

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Kasdi Merbah Ouargla

*Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et sciences de la terre et
de l'univers*

Département de Forage et MCP



MEMOIRE DE

Master MCP

Filière : Hydrocarbure

Spécialité: Mécanique des chantiers pétroliers

Thème

**Etude de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion
BEKER et CRW83133 utilisées dans les
champs de HR et REB**

Soutenu le : 16/06/2021

Présenté par :

-HADDOU Islam -BOUDEHANA Aymen- BENTATA Ahmed Touhami

Devant le jury :

Président : Mr Gouamid Messaoud

Encadreur : M^{elle} Chouicha Samira

Exalinateur : Mr Zoubidi Ammar

Année Universitaire : 2020/2021

Dédicaces

Je dédicace modeste travail A :
Mes chères parents qui
dieu les garde, Mes chers frères et
sœur,
Toutes les familles
Haddou
Boudehana
Bentata

و تحقق كل ما كان
بالأمس حلما



REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont tout premièrement à Dieu tout puissant pour la santé, la volonté et la patience qu'il m'a donnée durant toutes les années d'études.

Je tiens à remercier Ma Mère et Mon Père, qui m'ont soutenu dans ma vie, et m'ont aidé à réaliser mes rêves.

Je tiens à remercier Ma Sœur et Mes frères, mes amis qui m'ont encouragé à être plus fort que les circonstances et à atteindre mon objectif.

Je tiens évidemment à débiter ces remerciements en témoignant de ma profonde reconnaissance envers toute personne qui m'a poussé à reprendre le chemin des études et d'être de nouveau à l'université. Je tiens à exprimer ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de ce travail. Particulièrement, M^{elle} CHOUICHA Samira pour m'avoir encadré, dirigé, et de m'avoir fait confiance dans les orientations scientifiques de ce mémoire.

je tiens à remercier Mr. Cherif KHELIFA de faire son effort pour nous, aider et faciliter nos recherche.

Je remercie toutes les personnes qui m'ont aidée de près ou de loin à la réalisation de ce présent travail.

Merci encore à tous....



Liste des Figures

Figure I.1 : Mécanisme de la corrosion chimique	6
Figure I.2 : Pile de corrosion fer-platine en milieu acide, dissolution du fer et réduction des protons sur le platine	7
Figure I.3 : corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal	8
Figure I.4 : Les différents types de corrosion localisée	10
Figure I.5 : Dépôt de sulfates	13
Figure I.6 : corrosion des canalisations par bactéries	15
Figure I.7 : Diminution du risque de corrosion, risque plus élevé pour (a) que pour (b)	16
Figure I.8 : protection cathodique d'une canalisation enterrée par anodes sacrificielles	18
Figure I.9 : protection cathodique d'une canalisation enterrée par anodes sacrificielle	20
Figure II.1 : L'installation de surface d'un PPG de la tête du puits jusqu'au départ versle manifold	21
Figure II.2 : Les différentes localisations de corrosion interne	22
Figure II.2.1 : Percement de manchette de transport	22
Figure II.2.2 : Percement de manchette de transport	22
Figure II.3 : La corrosion externe d'une conduite enterrée	23
Figure II.3.1 : Percement d'une conduite enterrée (vue interne)	23
Figure II.3.2 : Percement d'une conduite enterrée (vue extene)	23
Figure II.4 : Le contrôle visuel des conduites corrodées	23
Figure II.5 : Point d'injection de l'inhibiteur de corrosion au niveau du puits	27
Figure II.6 : Pompe doseuse responsable à injecter l'inhibiteur de corrosion	27
Figure II.7 : L'évolution du taux de fer à l'injection du BAKER au niveau du puits	28
Figure II.8 : L'évolution du Ph a l'injection du BAKER au départ du collecteur	29
Figure II.9 : L'installation de surface d'un manifold	31

- Figure II.10** : Sonde ER installée le 14/02/2016 à 10h00 au niveau de la ligne 6' du puits producteur d'huile RB57 36
- Figure II.11** : point d'injection, pompe d'injection et remplissage du produit CRW 83133 dans le bac au niveau du circuit huile 36
- Figure II.12** : Déroulement de l'opération de l'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6' du circuit huile (tête puits RB 57 et arrivée sur manifold sud huile RB 57) 38

