarche concernant la méthode d'inspection basée sur les risques RBI a vu le jour en 1993 sous l'initiative de « l'American Petroleum Institute » avec un « consortium de compagnies pétrochimiques ». La RBI est une méthode qui utilise le risque comme base pour hiérarchiser et organiser les activités d'un programme d'inspection des structures d'installations pétrolières. Les activités concernées par la RBI concernent principalement l'optimisation des techniques de contrôles non destructifs pour réduire les risques. [31].

La méthode RBI est basée sur deux principales étapes :

- La première étape : c'est une phase d'organisation et de filtrage pour définir le système à analyser et vérifier quelles sont ses limites physiques et opérationnelles.
- La deuxième étape : à pour but, l'adaptation du programme d'inspection et d'essai en cours, soit l'exécution d'actions spécifiques à savoir :
 - ✓ Mesure de la résistivité du sol.
 - ✓ Relevée du potentiel à espace rapproché.
 - ✓ Evaluation de l'activité de corrosion.

IV. 2. Périmètre étudié :

Dans le cadre de notre travail, on s'est intéressés au périmètre de TFT Nord car sa production représente plus de 45 % de la production total de la région.

Le schéma ci-après regroupe les différentes canalisations de transferts d'huile dégazée entre les centres principaux de collecte et les centres de séparation.

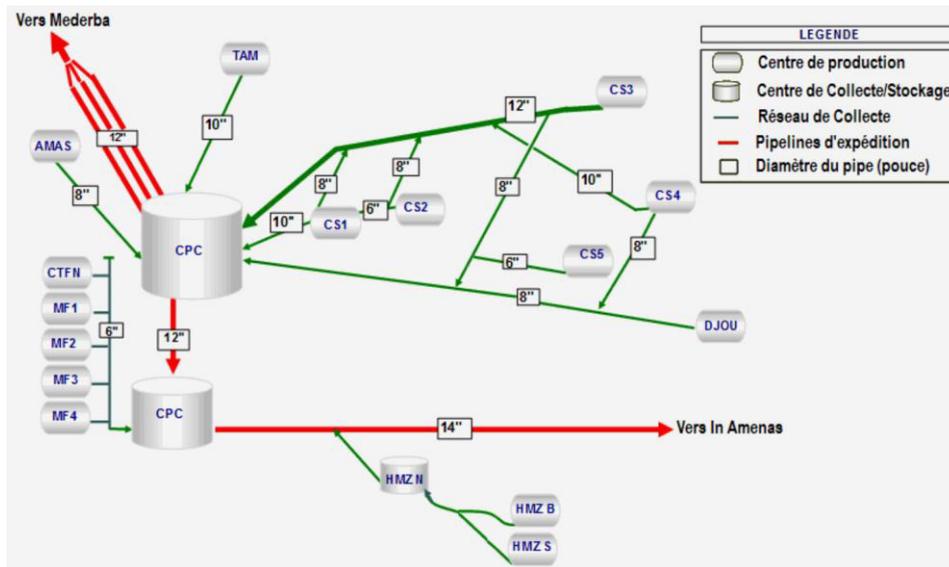


Fig. IV.1: Schéma globale de la disposition des sites de production de TFT [02].

IV.3 Méthode d'évaluation de l'agressivité du sol :

Les spécialistes en études de sol ont fait appel au développement de techniques d'évaluation d'agressivité de sol, a la base des normes **PACE** (Règlement sur les produits pétroliers), **AWWA C105** (American Water Works Association) et **AFNOR A05-250** (Évaluation de la corrosivité des sols pour les canalisations enterrées en matériaux ferreux non ou peu alliés) ainsi que la méthode RBI pour définir les limites de résistivité sur le terrain concernant les canalisations.

Tableau IV.1 : Corrosivité du sol selon la résistivité. [17].

Plage de résistivité du sol ($\Omega.cm$)	Catégorie du sol
0-1500	Très corrosif
1500-3000	Corrosif
3000-5000	Moyennement corrosif
5000-10000	Faiblement corrosif
>10000	Peu corrosif

Et aussi l'American Water Works Association « AWWA » a développée une norme «AWWAC 105» basée sur un système de pointage de 10 Points (10P) [17].

Tableau IV.2 : Pondération des paramètres caractérisant la corrosivité du sol tiré d'appendit A.ANSI/A.AWWAC 105 (1999) [17].

pH	Points	Résistivité (Ohm.cm)	Points
0-2	5	<1500	10
2-4	3	≥1500-1800	8
4-6.5	0	>1800-2100	5
6.5-7.5	0	>2100-2500	2
7.5-8.5	0	>2500-3000	1
>8.5	3	>3000	0

IV.4. Mesure de pH :

La mesure du pH du sol a été effectuée au niveau du laboratoire du la région TFT, service Technique Production section Laboratoire. Des solutions des différents sols ont été préparées de 10.0g dans 50 ml d'eau distillée avec agitation pour 30min et une filtration a l'aide papier filtre, Les mesures ont été effectuées à température ambiante à l'aide d'un pH mètre.



Fig. IV.2 : Mesure de pH.

IV.5. Mesure de la résistivité du sol :

La résistivité du sol est inversement proportionnelle à la capacité du courant de corrosion et donc à l'activité de la corrosion. Un sol avec une résistivité de ≤ 1500 (Ohm.cm) se fait attribuer 10 points et est considéré comme potentiellement corrosif. Les spécialistes en études de sol ont fait appel au développement de techniques d'évaluation d'agressivité de sol. Pour la détermination de la résistivité du sol, la méthode de WENNER dite la méthode des quatre piquets est utilisée.

❖ Méthode de WENNER :

C'est la plus simple les quatre électrodes sont disposées et on fait circuler un courant d'intensité I entre les deux piquets extérieurs et on mesure la différence de potentiel

ΔE qui en résulte par l'effet Ohmique entre les deux piquets intérieurs.

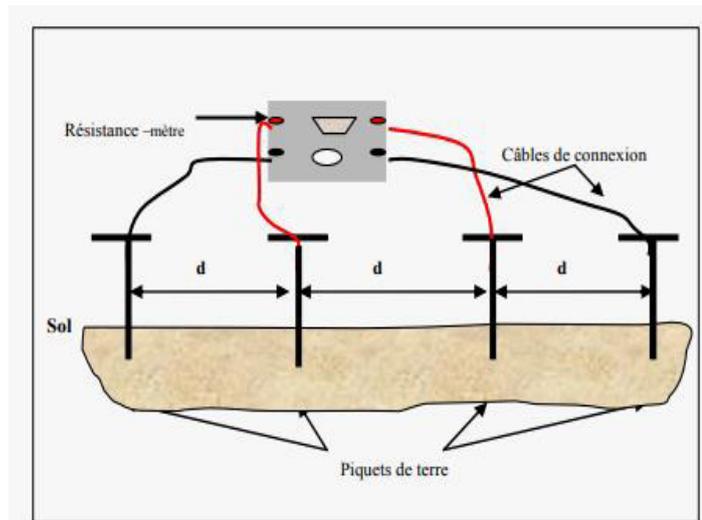


Figure IV.3 : Principe de fonctionnement de la méthode de WENNER. [21].

La résistivité moyenne du sol (ρ) peut être calculée en fonction de la résistance moyenne du sol mesuré avec la formule suivante :

$$\rho = 2.\pi.R.d$$

Eq. IV.1

Où :

ρ : résistivité moyenne du sol (Ω m) ;

R : résistance moyenne du sol (Ω) ;

d : espacement entre deux piquets (m).

Il est à noter que les relevés de résistivité du sol doivent être réalisés sous une profondeur constante.

Un appareil de mesure de type GEOHMC est utilisé pour mesure de résistivité et résistance de sol.



Figure IV.4 : L'appareil de mesure de la résistance et la résistivité du sol **GEOHM^R C**.

Et les caractéristiques sont les suivants :

Tableau IV.3 : Caractéristiques techniques de l'appareil de mesure de la résistivité du sol [32].

Conditions de référence	<ul style="list-style-type: none"> • Température environnante • Humidité relative • Tension des piles • Fréquence du secteur • Forme d'onde de la tension secteur 	<ul style="list-style-type: none"> • 23 °C ± 2 K • 45 % à 55% • 5.5 V ± 1% • 50 Hz ± 0.2 Hz • Sinusoïdale
Conditions d'utilisation nominales	<ul style="list-style-type: none"> • Tension parasite en série • Erreur supplémentaire due aux résistances de sonde et de prise de terre auxiliaire <ul style="list-style-type: none"> • Résistance de sonde max • Résistance de prise de terre auxiliaire max 	<ul style="list-style-type: none"> • < 10 VC - C • < 5% de (R_E + R_H + R_s) • < 70 k Ω • < 50 k Ω
Conditions	<ul style="list-style-type: none"> • Plage de température nominale • Plage de température d'utilisation 	<ul style="list-style-type: none"> • 0 °C à + 40 °C • -10 °C à + 50 °C

d'environnement	<ul style="list-style-type: none"> • Plage de température de stockage • Humidité relative Altitude	<ul style="list-style-type: none"> • -20 °C à + 60 °C • 75% max sans condensation 2000 m maximum
------------------------	--	--

IV.6. Relève de Potentiel :

La mesure du potentiel d'une canalisation se fait aux points accessibles du réseau. Ces points de mesure sont constitués par tous les accessoires de réseau isolés du sol (vannes, robinets de branchement d'abonné et parties aériennes) par les postes de détente et de comptage, par les prises de potentiel réalisées à l'aide d'un câble électrique soudé sur la conduite. Le nombre et les emplacements de ces points de mesures sont définis lors des études. On prévoit en général au moins un point de mesure tous les 500 mètres en zone urbaine et tous les 2 km ou 2.5km.

La protection cathodique étant en service, on mesure le potentiel dit à courant établi, ou potentiel "ON", qui est le potentiel du métal sous application du courant de protection cathodique. [21].

Les mesures du potentiel ont été effectuées à l'aide d'un multimètre numérique, utilisant comme référence une électrode de sulfate de cuivre (Cu/CuSO₄) 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.

Les figures (IV.5), (IV.6) représentent un schéma d'électrode de référence Cu/CuSO₄ et la méthode de relevé de la valeur du potentiel respectivement.

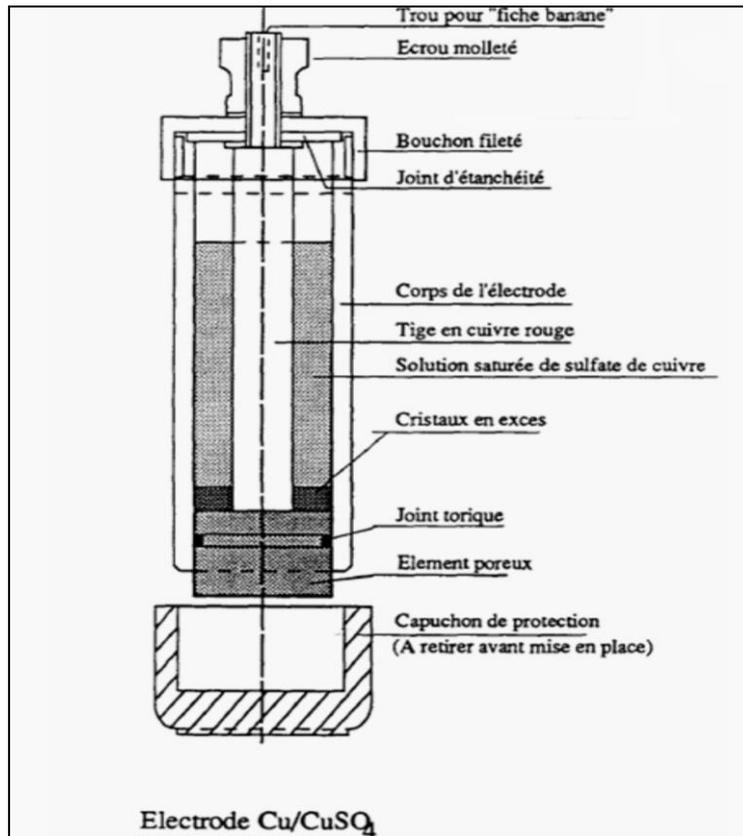


Figure IV.5 : Electrode de référence Cu/CuSO₄. [33].

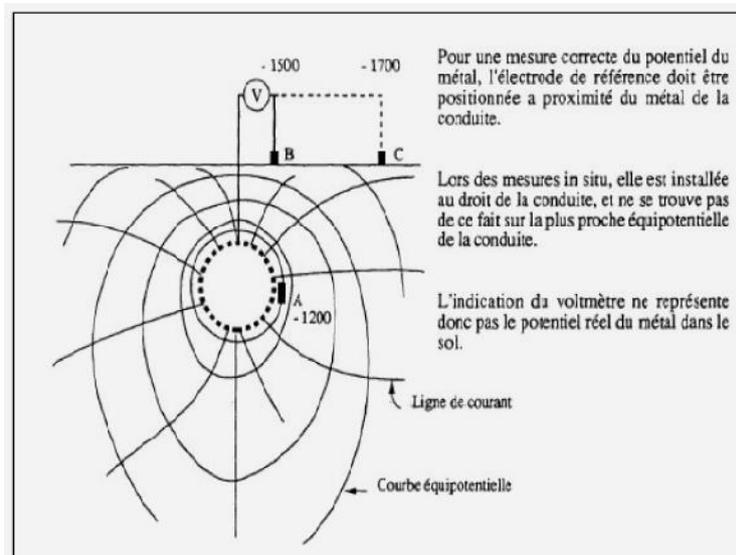


Figure IV.6: Gradient de potentiel. [34].