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les facteurs de la corrosion	3
Tableau I.2 : Classification du taux de corrosion	8
Tableau I.3 : Mécanisme de corrosion de l'acier par CO ₂ et types de carbonate de fer formé	12
Tableau II.1: Les paramètres du circuit huile - puits producteur d'huile RB57 du 17/02/2016	31
Tableau II.2: Résultats de la sonde ER et dosage du fer du système à blanc du circuit huile Tête puits RB#57 - Arrivée sur Manifold Sud RB#57	31
Tableau II.3: Détails de la phase préfilming par l'injection du produit CRW 83133/BAKER	36
Tableau II.4 : Dates d'installation et d'extraction des coupons de corrosion au niveau du circuit huile tête puits producteur d'huile RB 57 – Arrivée sur manifold huile sud RB57	37
Tableau II.5: Résultats des lectures de la sonde ER après l'injection du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 dans le circuit huile – Tête de puits RB57 – Arrivée sur Manifold sud RB57	39
Tableau II.6: Evaluation de la corrosion au niveau du puits producteur d'huile RB57 par la sonde ER	40

Liste des abréviations

ER	Electrical Resistance
ISO	l'organisation internationale de nomination
Ip	installation pétrolière
Ph	potentiel d'hydrogène
SH	sonatrach
DP	divison de production
HR	Hassi R'mel
REB	Rhour El Baguel
VRC	Vender Recommanded Concentration
E.D.T.A	Éthylène Diamine Tétra-Acétique
SRB	Bactéries Sulfato-Réductrices

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
E	potentiel d'équilibre	Volt
E_0	constante appelée potentiel normal	Volt/ENH
R	constante des gaz parfaits (8,31)	J/deg.M
T	température absolue	°K
n	valence du métal	M
F	constante de Faraday (96500)	C
V_{corr}	vitesse de corrosion	mm/an
ΔP	la densité de l'acier au carbone	g/Cm ³
T	la perte de poids	g
ρ	temps d'exposition du coupon	jour

Table des matières

Remerciments	i
Dédicaces	ii
Liste des figures	iii
Liste des Tableaux	v
Liste des abréviations	vi
Liste des Symboles	vii
Sommaires	viii
Introduction générale	1

Chapitre I: Généralité sur la corrosion des installations pétrolières

I.1. Définition :	2
I.1.2. L'impact de la corrosion :	2
I.1.3. Facteurs de la corrosion :	3
I.1.4. Réaction de corrosion :	5
I.1.5. Processus de la corrosion :	5
I.1.5.1. Corrosion chimique :	5
I.1.5.2. Corrosion bactérienne :	6
I.1.5.3. Corrosion électrochimique :	6
I.1.6. Potentiel d'électrode :	7
I.1.7. Formes de corrosion :	7
I.1.7.1. Corrosion généralisée (corrosion uniforme) :	7
I.1.7.2. Corrosion localisée :	8
I.2. Corrosion des installations pétrolières :	10
I.2.1. Corrosion par CO ₂ « Sweet corrosion » :	11
I.2.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion » :	12
I.2.3. Corrosion des bacs de stockage :	13
I.2.4. Corrosion des canalisations (bactéris) :	14
I.3. La protection des métaux contre la corrosion :	15

I.3.1.Prévention par une forme adaptée des pièces :	16
I.3.2.Prévention par un choix judicieux des matériaux :	16
I.3.3.Protection par revêtements :	17
I.3.3.1.Les revêtements métallique :	17
I.3.3.2.Les revêtements organiques :	17
I.3.4.Protection par d'inhibiteurs :	17
➤ La chimisorption	18
➤ L'adsorption physique	18
➤ La liaison hydrogène	18
I.3.4.1.Classement d'inhibiteurs :	18
I.3.5.La protection électrochimique :	19
I.3.5.1.La protection cathodique :	19
I.3.5.2.La protection anodique :	20

Chapitre II : Etude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion dans les puits gaziers et les puits pétroliers RB57