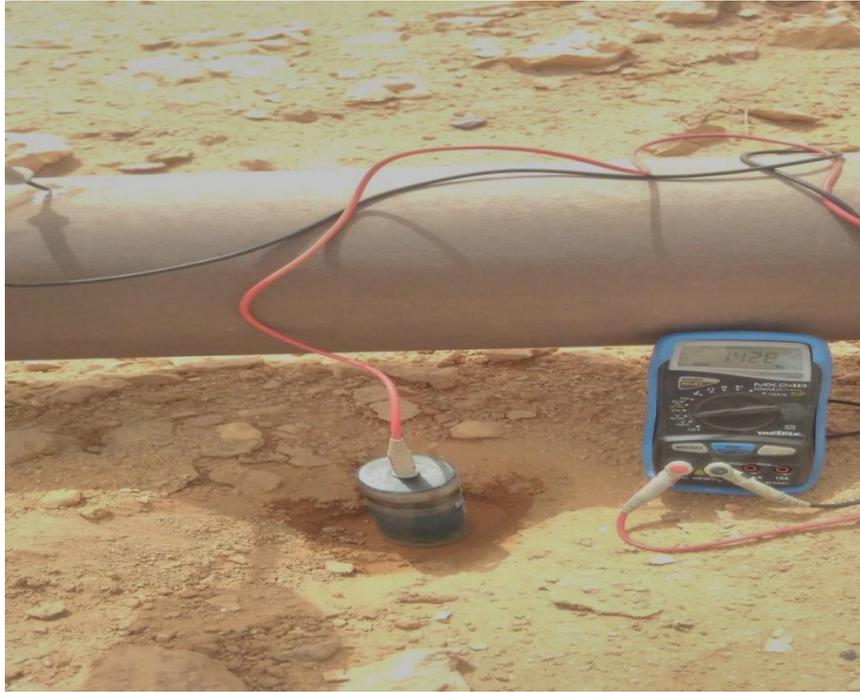


Figure IV.7 : Prise de potentiel à CS5.

IV.7. Détermination de l'épaisseur de la paroi des canalisations :

La technique de détermination de l'épaisseur résiduelle des parois des conduites en acier consiste à utiliser un mesureur d'épaisseur par Ultrasons. En se référant à la norme des mesures longitudinales, les mesures ont été effectuées à différentes zones réparties sur les quatre coté de chacune des pipes.

Le principe de la méthode repose sur l'émission d'une onde Ultrasonore par un palpeur spécialement conçu pour ce genre de mesure. L'onde émise par le palpeur traverse la paroi métallique de la conduite. Le signal émis est ensuite renvoyé à partir de la limite de l'épaisseur de la paroi. [35].

La mesure affichée sur l'écran de l'appareil indique l'épaisseur résiduelle de la conduite qui est obtenue par l'application de la formule suivante :

$$\mathbf{K = Vitesse\ de\ diffusion\ x\ Temps\ de\ réflexion}$$

Eq IV.2

Où :

K : épaisseur de la paroi (mm);

V : vitesse de diffusion (m/s);

T : temps de réflexion (s).

Selon le manuel de l'appareil, la vitesse de propagation à utiliser est 4500 m/s (Stresstel

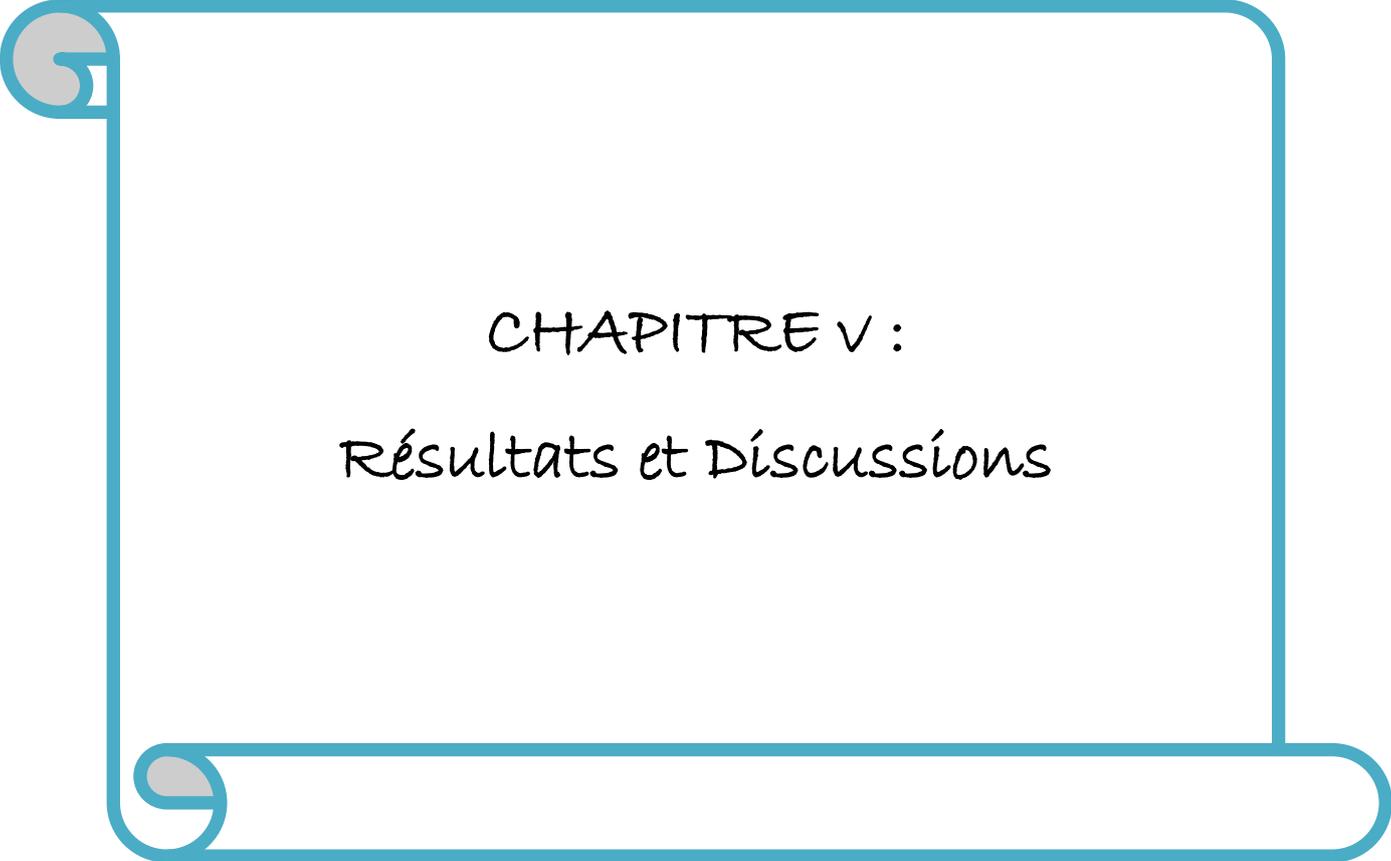
Ultrasonic Testing Equipment, 1998) [36].

En effet, les mesures d'épaisseur résiduelle des sections de conduites déblayées ont été effectuées en suivant les étapes ci-dessous :

- Nettoyage de l'endroit de prise de mesure par une brosse métallique ;
- L'application de l'écho gel assurée la continuité entre la surface du palpeur et celle de la conduite ;
- Prise de lectures.



Figure IV.8 : Prise d'épaisseur à CS1.



CHAPITRE V :
Résultats et Discussions

V. Introduction :

Avec comme objectif, l'élaboration d'une méthode permettant le suivi et le control de l'effet de la corrosion externe sur le réseau de canalisation et les méthodes de protection, plusieurs paramètres on été relevés utilisant différentes techniques.

A cet effet et dans une première étape, une mesure du pH des différents sols à été effectuée dans le but de déterminer le caractère acido-basique de milieu dont on a travaillé.

Par la suite, nous avons mené une série d'étude sur le réseau de la canalisation de pétrole et sur le sol. Cette première est basée sur la détermination de différents paramètres à savoir : la résistivité du sol, l'épaisseur des parois de pipeline, le potentiel et le courant de protection, permettant l'utilisation de la méthode d'analyse RBI.

V.1. Etude du caractère Acido-basique du sol :

Une mesure du pH à été effectuée, le tableau V.1 regroupe les valeurs de pH moyen du sol pour les différents tronçons de paramètre TFT Nord.

Tableau V.1 : Les valeurs du pH du sol des différents tronçons de réseau de canalisation.

Tronçons	pH _{moy}
CPC	7.94
OUED CS1	8.18
Piquage CS1-CS3 CPC	7.53
OUED CS2 (avant UTGA)	9.03
Piquage CS2 et CS5-CS3 CPC	7.83
CS5	8.47
Piquage CS4-CS3	8.15
CS3	7.92
CS4	7.97
OUED CS2 (après UTGA)	11.16

D'après les valeurs du tableau, on constate que les échantillons des sols de différents tronçons de réseau pipelines étudiés, présentent un caractère plus au mois neutre, dans les cas : **CPC/ Piq CS1-CS3 CPC/ Piq CS5 et CS2-CS3 CPC/ CS3/ CS4/ Piq CS4- CS3 CPC**. Et pour les tronçons **OUED CS1/ OUED CS2 (avant UTGA)/ CS5** ; qui présentent un caractère basique avec une valeur de pH entre (8.18- 9.03) ; ceci est expliqué par le fait que ces tronçons sont situ dans une zone très corrosif « OUED » (vallée) et dans le cas de CS5 le tronçon a connu une fuite de brute qui était la cause de cette valeur.

Comparant ces résultats avec le système de pondération de la norme « AWWAC 105 », résultat 0 point ; on est dans la marge de sécurité sauf pour le tronçon OUED CS2 (derrière UTGA) pour 3 points avec un pH = 11.16 ; et ceci explique que le tronçon est de la zone très corrosif et connu plusieurs fuites de brute.

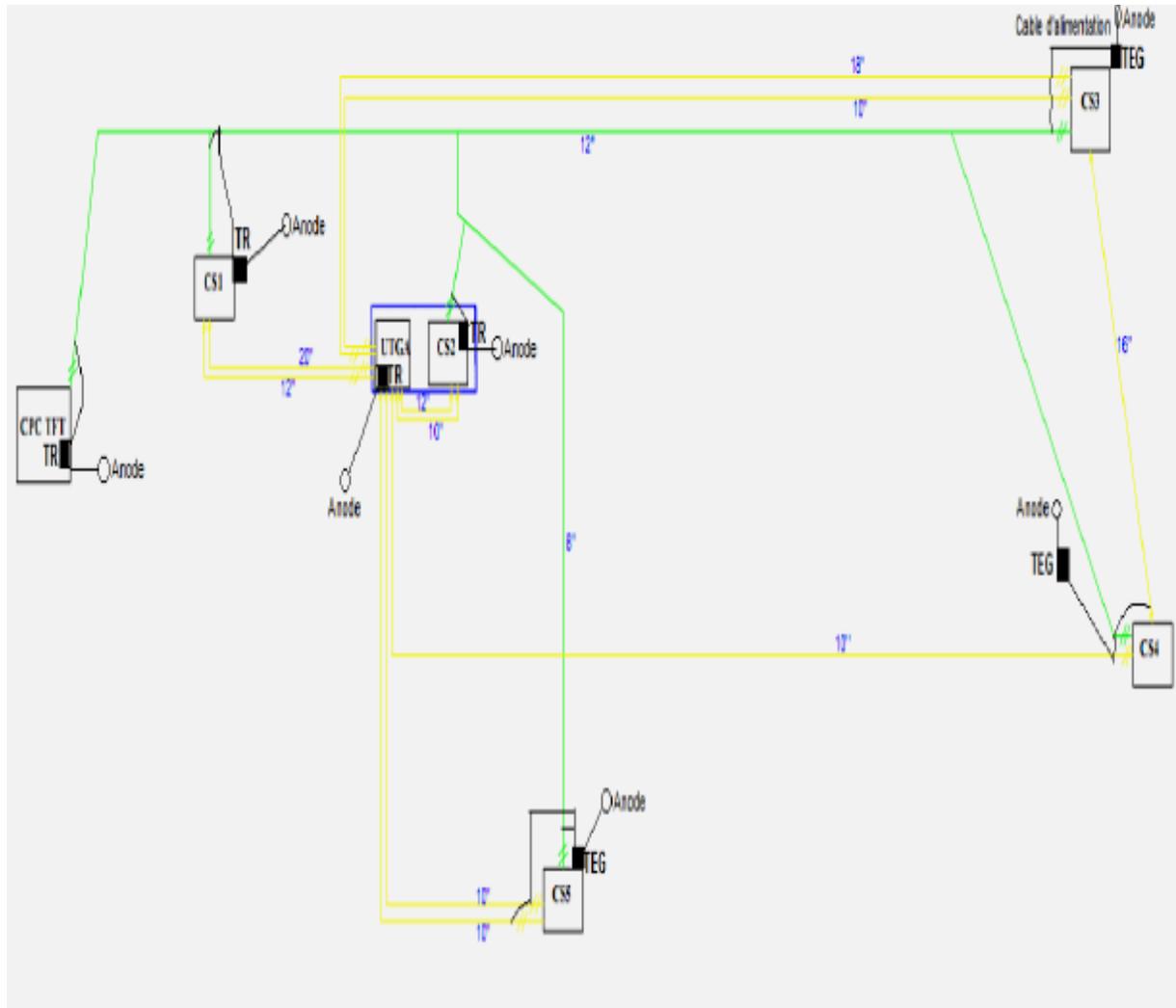


Fig.V.1 : Le schéma de la collecte à étudiée [02].

V.2. Etude la résistivité de sol :

L'un des paramètres essentiels pour notre étude et l'application de la méthode RBI est la résistivité des sols.

La résistivité des différents tronçons du réseau de la canalisation et les principaux centres de séparation sont :

Tableau V.2 : Résistivité du sol tronçon CS3-CPC.

	Résistance(Ω)	Résistivité ($\Omega.m$)
CS3	57	536.94
Pk1	493	4644.06
Pk2	550	5181
Pk3	13	122.46
Pk4	125	1177.5
Pk5	330	3108.6
Pk6	35	329.7
Pk7	539	5077.38
Pk8	173	1629.66
Pk9	186	1752.12
Pk10	279	2628.18
Pk11	25	235.5
Pk12	104	979.68
Pk13	1498	14111.16
Pk14	1032	9721.44
Pk15	1494	14073.48
Pk16	38	357.96
Pk17	1009	9504.78
Pk18	203	1912.26

Tableau V.3 : Résistivité du sol tronçon CS4- Piq CS3 CPC.

	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
Pk1	/	/
Pk2	105	989.1
Pk3	70	659.4
Pk4	1140	10738.8
Pk5	1040	9796.8

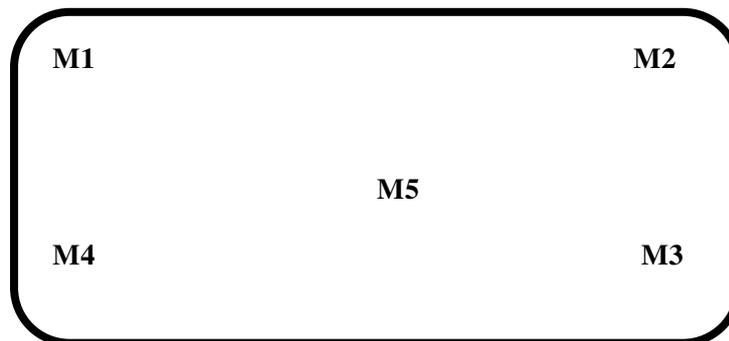
Tableau V.4 : Résistivité du sol tronçon CS1- CPC.

	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
Pk1	173	1629.66
Pk2	186	1752.12
Pk3	279	2628.18

Tableau V.5 : Résistivité du sol tronçon CS5- Piq CS3 CPC.

	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
Pk1	17	160.14
Pk2	10.6	99.85
Pk3	40.1	377.74
Pk4	103.7	976.85
Pk5	967	9109.14
Pk6	400.6	3773.65
Pk7	475	4474.5
Pk8	1936	18237.12
Pk9	1134	10682.28

Dans le schéma suivant on schématise les points de mesure :

**Fig V.2** : Points de mesure dans les centres de séparation.**Tableau V.6** : Résistivité du sol de CS1.

points	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
M1	15.2	143.184
M2	19.9	187.46
M3	23.1	217.602
M4	50	471
M5	105	989.1

Tableau V.7 : Résistivité du sol de CS3.

points	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
M1	4.2	39.56
M2	2.08	19.60
M3	10.98	103.43
M4	42.2	397.52
M5	180	1695.6

Tableau V.8 : Résistivité du sol de CS4.

Points	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
M1	1.8	16.96
M2	2.9	12.14
M3	80.5	758.31
M4	2.9	27.32
M5	0.78	7.35

Tableau V.9 : Résistivité du sol de CS5.

Points	Résistance(Ω)	Résistivité($\Omega.m$)
M1	∞	/
M2	34.5	324.50
M3	347	3268.74
M4	1300	12246
M5	605	5699.1

V-2-1 Constitution d'une base des données :

Les mesures de résistivité du sol qui ont été réalisées sur une profondeur de 1.5 m dans les différents tronçons et les centres de séparation de secteur TFT nord ont permis d'établir une distribution statistique pour le réseau de collecte étudiés. Cette distribution est présentée sous forme de graphiques sur les figures V.3 à V.10.ci-après.

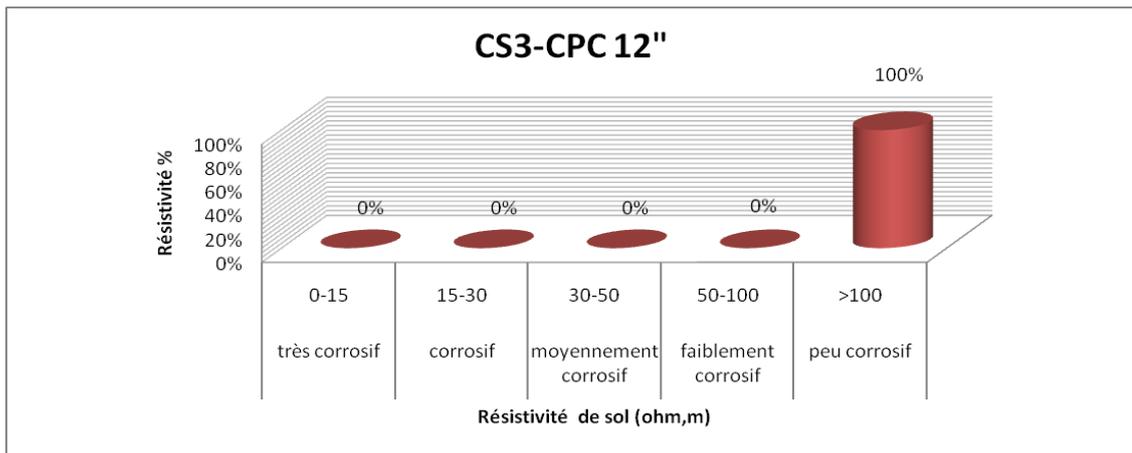


Fig. V.3 : Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS3-CPC.

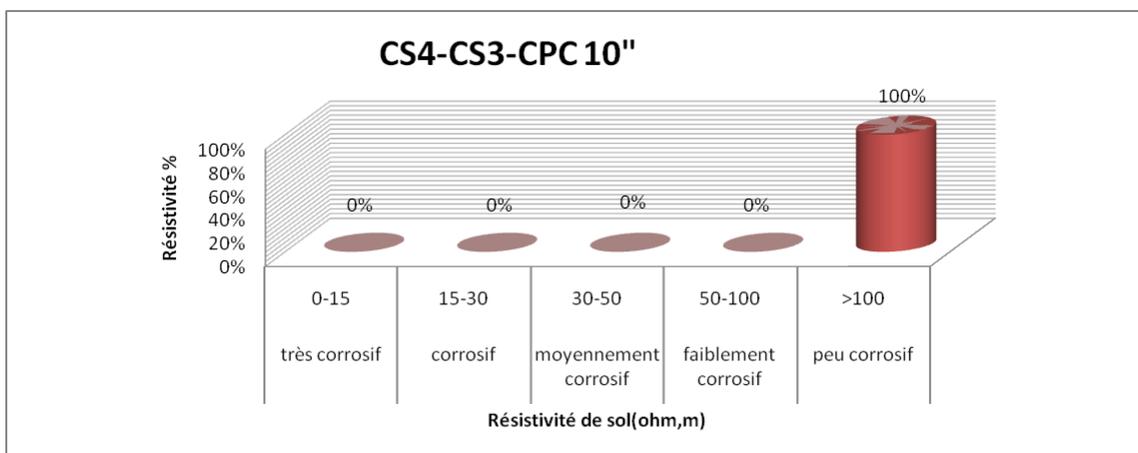


Fig. V.4 : Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS4- PiqCS3.

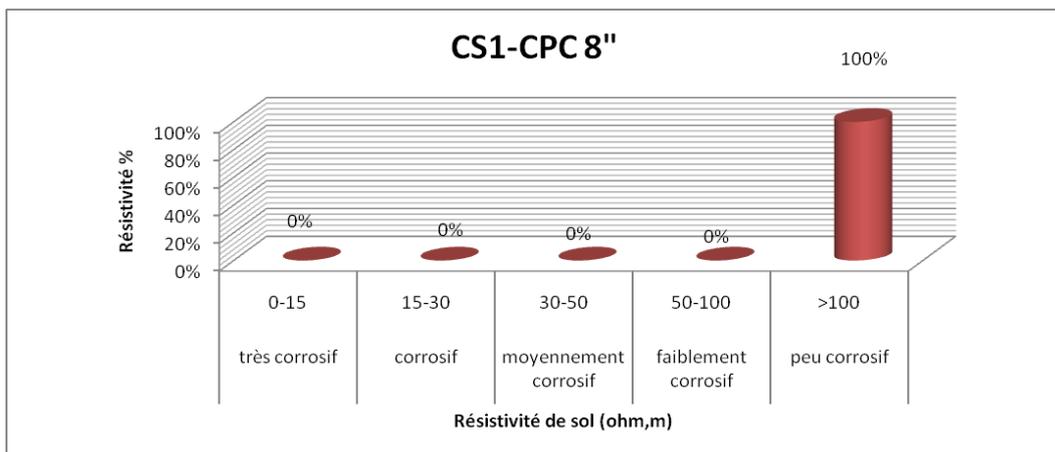


Fig. V.5 : Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS1-CPC.

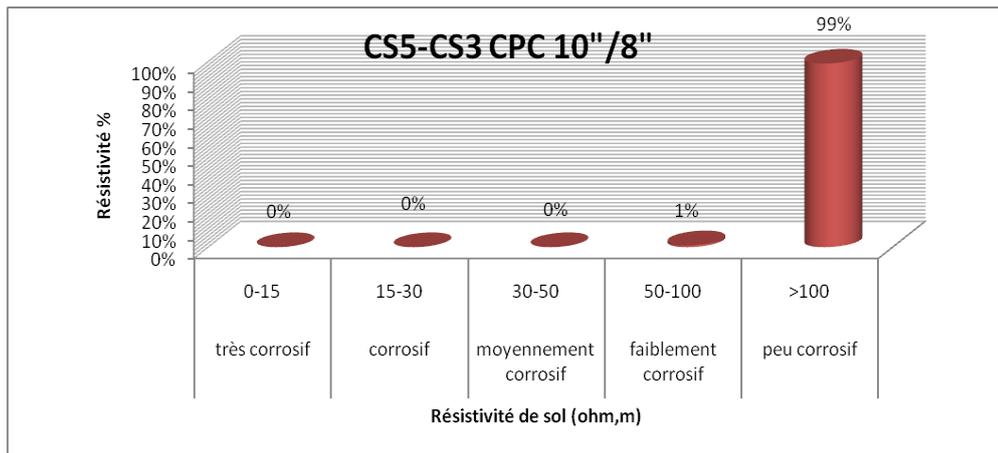


Fig. V.6 : Distribution statique de la résistivité du sol tronçon CS5- Piq CS3.

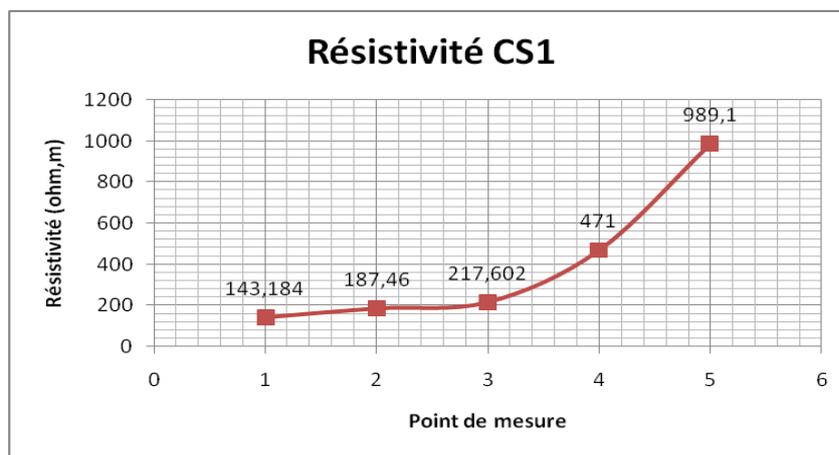


Fig. V.7 : Distribution statique de la résistivité du sol de CS1.

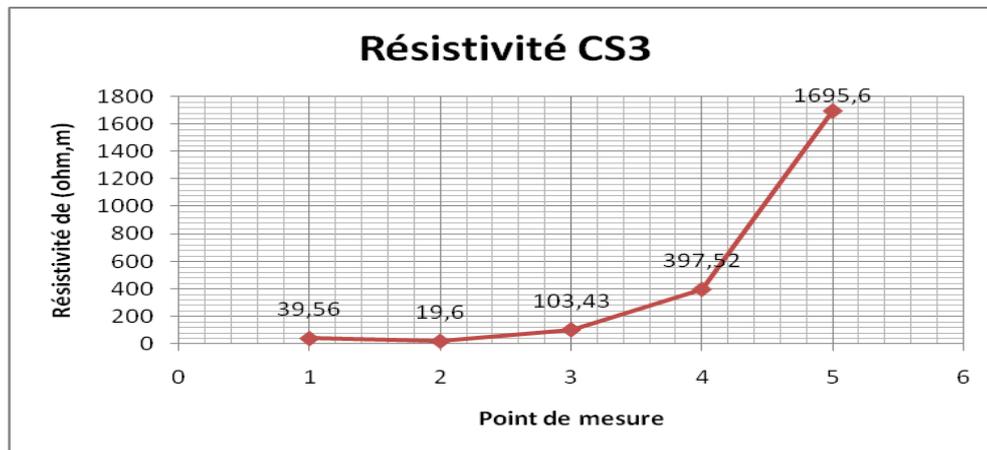


Fig. V.8 : Distribution statique de la résistivité du sol de CS3.