II.1. Problème de corrosion dans hassi r'mel :	21
II.1.1. Position du problème de corrosion dans hassi r'mel :	22
II.1.2.La corrosion des conduites enterrées :	22
II.1.3. Inspection et détection de la corrosion :	23
II.1.4. Les techniques d'inspection :	23
➤ Le contrôle visuel	24
➤ Les essais de labo	24
II.1.5. Test d'inhibiteur :	25
II.1.5.1. L'utilisation des inhibiteurs :	25
II.1.5.2. Critères de sélection d'un inhibiteur à HR :	25
II.1.5.3. Procédure du traitement :	26
II.1.5.4. Principe d'un essai industriel :	27
II.1.6. Etuded'efficacitédel'inhibiteur BEKER :	28
II.1.6.1. Evolution du pH et de teneur en fer :	28
II.2. Présentation du Champ de Rhourd Elbaguel :	30

II.2.1. Situation géographique :	30
II.2.2. Position de problème de corrosion de REB :	31
II.2.3. Méthodologie du test industriel :	32
II.2.3.1. Choix du circuit retenu pour le test industriel :	32
II.2.3.2. Caractéristiques physiques du produit testé :	33
II.2.3.3. Méthodes d'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion :	33
II.2.3.4. Description des méthodes de travail :	33
➤ Sonde ER	33
➤ Méthode de coupon	34
II.2.4. Déroulement du test industriel de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 :	35
II.2.4.1. Arrêt du traitement de l'inhibiteur de corrosion existant (étape1) :	35
II.2.4.2. Installation de la sonde ER (étape 2) :	36
II.2.4.3. Préfilming avec un surdosage (étape 3) :	37
II.2.4.4. Installation des coupons de corrosion (étape 4) :	37
II.2.4.5. Optimisation par l'injection de 30 ppm (étape 5):	39
II.2.4.6. Injection du VRC à 25 ppm (étape 6) :	39
II.2.4.7. Arrêt de l'injection et défilming (étape 7):	39
II.2.4.8. Extraction des coupons de corrosion (étape 8):	39
II.2.5. Analyses et résultats :	39
II.2.6. Remarque :	42

Conclusion générale

Conclusion générale :	43
-----------------------	----

Recommandations

Recommandations	44
-----------------	----

Résumé	45
---------------	----

Annexes

Annexes

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Introduction générale

Introduction générale

De nos jours, il est bien difficile de vivre sans pétrole et gaz naturel. Ces produits sont les fruits des dégradations et maturations successives des matières organiques et minérales, ils sont à la base de notre économie mondiale. (01)

Cependant la production, du pétrole brut et du gaz naturel ne passe pas toujours sans problèmes même si des solutions sont toujours trouvées, ces problèmes restent complexes et nombreux. Parmi ceux-ci, il est au moins un qui rencontrent les producteurs et qui reste assez mal connu et plus imprévisible: il s'agit de la corrosion. (02)

Les phénomènes de corrosion interne affectant les puits pétrolières gaziers, les canalisations du réseau de dessalage et le réseau collecte des puits producteurs de brute ne peuvent être que de nature électrochimique, et sont provoquées par le contact d'eau liquide avec la paroi du pipeline. (01)

Les risques de corrosion dépendent donc d'abord de la teneur en eau des fluides transportés. La vitesse de corrosion dépendent ensuite du pouvoir oxydant de milieu de la protectivité, et des dépôts de corrosion formé.

Les inhibiteurs de corrosion peuvent interférer avec la réaction anodique ou cathodique, et forment une barrière protectrice sur la surface du métal contre les agents corrosifs. (01)

L'objectif de notre travail est d'étudier la corrosion des installations pétrolières et d'évaluer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion (BEKER) et (CRW 83133) utilisé dans les champs de Hassi R'mel et Rhourd El Baguel. Le monitoring de corrosion est faite par trois techniques ; la méthode de coupon, la sonde ER et le dosage de fer.

Le travail que nous présentons dans ce mémoire est subdivisé en deux chapitres: bibliographique et expérimentale. Le Premier chapitre est consacré à la présentation générale des notions de corrosion et les méthodes de protection.