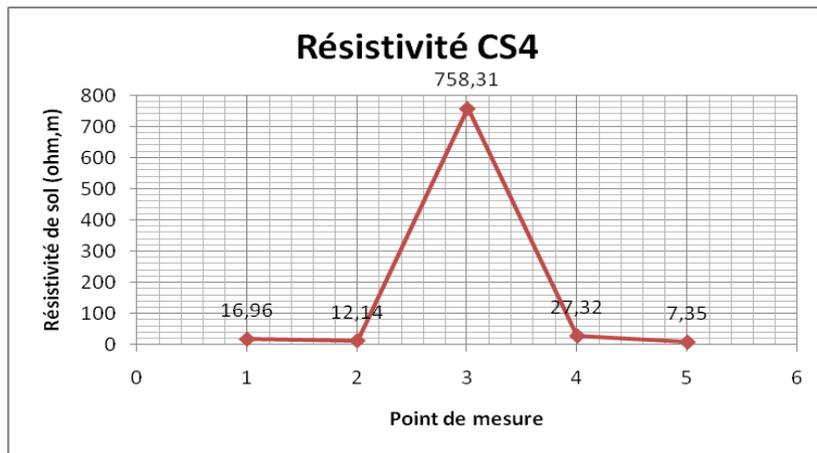


Fig. V.9 : Distribution statique de la résistivité du sol de CS4.

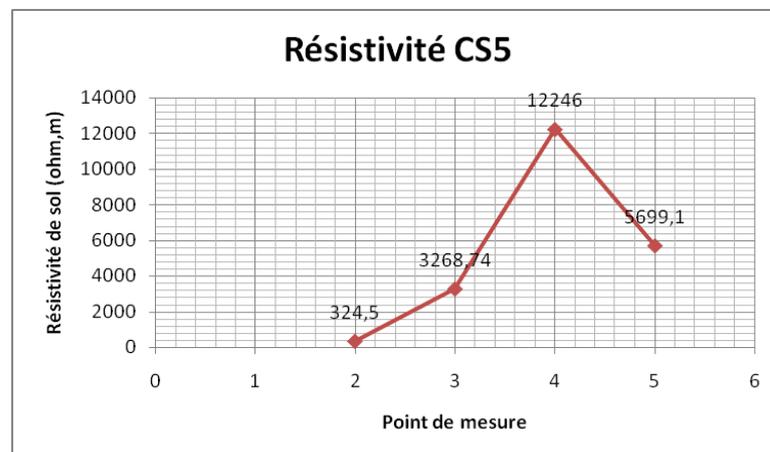


Fig. V.10 : Distribution statique de la résistivité du sol de CS5.

❖ Analyse et discussion :

D'après les graphes précédents et après une analyse on détermine le taux d'agressivité du sol de champs étudié ; selon les plages définissant la résistivité du sol tableau IV.1 ; les valeurs relevées autour des collectes CPC TFT- CS3 avec les piquages et les différents centres montrent que l'agressivité du sol est peu corrosif pour le réseau de collecte et dans le cas des centres s'étend :

- Moyennement à peu corrosif pour CS3.
- Peu corrosif pour CS1 et CS5.
- Moyennement à très corrosif pour CS4.

Et selon le système de pondération « AWWAC 105 » nos résultats sont 0 points pour le réseau de collecte et même pour les centres sauf CS3 avec 5 points et CS4 avec 29 points en total.

Pour CS4 qu'est moyennement à très corrosif à cause des fuites récemment et débourement d'eau de nettoyage qui était fait dernièrement en niveau de centre.

V-2-2 Comparaison des niveaux de corrosivité du sol :

Dans le but d'établir un ordre comparatif des niveaux d'agressivité des différents sols des tronçons et les centres de séparation, on a procédé à la détermination des valeurs moyennes de résistivité pour avoir la répartition statistique de cette caractéristique.

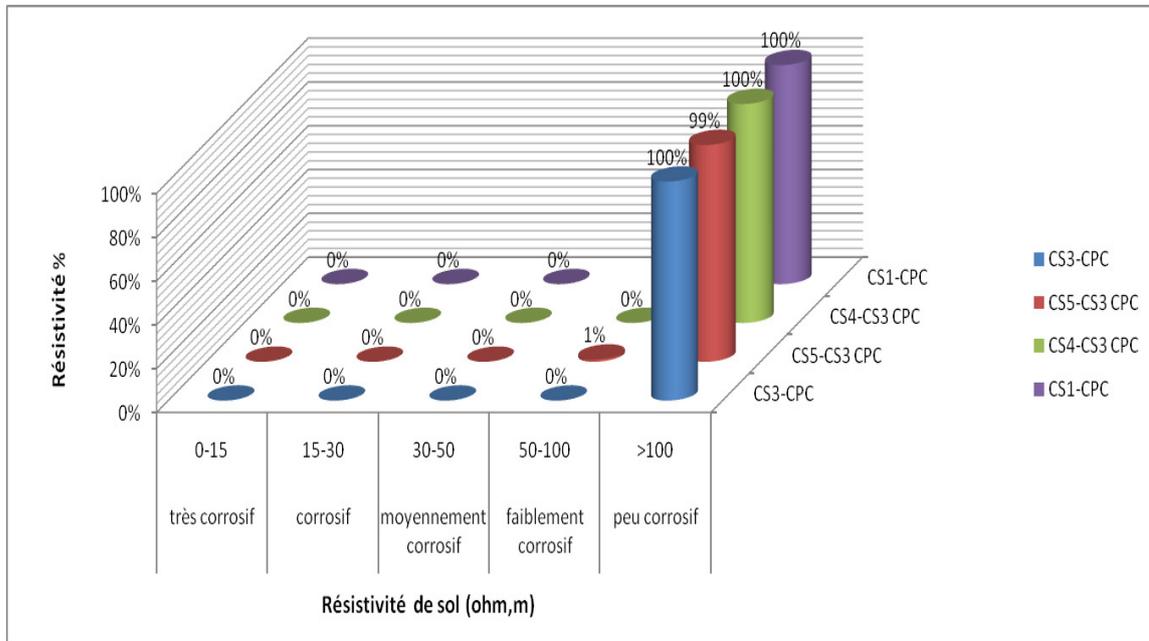


Fig V.11 : distribution statique de la résistivité du sol des différents tronçons de collecte d'huile TFT nord.

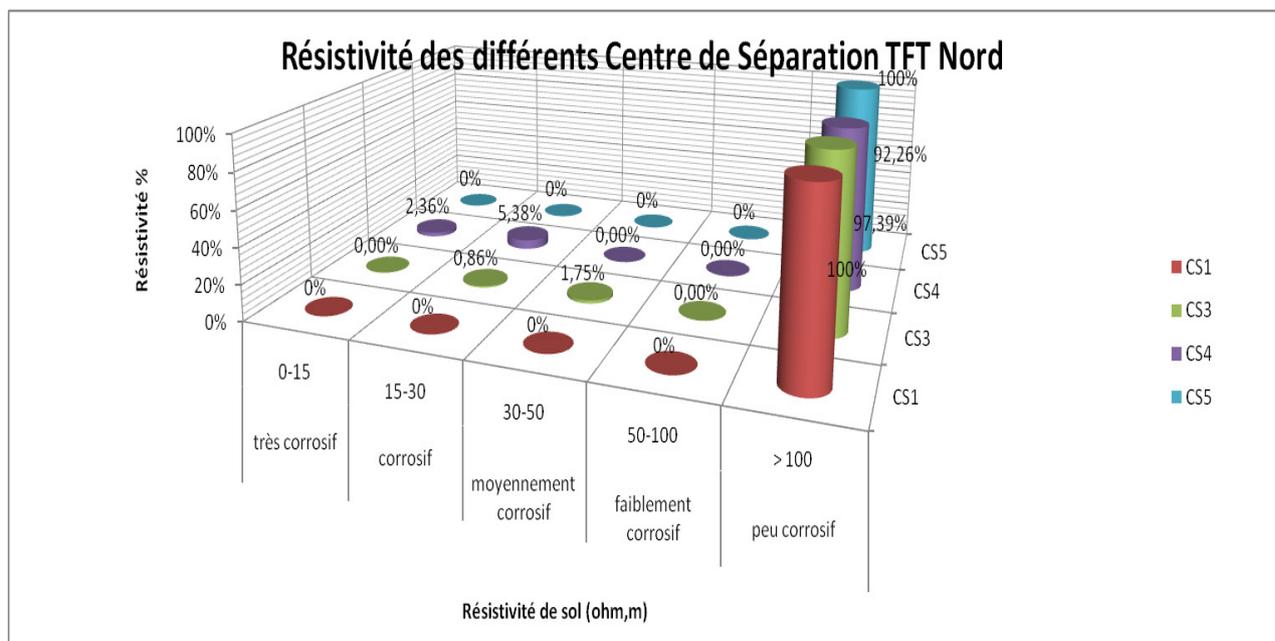


Fig. V.12 : Distribution statique de la résistivité du sol des différents centres de séparation.

❖ **Analyse et discussion :**

On conclut d'après ce graphe comparative que la résistivité est très élevée dans notre champ étudié qui dépasse même 1000.00 ohm.m ; et pour cela dans la région de TFT ils utilisant la méthode d'arrosage qui joue un rôle important dans la protection des ouvrages car il diminue la résistivité du sol autour du déversoir, et favorise la corrosion de l'anode. Dans le cas sans arrosage, l'ouvrage n'est pas protégé mais avec l'arrosage il devient protégé mais c'est spécifique pour chaque tension choisie.

V.3. Mesure de potentiel :

La présente étape consiste à appliquer la technique du relevé de potentiel des différents pipelines de réseau de collecte d'huile ; dont le pipe 12'' CS3-CPC TFT qu'est le pipe le plus grand de kilométrage 20 Km avec ses différents piquages avec les pipes d'autres centres.

Le but de cette technique est d'évaluer la performance de la protection cathodique sur les pipes protégées.

La résistivité des différents tronçons du réseau de la canalisation et les principaux centres de séparation sont regroupés dans les tableaux suivants :

Tableau V.10 : Potentiel du tronçon CS3-CPC TFT.

Point kilométrage (Km)	Potentiel (mv)
CS3	-985
Pk1	-738
Pk2	-921
Pk3	-703
Pk4	-683
Pk5	-703
Pk6	-760
Pk7	-944
Pk8	-959
Pk9	-938
Pk10	-907
Pk11	-833
Pk12	-730
Pk13	-903
Pk14	-940
Pk15	-841
Pk16	-811
Pk17	-868
Pk18	-980

Tableau V.11 : Mesure de potentiel du tronçon CS4-Piq CS3.

Point kilométrage(Km)	Potentiel(mv)
Pk1	-978
Pk2	-454
Pk3	-871
Pk4	-454
Pk5	-989

Tableau V.12 : Potentiel du tronçon CS1-CPC TFT.

Point kilométrage(Km)	Potentiel (mv)
Pk1	-870
Pk2	/
Pk3	-830

Tableau V.13 : Potentiel du tronçon CS5-Piq CS3.

Point kilométrage(Km)	Potentiel (mv)
Pk1	-680
Pk2	-910
Pk3	-850
Pk4	-648
Pk5	-850
Pk6	-834
Pk7	-810
Pk8	-863
Pk9	-852

Les résultats du relevé de potentiel sont présentés sous forme des graphes (figures IV-6 - IV-8) ou la variation des mesures de potentiel est rapportée en fonction du point de mesure pour chacun des tronçons selon les figures suivantes :

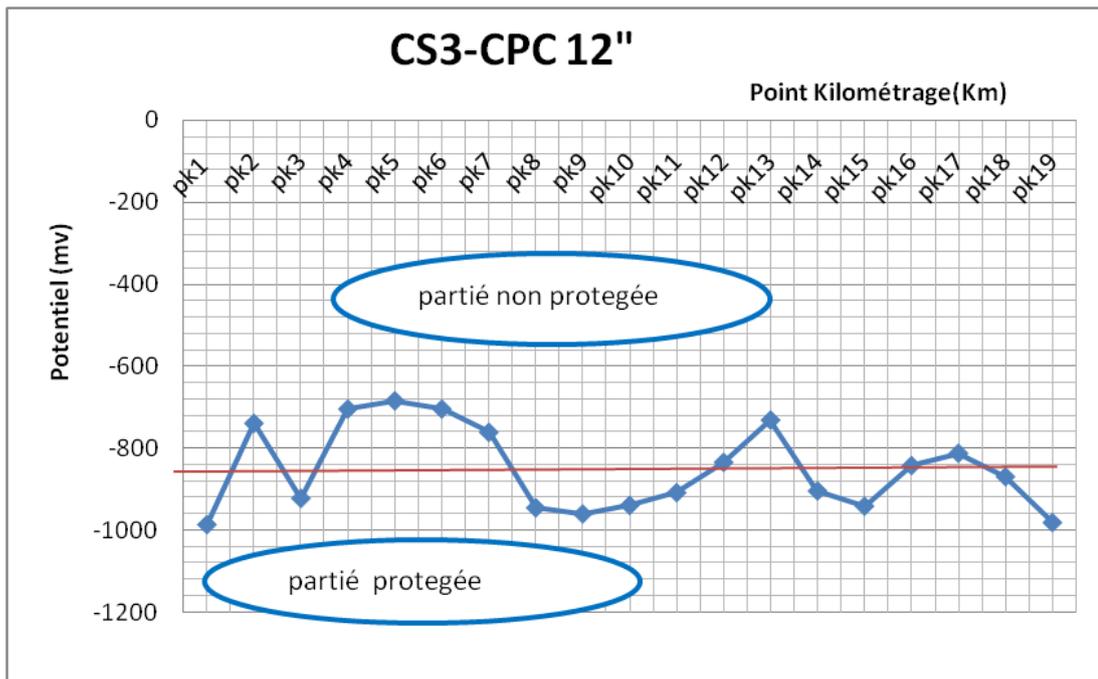


Fig V.13 : Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS3-CPC.

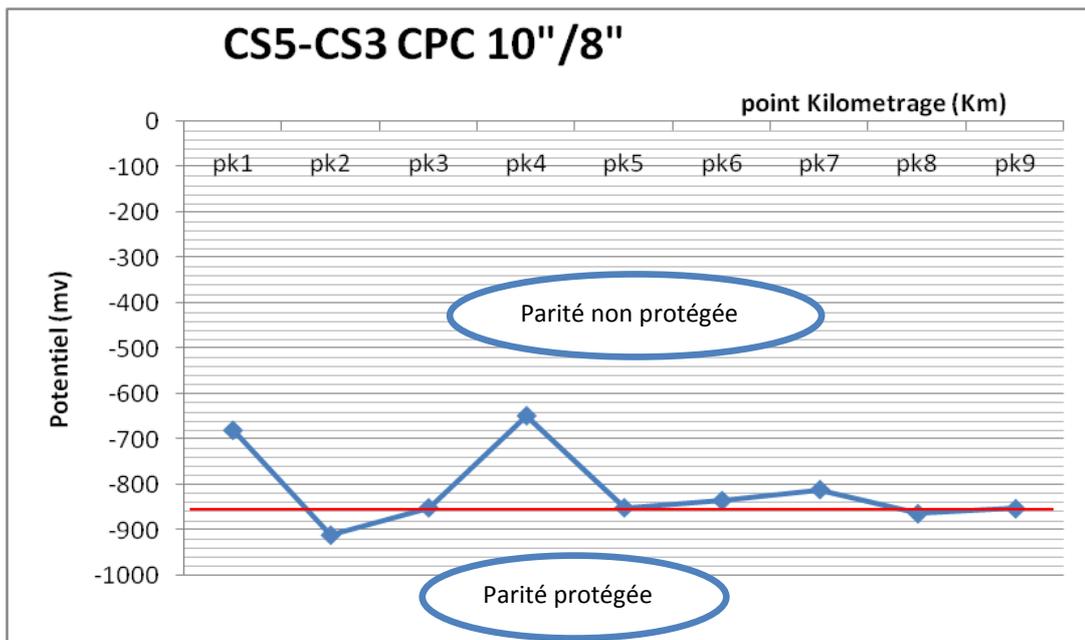


Fig V.14 : Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS5-Piq CS3.

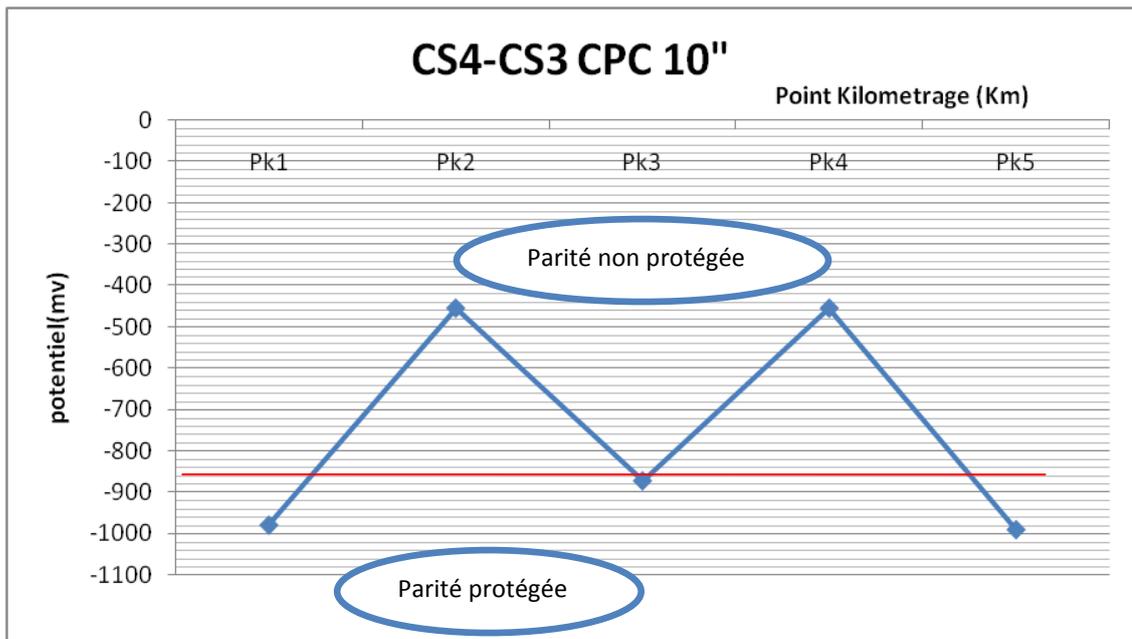


Fig V.15 : Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS4-Piq CS3.

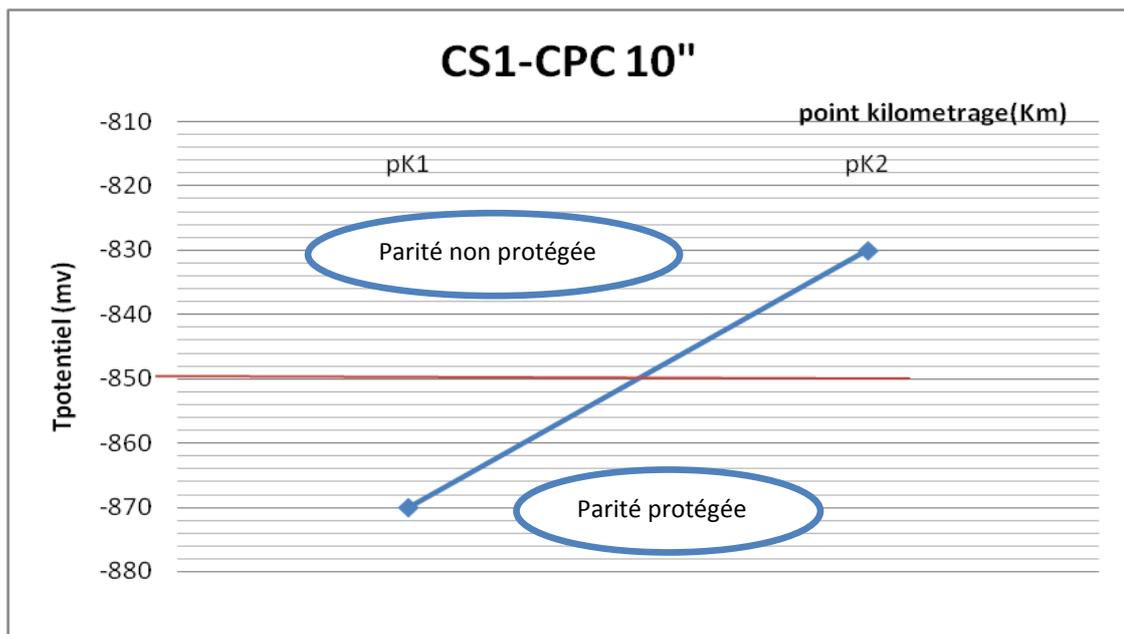


Fig V.16 : Représentation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CS1- CPC.

❖ **Analyse et discussion :**

Selon les figures précédentes on aura cette interprétation :

- Pour le tronçon CS3-CPC TFT : pipe de 12“ de longueur 20 Km ; en départ est sous protection (passivation) lorsqu'on arrive à PK4 jusqu'à PK8 la valeur de potentiel est supérieure

à -850 mv ; à cause que le pipe est dans une zone de résistivité très élevée (OUED) et la suite de pipe tout est protégée. La grande perte du courant est au niveau d'oued, sol très corrosif avec une résistivité du sol très élevée et la collecte au contact direct avec le sol sans support isolant

- Pour le tronçon CS5- Piq CS3 : pipe de 12'' en départ et une réduction 8'' vers le piquage ; de longueur 8 Km. Selon la figure V.14 on remarque des valeurs de potentiel proche de -850 mv, on a une valeur de protection mais faible cela due à la situation géographique de tronçon qu'est dans l'OUED.

- Pour le tronçon CS4- Piq CS3 de 10'' et longueur 5.4 Km généralement est protégé juste le PK2 et PK4 les valeurs sont supérieures a -850 mv.

- Pour le tronçon CS1-CPC de 10'' et longueur 4.5 Km on trouve le PK1= -870 et PK2=-830 mv ; pas loin de la plage de protection totale ; la zone a connue déjà une fuite.

En manière générale on peut résumer nos résultats comme suite :

Tableau V.14 : pourcentage de la protection des tronçons de collecte d'huile secteur nord.

Le tronçon	% de protection
CS3-CPC TFT	60%
CS5- Piq CS3	50%
CS4- Piq CS3	60%
CS1- CPC TFT	90%

Le graphe représenté sur la figure (V.17) montre l'évaluation du potentiel de protection de la plus grand partie de notre installation qui indique le tronçon CPC TFT –CS3 durant les dernières années de 2010 jusqu'à 2018.

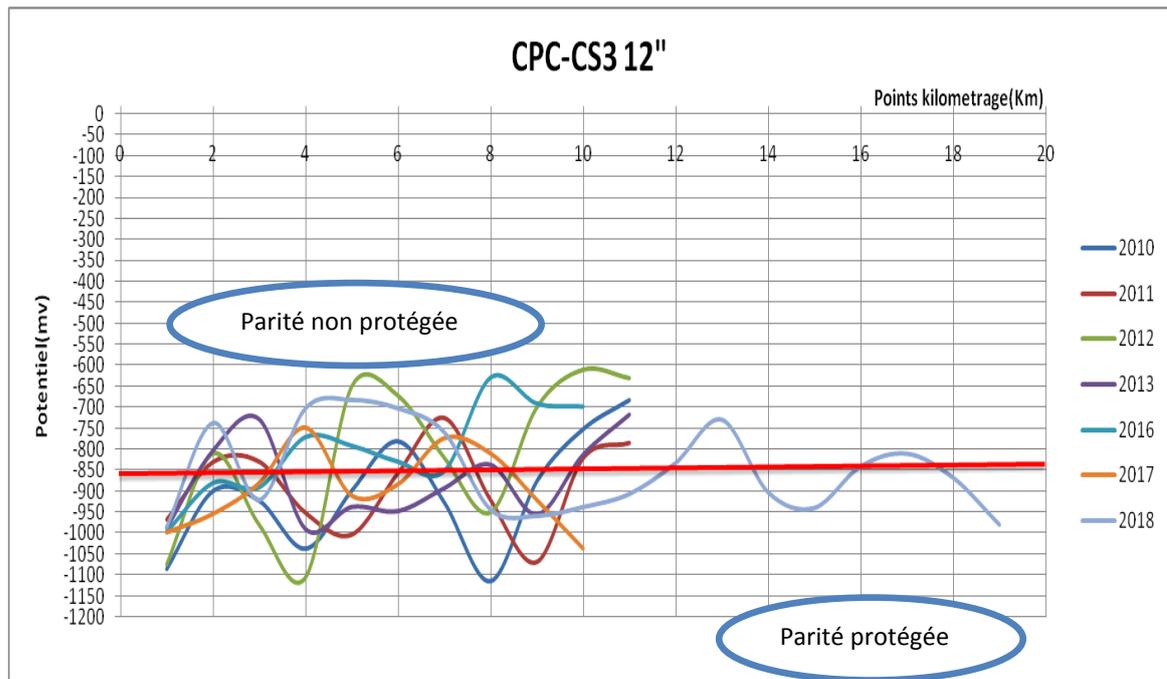


Fig V.17 : Evaluation du potentiel de protection en fonction de point de mesure CPC TFT-CS3.

❖ Analyse et discussion :

Dans la figure V.17 on a l'évaluation du potentiel de pipi 12'' ; et on remarque que durant l'année 2010 et 2017 la protection était pratiquement mieux par rapport les autres années avec les paramètres de fonctionnement de transfo-redresseurs :

Année 2010 :

$U (V) = 11-26.92 / I (A) = 14- 20$ pour le TR1.

$U (V) = 5- 8 / I (A) = 24- 27$ pour le TR2.

Année 2017 :

$U (V) = 11- 46 / I (A) = 7-25$ pour le TR1.

$U (V) = 15-17 / I (A) = 25-31$ pour le TR2.

On remarque aussi qu'il y on a des points de mesure critiques dans ce tronçon qui est à PK4 jusqu'à PK8, dont les valeurs de potentiel sont perturbées et supérieur à -850 mV durant les années précédentes ; ceci est expliqué par le fait que la zone ou se trouve ces points (OUED de CS2 « derrière UTGA ») est une zone très humide et la résistivité très élevée et un pH de valeur la plus supérieure qu'est à 11.16 ; et même le pipe et en contact direct avec le sol sans support isolant et avec les autres pipes quelque soit de réseau étudié ou bien les pipes de 4 " des puits qui passent par la zone .

Alors ce qui explique que le sol est très agressif provoquant ainsi des percements du brut et des chevauchements des pipes.

D'après les deux dernières années, nous pouvons constater que le seuil de protection est bien atteint suite à des changements des pipes à partir du centre CPC TFT.

V.4. Mesure d'épaisseur :

Les mesures d'épaisseur ont été effectuées sur les quatre axes du tronçon (3H, 6H, 9H, 12H) indiquant les endroits (CD, C I, CG et CS).

Tableau V.15 : Mesure d'épaisseur tronçon CS1-CPC TFT.

	CS	CG	CD	CI
PK1	8,33	8,76	8,00	7,81

L'épaisseur en (mm) et pour le CS1 on a pris une seule mesure pour le tronçon qu'était en marche et sa longueur est 100 m vers le piquage avec le 12'' de CS3- CPC TFT.

Tableau V.16 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS4- Piq CS3 CPC.

Epaisseur (mm)				
	CS	CG	CD	CI
PK1	7,16	7,06	6,78	5,61
PK2	8,23	8,49	7,35	7,3
PK3	7,46	6,71	7,38	7,38
PK4	8,32	7,65	8,18	7,52
PK5	6,67	6,63	6,38	6,46
PK6	8,25	7,99	9,25	7,81
PK7	8,8	8,17	7,95	9,1
PK8	8,03	8,33	8,68	7,73

Tableau V.17 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS5- Piq CS3 CPC.