Le deuxième chapitre présenté l'évaluation des inhibiteurs de corrosion (BEKER) et (CRW 83133), utilisé pour protéger les installations pétrolières dans les champs gaziers de HR et des champs pétrolières de REB.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I :

Généralité sur la corrosion des installations
pétrolières

I.1. Définition

Par corrosion, on entend la réaction intervenant (chimique ou électrochimique) entre un matériau métallique et le milieu ambiant, qui provoque une modification mesurable du métal et peut entraîner une dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres fluides. (17) (03)

I.1.2. L'impact de la corrosion

Une étude de l'évolution des fuites et leur projection dans l'avenir proche, la majorité des fuites enregistrées sont la conséquence, à la fois de la corrosion interne : (07)

- Corrosion par CO₂
- Corrosion fissurantes par H₂S
- Corrosion bactérienne
- Corrosion - érosion / abrasion
- Corrosion par O₂ dissous

Et de la corrosion externe :

- Corrosion par eau de mer (offshore)
- Corrosion due au sol (onshore)
- Corrosion due aux courants "vagabonds"
- Corrosion atmosphérique

On distingue les risques de corrosion :

Coûts : Directs: dégradation des installations

 Indirects: arrêt des **IP** pertes de production Renouvellement de l'outil de réduction

Sécurité des personnes : Ruptures d'équipements, fuites de gaz ou de liquide combustible,...

Environnement : Pollutions. (09)

I.1.3. Facteurs de la corrosion

Les phénomènes de la corrosion dépendent d'un grand nombre de facteurs et ils peuvent être classés en quatre groupes principaux (*Tableau I.1*). (03)

Tableau I.1 : Les facteurs de la corrosion (05)

Facteurs relatifs au milieu	-Concentration de la solution -Teneur en O ₂ , en impuretés, en gaz dissous (CO ₂ , NH ₃ , H ₂ S ...) -Acidité (pH) du milieu, salinité, résistivité -Température, pression
Facteurs métallurgique	-Composition de l'alliage, hétérogénéités cristallines -impuretés, inclusions -Procédés d'élaboration -Traitement thermique, mécanique -Additions protectrices
Facteurs relatifs aux conditions d'emploi	-Etat de surface, défauts de fabrication -Forme des pièces -Sollicitations mécaniques -Emploi d'inhibiteurs -Procédés d'assemblage (couple galvanique, soudure ...) -Couche d'oxyde superficielle -Présence de bactéries -Force électromotrice extérieure (électrolyse ...)
Facteurs dépendant du temps	-Vieillessement -Contraintes mécaniques (interne ou externes) -Modalités d'accès de l'oxygène dissous (ou autres gaz) -Modification des revêtements protecteurs -Apparition éventuelle d'un dépôt calcique (ou autre)

➤ **Effet de la température**

Généralement, l'augmentation de la température accélère les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réactions et de transport. L'importance de son influence diffère cependant en fonction du milieu corrosif dans lequel se trouve le matériau. (03)

➤ **Le pH**

Le pH se situe entre 7.5 et 8.5, est modifié dans le cas d'oxydation de la matière organique avec production de CO₂. Celui-ci peut atteindre de valeur plus basse dans les zones anoxiques avec formation d'hydrogène sulfuré, l'échange de CO₂ avec l'air est important et peut légèrement modifier le pH. (05)

➤ **Effet de L'acidité**

Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu. (05)

➤ **Activité biologique**

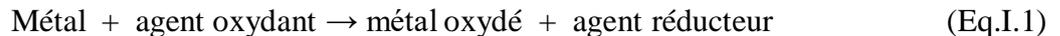
Conduit dans les heures qui suivent à la formation d'un biofilm, contenant des bactéries, des micro-algues, des détritits. Outre l'accroissement de la charge des structures. (05)

➤ **La salinité**

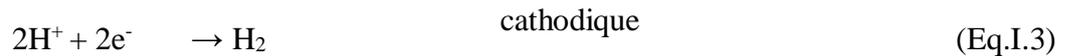
Les chlorures sont des ions agressifs, souvent apparaissent de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires, d'une part, leur concentration locale induit une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux. (03)

I.1.4. Réaction de corrosion

La corrosion des métaux est due à une réaction d'oxydoréduction irréversible entre le métal et un agent oxydant contenu dans l'environnement. L'oxydation du métal implique la réduction de l'agent oxydant selon la réaction :



Toute réaction d'oxydoréduction se compose de deux réactions partielles : la réaction partielle d'oxydation ou réaction partielle anodique, et la réaction partielle de réduction ou réaction partielle cathodique: (02)



I.1.5. Processus de la corrosion

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau rentre en interaction, la corrosion peut être classée en trois grandes classes : (07)

- chimique
- bactérienne
- électrochimique

I.1.5.1. Corrosion chimique

C'est la réaction entre le métal et une phase gazeuse.