Epaisseur (mm)				
Pipe 12''				
	CS	CG	CD	CI
Pk1	8,8	8,21	9,1	8,4
Pk2	8,2	8,52	8,94	8,29
Pk3	8,41	8,66	8,96	8,21
Pk4	8,54	8,65	8,86	8,53
Pk5	8,48	7,85	8,66	8,44
Pk6	8,28	8,82	8,81	8,22

Pk7	9,37	8,15	8,3	8,68
Pk8	9,79	9,36	8,34	8,5
Pipe 10"				
Pk9	10,33	9,51	9,41	9,72

Tableau V.18 : Mesure d'épaisseur du tronçon CS3-CPC TFT.

	Epaisseur (mm)			
	CS	CG	CD	CI
Pk1	8,81	8,33	7,85	8,2
Pk2	6,93	7,52	6,69	7
Pk3	7,72	7,95	7,6	6,58
Pk4	7,05	6,51	6,73	5,88
Pk5	8,69	8,3	8,4	8,5
Pk6	9,01	8,13	7,91	8
Pk7	8,48	8,7	8,78	7,5
Pk8	8	8,42	8,17	7,4
Pk9	8,73	8,68	9,19	8,22
Pk10	7,96	8,41	7,99	7,98
Pk11	7,4	8,42	8,15	8,03
Pk12	8,4	7,77	7,85	7,86
Pk13	8,84	9,32	9,22	7,94
Pk14	7,74	8,42	8,11	8,09
Pk15	8,49	7,52	8,02	8,1
Pk16	8,45	9,51	9,5	8,1
Pk17	7,62	8,7	8,51	8,35
Pk18	8,87	8,66	9,1	9,12

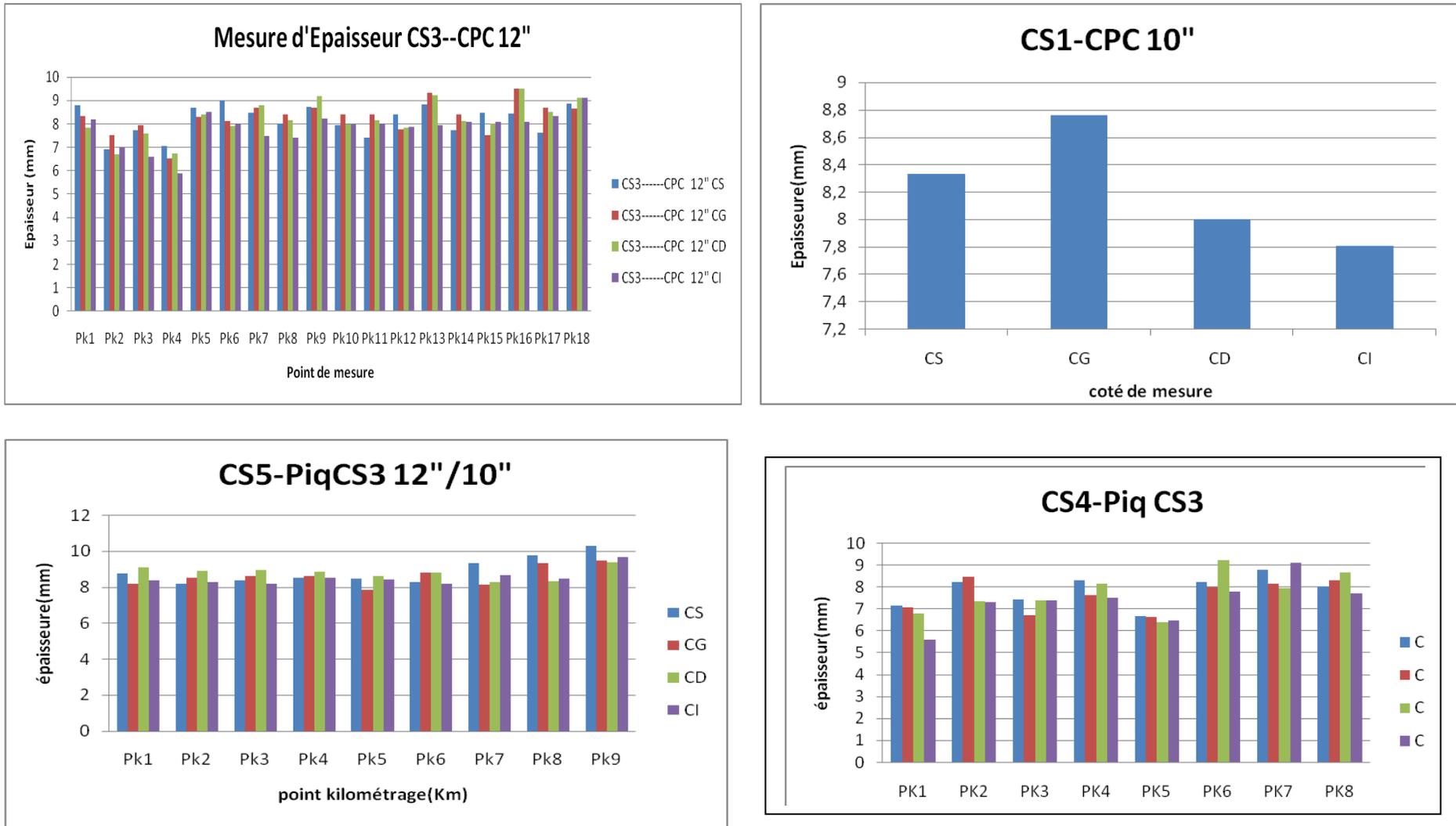


Figure V.18 : Evaluation des mesures d'épaisseur ont été effectuées sur les quatre axes des tronçons de collecte.

❖ **Analyse et discussion :**

D'après la figure V.18 on peut estimer les points les plus corrodés dans les différents tronçons ; on remarque que coté inférieure de pipe est toujours le point plus provoqué à corroder par rapport les autres points de mesure. Les deux cotés dégradés (I, S) sont exposés respectivement au sol et a l'air exerçant un grand effet sur notre canalisation ; pour le sol il contient une composition chimique riche en sels qui réagissent fortement avec la collecte et accélère la vitesse de corrosion provoquant une grande dégradation des parois et entraînant des micros percement à percement, qui avec le temps, la collecte devient picotée à des diamètres plus élevée. Concernant le coté supérieur, le principal facteur qui accélère la vitesse de corrosion et l'humidité.

Comme le tronçon CS3-CPC TFT pour le PK4 est le point le plus corrodé dans tout la longueur de pipe ; on rappelle que le PK4 est situé dans l'OUED (zone agressif).

Et le tronçon CS1-CPC TFT, l'axe inférieur est corrodé.

Tronçon CS4-Piq CS3 CPC, coté inférieur dans le PK1 ; et le PK5 les 4 axes sont corrodés.

Tronçon CS5-Piq CS3 CPC, la situation des axes sont presque mêmes.

Dans la figure suivante on présente des graphes qui montrent la différence entre la valeur d'épaisseur initiale et les valeurs actuelles de l'année 2018

Tableau V.19 : l'épaisseur initiale de chaque tronçon.

Tronçon	CS3-CPC TFT/ CS5-Piq CS3 (1 ^{ère} partie)	CS1-CPC/ CS4-Piq CS3/ CS5- Piq CS3 (2 ^{ème} partie)
L'épaisseur initiale (mm)	9.52	12.7

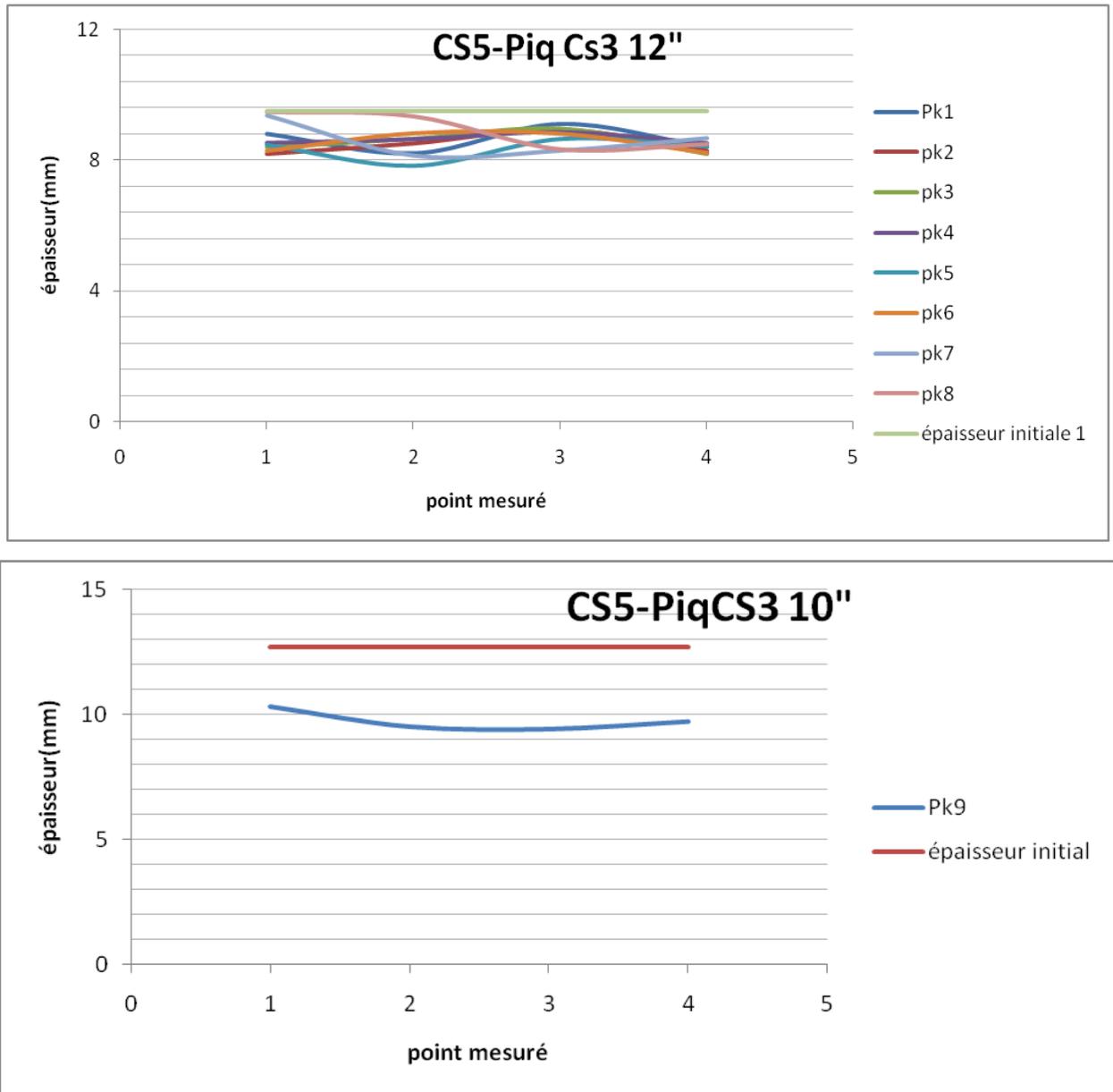


Figure V.19 : comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS5-Piq CS3.

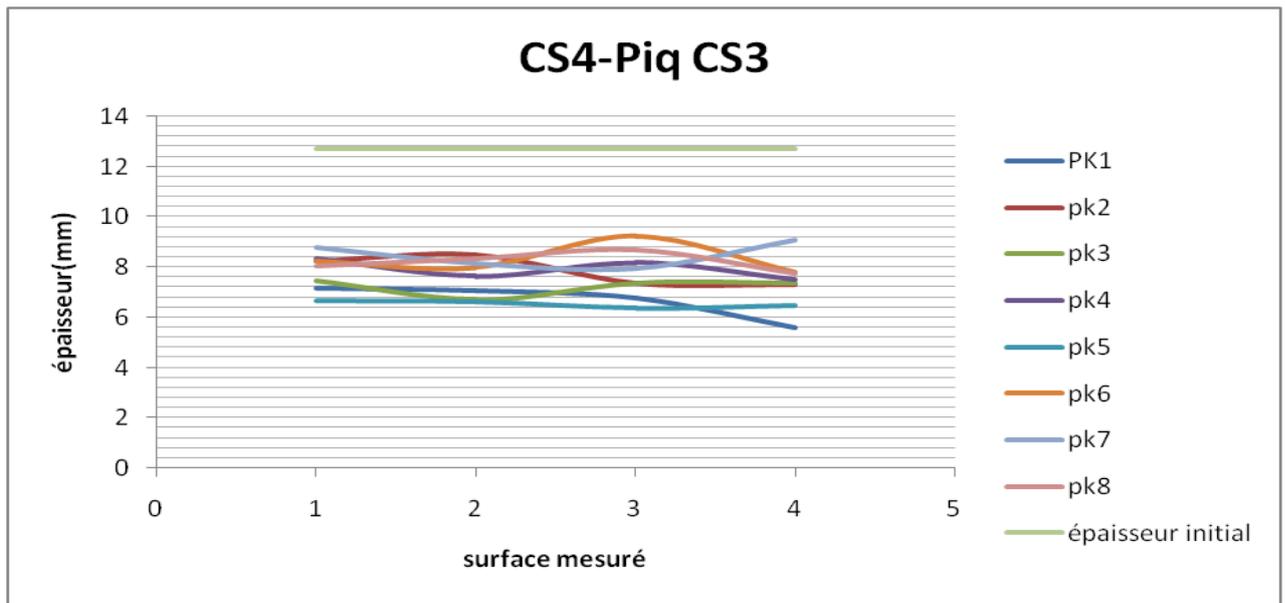


Figure V.20 : comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS4-Piq CS3.

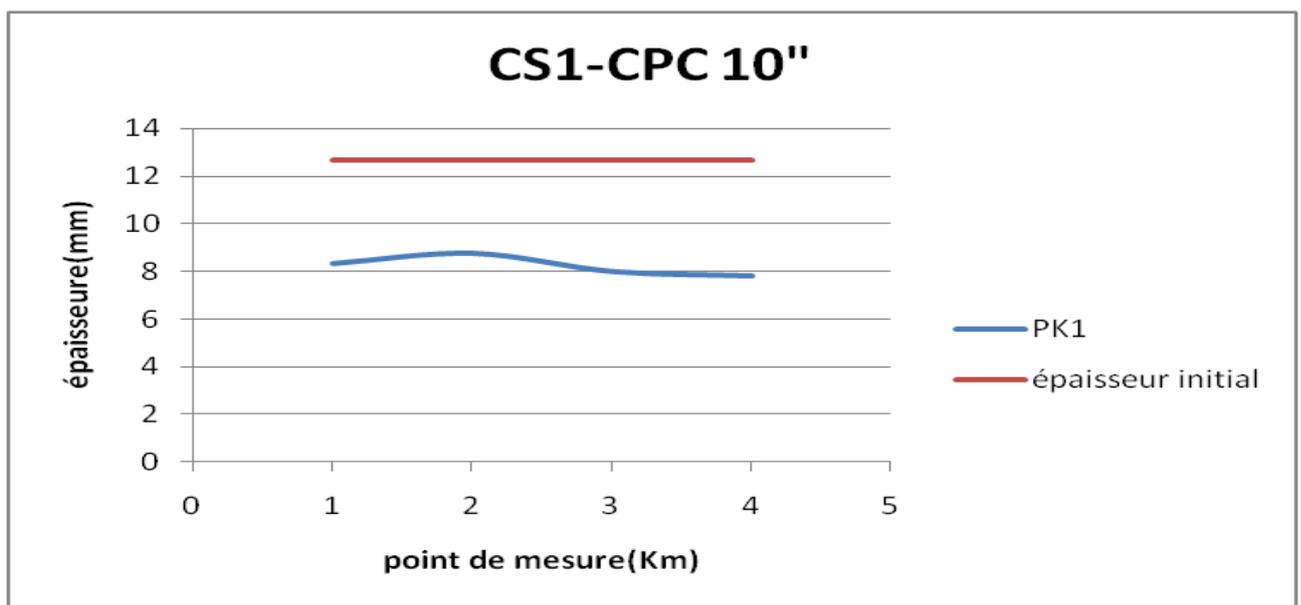


Figure V.21 : comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS1- CPC TFT.

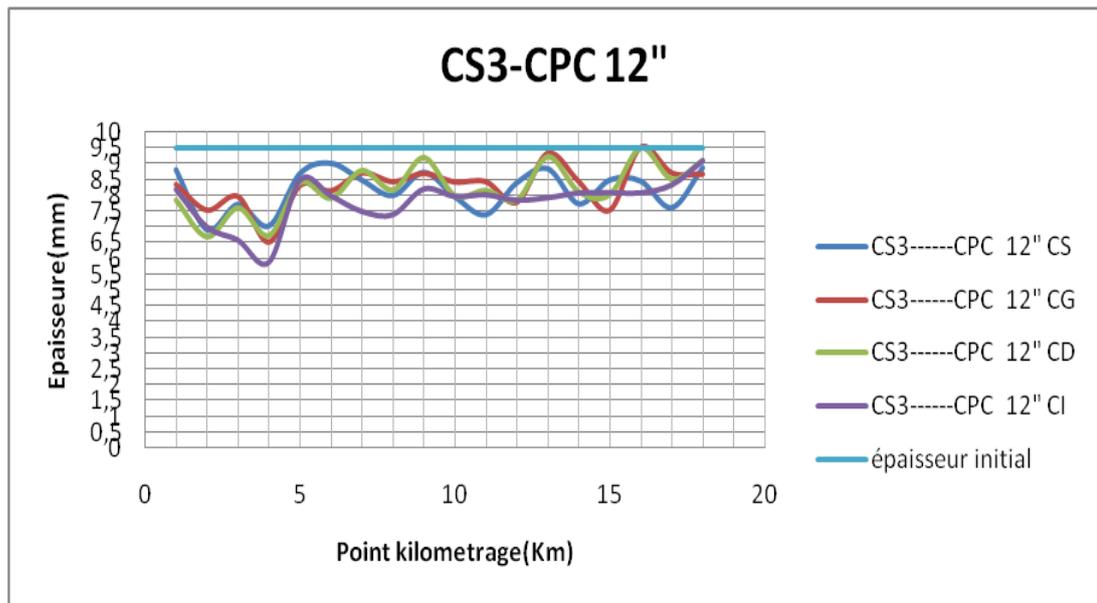
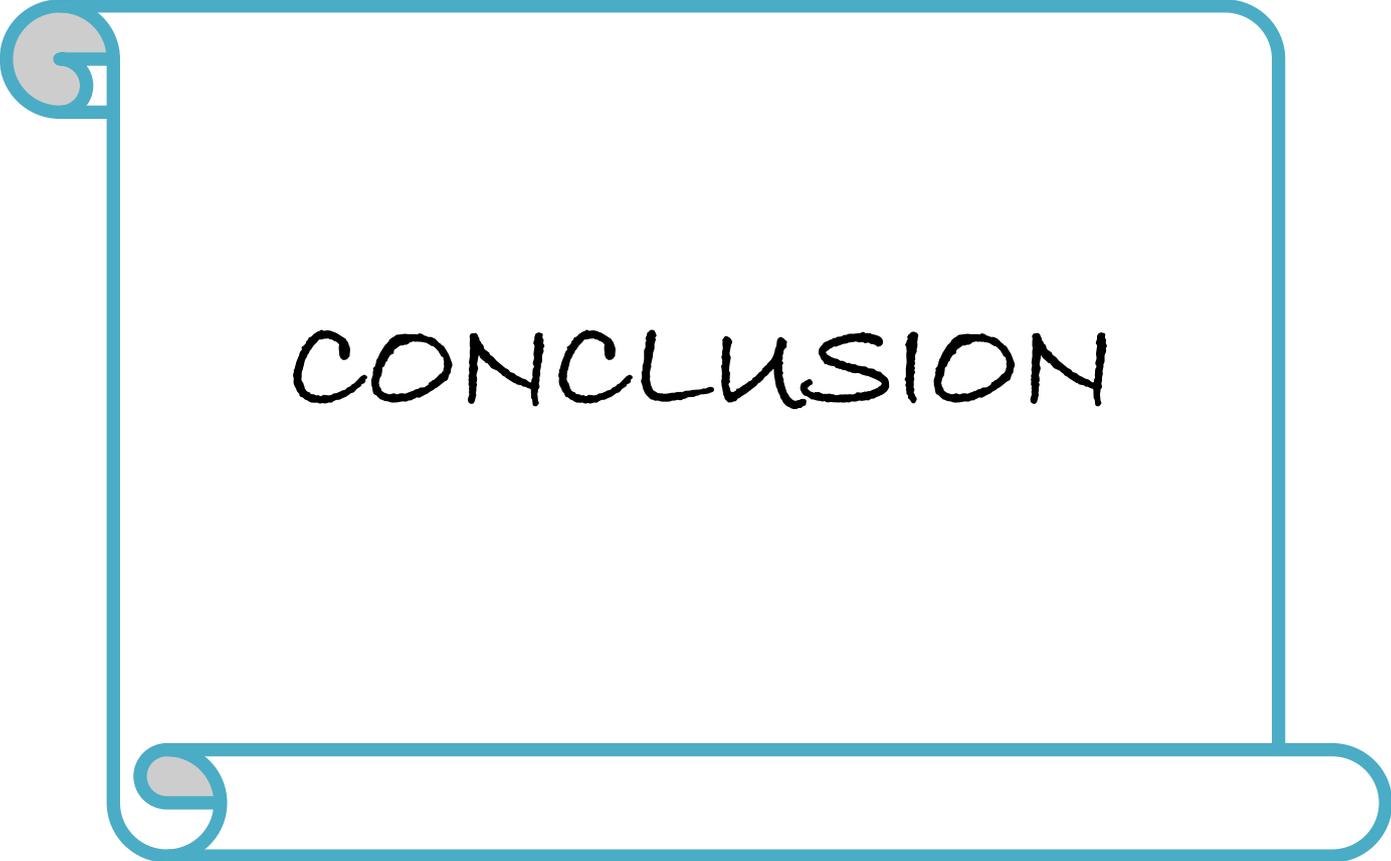


Figure V.22 : comparaison les valeurs d'épaisseur avec l'initial pour le tronçon CS3- CPC TFT.

❖ Analyse et discussion :

D'après les figures précédentes on remarque que la différence entre la valeur d'épaisseur initiale et les valeurs présentes, pour les tronçons CS3-CPC TFT y a pas une grande différence ceci est explique par le changement de pipe en 2015 ; même remarque pour le tronçon CS5-Piq CS3 CPC.

Et pour les deux tronçons CS1-CPC TFT et CS4-Piq CS3 CPC, on remarque une différence dans les valeurs ≥ 2 mm ; qui montre qu'il y a une perte de masse qui due à la corrosion.



CONCLUSION

Conclusion :

La protection contre la corrosion, au niveau de la région TFT, a deux catégories : une protection interne qui consiste à injecter des inhibiteurs de corrosion et des biocides ou par revêtement interne, et une protection externe soit par le revêtement externe des ouvrages ou bien par le courant électrique (la protection cathodique).

Le travail réalisé au cours de ce mémoire est consacré à l'application d'une méthode de suivi RBI et de contrôle de l'effet de la corrosion externe sur le réseau de canalisation et les méthodes de protection.

Le calcul de différents paramètres à savoir : le pH du sol, la résistivité du sol, l'épaisseur des parois du pipeline et le potentiel de la protection, nous a permis de déterminer l'état d'agressivité du sol et de bien localiser les zones les plus touchés par la corrosion.

Cependant il ne suffit pas de savoir si la résistivité est grande ou faible, mais plutôt d'essayer de savoir pourquoi elle est grande ou faible.

En fait la résistivité ne représente pas tous les phénomènes qui entraînent la corrosion du métal. "Ce n'est pas un critère formel de décision, mais plutôt un critère certain d'orientation, car si tous les ions présents dans le sol sont équivalents du point de vue résistivité électrique, ils n'ont pas tous la même influence sur l'effet corrosif du sol" [25].

L'utilisation de la méthode de protection **RBI** a montré que le courant appliqué pour la protection de la canalisation atteint le seuil adéquat que pour quelques tronçons du réseau.

Ensuite on a eu des anomalies constatées sur :

- Le pipe 12'' CS3-CPC: Le problème majeur rencontré au niveau de la protection cathodique est l'isolation de l'ouvrage protégé par le courant, agressivité du sol.
- Derrière UTGA (OUED) est une zone très humide de pH élevée : sol très corrosif.
- La résistivité de champs est très élevée dans tous les tronçons étudiés.

Recommandations :

Les remèdes proposés pour l'amélioration de la protection cathodique de pipe 12'', des solutions doivent être appliquées actuellement et des solutions doivent être appliquées lors d'un arrêt.

↳ Pour les solutions actuelles on recommande d'appliquer la technique d'arrosage par l'eau salée (pour abaisser le taux de résistivité) et d'isoler la conduite 12'' des autres conduites non protégées et qui ne nécessite pas un arrêt.

Pour les solutions à long terme (lors de l'arrêt) :

↳ Placer des joints isolant à l'entrée et sortie de chaque centre et au niveau des piquages des shunts dans la ligne 12''

Et d'autres comme :

- Eliminer les chevauchements des pipes ;
- Changer les tronçons les plus dégradés ;
- Augmenter le courant de protection au départ du CS5 et CS4 ;
- pour les zones trop corrosives (OUED) :
 - ↳ Appliquer sur le pipe un revêtement à trois couches
 - ↳ Ou bien lever le pipe sur des supports en béton dans ces zones
 - ↳ Ou bien isoler ces zones et les protéger par des anodes sacrificielles.
- d'appliquer la technique d'arrosage par l'eau salée (de concentration 150ppm) ; étude faite à TFT mais pas encore appliquée.

- [01]. B.Normand, N.Pébère, C.Richard et M.Wery. Prévention et lutte contre la corrosion, une approche scientifique et technique. PPUR. 2004. pp 798.
- [02]. Corrosion et protection contre la corrosion en milieu industriel. CPE, source SONATRACH.
- [03]. Etude de danger. SONATRACH. Activité Amont. DP.DR TFT, 2010.
- [04]. Dr. H. Bensabra. Cours de corrosion et protection des métaux. Université de Jijel 2016.
- [05]. G.Daufin, J.Talbot. HAL « Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière. 1^{ère} partie Généralités sur la corrosion des métaux et alliages. Le lait, INRA édition. 1971. pp 375-398.
- [06]. D.William, Jr.Callister. Science et Génie des matériaux. Editeur 2001. pp 505.50.
- [07]. B.Normand, N.Pébère, C.Richard et M.Wery. Prévention et lutte contre la corrosion, une approche scientifique et technique. PPUR. 2006.
- [08]. Chambre Syndicale de la recherche et de la production de pétrole et du gaz naturel. Sous-commission on production « corrosion et inhibition des puits et collectes ». Edition Technique 1981.
- [09]. J.Paul Bailon. J.Marie Dolt. Des matériaux 3^{ème} Edition 2000. Presses internationales Polytechnique.
- [10]. Matériaux métallique. Phénomène de corrosion. 4^{ème} partie les différentes formes de corrosion aqueuse. pp 57.86.
- [11]. J.Monnier. Thèse Doctorat corrosion atmosphérique sous abri d'alliages ferreux historiques caractérisation du système mécanismes et apport à la modélisation. Université Paris-Est. 08/09/2008. pp 9.54.
- [12]. Doly G.Seica. M.V.Grabinsky. The role of soil in the external corrosion of caste iron. Water mains intoronto.Canada.2003.
- [13]. H.Mamache. “ Etude du problème de corrosion au niveau des installations du surface ». Mémoire de fin de période de mise en situation professionnel Ingénieur Exploitation. IAP. 2017.

- [14]. M.Roger Legend, M.B.EDME. Association gaz de France.
- [15]. S.Marmi. « Effets des inclusions sur la corrosion des aciers au carbone ». Mémoire magister. Université Mohammed khider, Biskra. 2003.
- [16]. H.Marmi « Elaboration et caractérisation des dépôts composites Ni-Co par voie électrolytique . Mémoire magister. Université Mohammed Khidher. Biskra.2007.
- [17]. D. Bouzidi « corrosion et protection cathodique des conduites souterrains ». Ecole de technologie supérieure université du Québec. 2001.
- [18]. A.Jarrah « Développement de méthodes statiques et probabilistes en corrosion par piqûres pour l'estimation de la profondeur maximale-application de l'Aluminium A5. Ecole nationale supérieure d'arts et matières. Thèse Doctorat. Paris tech. 2009.
- [19]. M.Aliouat. M. Rouissat. « Etude de la corrosion bactérienne des aciers API – 5L grade B pour pipelines Utilisés dans le transport d'eau ». Mémoire en Science et Génie des Matériaux. Ecole national supérieure des mines et métallurgie Annaba. 2015.
- [20]. N.Redon. Resistance à la corrosion des fils copper Ni-Ti 35 et des fils acier inoxydable multi brins D-Rect en milieu acide. Mémoire pour l'obtention du certificat d'études cliniques spéciales mention orthodontie. Université Lorraine. 2012.
- [21]. A.Marif. « Etude sur la méthode de maintenance par protection cathodique - Cas de la ligne de pipeline GZ1 40'' ». Mémoire Pour l'obtention du diplôme du master génie mécanique. Université Abou Bekr Belkaid–Tlemcen. 2014.
- [22]. D.Lando. « Corrosion et chimie de surface des matériaux. Presse polytechniques et universitaires romandes. 1997.
- [23]. J.Catonné, L.Lacourcelle. « les revêtements protecteurs dans l'industrie, principe application choix ». CAST Lyon. 1977.
- [24]. Matériaux métalliques. Phénomène de corrosion. 5^{ème} chapitre protection et lutte contre la corrosion. Pp 89.104.
- [25]. Mr.Marec. « Corrosion et protection cathodique ». Ecole d'application des technique gazières. Protection contre la corrosion. 1996.

- [26]. Ngyen-thuy. Document de synthèse relatif à une barrière technique de sécurité (BTS) protection cathodique, coll. « Rapport technique de l'INERIS ». Institut national de l'environnement industriel et des risques, Paris. 2008. pp41.
- [27]. Bofardi and Bennet. « Control of environmental variable in water recirculating système ». In ASM book Corrosion of metals handbook. 9th ed. 1987. Pp387.397.
- [28]. M.Ghellai. Etude sur le système de protection cathodique PC et maintenance de la canalisation multi produit ASR/NAFTAL. Mémoire master. Université Tlemcen. 2013.
- [29]. NACE SP0169. Standard practice. Control of extrenal corrosion on undeground of submerged mattalic piping, Houston. Nace international. pp29.
- [30]. Barlo, J. Thomas and Berry.We. “An Aassesment of the current criteirer for cathodic protection of buried steel pipelines”. Matériaux performance, corrosion prevention and control worldwide. NACE international N°09. Pp08.16.
- [31].G.Zwinglesteui. Méthods de maintenance baissées sur la fiabilité est sur les risques .10/06/2015.
- [32].Gossen-Metrawaitt GMBH. Appareil de mesure de résistance de terre.
- [33].M.Roger Legend . M.B.EDME. Association gaz de France.
- [34].Y.khenioui.A.Rouibah .Mémoire d'ingénieur. Université Jijel.2005.
- [35].Rapport d'audit environnement. DP/DR/TFT.2011.
- [36].Corrosion et protection des métaux-les Hoches 1985-sous le patronage du cefrcor et de Ministère de la recherche et de l'industrie Edition CNRS.1982.

ANNEXE

Vocabulaire

❖ Bactéries sulfato-réductrices :

Famille de bactéries présentes dans la plupart des sols et des eaux naturelles, mais uniquement actives dans des conditions de quasi-neutralité ($\text{pH} \approx 7$) et d'absence d'oxygène. Elles réduisent les sulfates dans leur environnement en produisant des sulfures, et accélèrent la corrosion des matériaux ferreux.

❖ Chute ohmique dans un électrolyte :

Produit de l'intensité du courant électrique circulant entre deux points d'un électrolyte par la résistance électrique existant entre ces deux points.

❖ Coefficient de dégradation d'un revêtement :

Rapport entre la densité de courant cathodique d'un matériau métallique revêtu et la densité de courant cathodique du matériau nu (coefficient compris entre 0 et 1).

❖ Condition anaérobie :

Absence d'oxygène libre dissous dans l'électrolyte.

❖ Corrosion :

Interaction physico-chimique entre un métal et son milieu environnant entraînant des modifications dans les propriétés du métal et pouvant conduire à une dégradation significative de la fonction du métal, du milieu environnant ou du système technique dont ils font partie. Cette interaction est souvent de nature électrochimique.

❖ Courant de protection :

Courant appliqué à un ouvrage métallique au travers de son environnement électrolytique afin d'obtenir la protection cathodique de l'ouvrage.

❖ Courants vagabonds :

Courants électriques qui circulent sur des trajectoires différentes des circuits prévus (le cas le plus connu est lié à l'alimentation de voies ferrées en courant continu).

❖ Courbe de polarisation ou courbe intensité - potentiel :

Diagramme reliant le potentiel d'électrode et la densité de courant, représentatif des interactions physico-chimiques entre un métal et un électrolyte environnant.

❖ Décollement cathodique :

Perte d'adhérence entre un revêtement et une surface métallique directement imputable à l'application de la protection cathodique.

❖ Densité de courant de protection :



Courant de protection ramené à l'unité de surface. On utilise souvent le mA/m².

❖ **Dépôt calco-magnésien :**

Précipités minéraux formés sur la cathode métallique du fait de l'augmentation de l'alcalinité que provoque la protection cathodique.

❖ **Déversoir :**

Ensemble d'anodes reliées à la borne positive d'une source de courant continu servant à amener le courant de protection cathodique vers l'ouvrage à protéger (pour un système à courant imposé).

❖ **Électrode :**

Conducteur électronique (métal, alliage, graphite, magnétite, etc....) en contact avec un électrolyte, siège de réactions électrochimiques.

❖ **Électrode de référence :**

Électrode ayant un potentiel stable et reproductible et utilisée comme référence pour le mesurage des potentiels d'électrode. Certaines électrodes de référence utilisent l'électrolyte dans lequel le mesurage est effectué. Le potentiel mesuré varie selon la composition de cet électrolyte.

❖ **Électrode de référence à l'argent/chlorure d'argent :**

Électrode de référence constituée d'argent, recouvert de chlorure d'argent, dans un électrolyte contenant une concentration connue d'ions chlorure. Les électrodes en argent/chlorure d'argent/KCl saturé sont couramment utilisées comme électrodes de référence maîtresses

❖ **Électrode de référence au calomel saturé :**

Électrode de référence composée de mercure et de chlorure mercurique dans une solution saturée de chlorure de potassium. Les électrodes au calomel saturé sont couramment utilisées comme électrodes de référence maîtresses.

❖ **Électrode de référence cuivre/sulfate de cuivre**

Électrode de référence constituée de cuivre dans une solution saturée de sulfate de cuivre. C'est l'électrode la plus utilisée au contact des sols.

❖ **Électrode de référence d'étalonnage primaire :**

Électrode de référence utilisée pour l'étalonnage des électrodes de référence maîtresses ; il s'agit de l'électrode normale à hydrogène (E.N.H.). Il est pratiquement impossible de fabriquer l'électrode de référence officielle, l'électrode à hydrogène standard (E.S.H.), qui tient compte du coefficient de fugacité du gaz d'hydrogène et du coefficient d'activité des ions H⁺.

❖ Électrode de référence en zinc :

Électrode constituée de zinc pur ou d'un alliage de zinc spécifique pour anodes galvaniques, en contact avec l'électrolyte dans lequel les mesurages sont effectués.

❖ Électrode de référence maîtresse :

Électrode de référence, étalonnée avec l'électrode de référence d'étalonnage primaire, utilisée pour la vérification des électrodes de référence qui servent pour les mesurages sur le terrain.

❖ Électrolyte :

Milieu dans lequel le courant électrique est transporté par des ions.

❖ Fragilisation par l'hydrogène :

Processus résultant d'une diminution de la ténacité ou de la ductilité d'un métal en raison de l'absorption d'hydrogène.

❖ Gradient de potentiel :

Différence de potentiel entre deux points distincts dans le même champ électrique.

❖ Joint (ou assemblage) isolant :

Joint ou assemblage électriquement discontinu inséré entre deux longueurs de tube pour créer une discontinuité électrique entre elles.

❖ Polarisation d'électrode :

Modification du potentiel d'électrode par rapport au potentiel de corrosion libre causé par l'application d'un courant extérieur.

❖ Potentiel d'électrode :

Différence de potentiel mesurée dans le circuit extérieur entre une électrode et une électrode de référence en contact avec le même électrolyte.

❖ Potentiel de corrosion libre :

Potentiel d'électrode en l'absence de courant électrique global (externe) entrant ou sortant de la surface métallique.

❖ Potentiel ouvrage – électrolyte :

Différence de potentiel entre un ouvrage et une électrode de référence mise en contact avec l'électrolyte en un point situé à proximité immédiate de l'ouvrage sans toutefois le toucher, pour éviter l'erreur due à la chute de tension consécutive à toute circulation de courant dans l'électrolyte.

❖ Résistivité (d'un électrolyte) :

Résistance d'un volume d'électrolyte de section égale à l'unité et de longueur égale à l'unité. Elle est exprimée en ohm x mètre ($\Omega.m$). La résistivité dépend entre autres de la quantité de sels dissous dans l'électrolyte.

❖ Sur-polarisation :

Polarisation correspondant à des potentiels de l'ouvrage par rapport à l'électrolyte plus négatifs que ceux requis pour une protection cathodique satisfaisante. La surpolarisation ne fournit aucune fonction utile. Elle peut même endommager l'acier de l'ouvrage ou son revêtement.

❖ Système de protection cathodique :

Installation complète qui fournit une protection cathodique. Il peut inclure des anodes, une source d'énergie, des câbles, des équipements de mesure, des joints isolants, des liaisons électriques.

❖ Tension disponible :

Différence entre le potentiel ouvrage - électrolyte et le potentiel anode - électrolyte lorsque la protection cathodique fonctionne.

RESUME :

La corrosion est connue depuis longtemps qui est un phénomène qui fait risque pour notre environnement, et son importance économique dans notre vie quotidienne; domestique ou industriel n'est plus à démontrer. Les dégâts causés par ce phénomène entraînent dans le monde des pertes qui se chiffrent chaque année à des milliards de dollars sans méthode de prévention et de protection. Dans ce travail nous avons essayé de résoudre ce problème; ceci par cette étude qui en premier lieu regroupe la théorie sur la corrosion (définition, types; causes....) ainsi en deuxième lieu la technique utilisée pour la protection dans la région TFT et application de la méthode RBI pour faire une étude d'analyse de ce champ pétrolier (mesure de ph, résistivité, potentiel, épaisseur...)

Les mots clés : la corrosion, la protection cathodique, mesure de potentiel, la résistivité de sol, électrochimique, anode sacrificielle.BRI

ملخص

منذ فترة طويلة من المعروف أن التآكل هو عامل خطر لبيئتنا وأهميتها الاقتصادية في حياتنا اليومية؛ المحلي أو الصناعي لم يعد للتظاهر. الأضرار الناجمة عن هذه الظاهرة تؤدي إلى خسائر في جميع أنحاء العالم كل عام تصل إلى مليارات الدولارات دون أي وسيلة للوقاية والحماية. في هذا العمل حاولنا حل هذه المشكلة ؛ هذا من خلال هذه الدراسة التي تجمع أولاً نظرية على التآكل (تعريف ، أنواع ، أسباب) وثانياً تقنية المستخدمة للحماية في منطقة ت.ف.ت. و تطبيق تقنية RBI لإجراء دراسة تحليل هذا الحقل النفطي (قياس درجة الحموضة ، المقاومة ، الإمكانات ، السمك....

الكلمات المفتاحية: التآكل ، الحماية الكاثودية ، القياسات المحتملة ، الكهروكيميائية

ABSTRACT:

Corrosion has long been known to be a risk factor for our environment and its economic importance in our daily lives; domestic or industrial is no longer to demonstrate. The damage caused by this phenomenon leads to losses worldwide each year amounting to billions of dollars without any method of prevention and protection. in this work we have tried to solve this problem; and that by this study which firstly groups the theory on corrosion (definition, types, causes) and secondly the technique used for protection in the TFT region and application of the RBI method to make a study of analysis of this oil field (measurement of ph, resistivity, potential, thickness ...)

Key words: corrosion, cathodic protection, potential measurement, soil resistivity, electrochemical, Sacrificial anode.BRI