Si cette corrosion se produit à haute température elle est alors appelée «corrosion sèche» ou corrosion à haute température.

Au cours de la corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action, c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques (*Figure I.1*). (07)

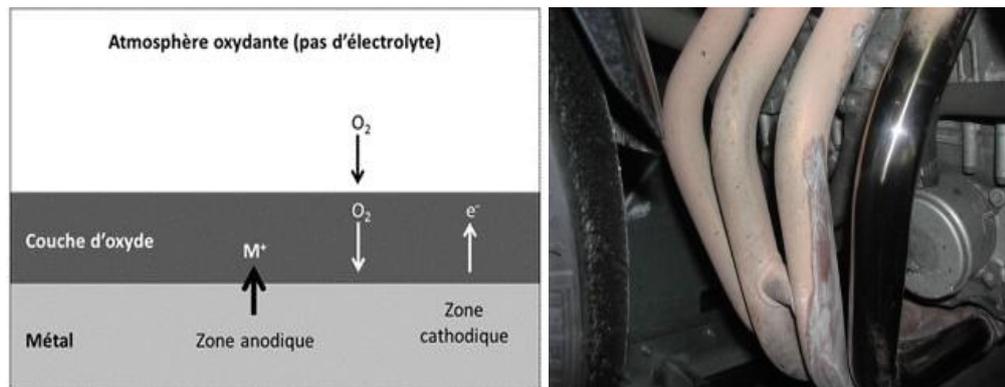


Figure I.1 : Mécanisme de la corrosion chimique (07)

I.1.5.2. Corrosion bactérienne

Appelé aussi bio-corrosion, C'est l'attaque bactérienne des matériaux métalliques, en particulier dans les canalisations enterrées et les réservoirs. En effet, le métabolisme du développement de certaines bactéries provoque la formation d'acide sulfurique qui attaque le métal. Dans le domaine pétrolier, il s'agit toujours de la corrosion bactérienne induite par les bactéries sulfurogènes en milieu anaérobie. Ces bactéries transforment les sulfates en hydrogène sulfuré qui se combine avec les sels ferreux pour donner un sulfure de fer. (06)

I.1.5.3. 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 (*Figure I.2*). (07)

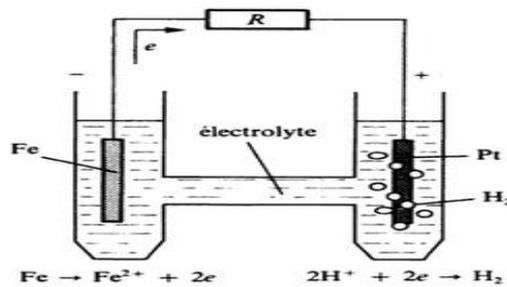


Figure I.2 : Pile de corrosion fer-platine en milieu acide, dissolution du fer et réduction des protons sur le platine. (06)

I.1.6. Potentiel d'électrode

C'est le potentiel que prend un métal par rapport à la solution de l'un de ses sels. L'électrode constituée par un métal plongeant dans une solution de l'un des sels est une électrode réversible puisque l'interface métal-solution ne se modifie pas avec le temps.



Il est possible de le calculer en utilisant la relation de NERNST :

$$E = E_0 + \frac{RT}{nF} \log \frac{[\text{Ox}]}{[\text{Red}]} \quad (\text{Eq.I.6})$$

Le potentiel de corrosion 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, de la température, de l'agitation du réactif et également de l'état de surface du métal. La réaction électrochimique n'est plus réversible puisque l'interface métal-solution se modifie avec le temps. Cependant, le potentiel de corrosion tend généralement vers une valeur stationnaire dépendant du métal et de la solution. (08)

I.1.7. Formes de la corrosion

I.1.7.1. Corrosion généralisée (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) (*Figure I.3*).

(14)

$$\text{Taux de corrosion en (mm/an)} = \frac{\text{Masse perdue(mg)} \times 8760}{\text{Surface (mm}^2\text{)} \times \text{densité(g/cm}^3\text{)} \times \text{temps(heures)}} \quad (\text{Eq.I.7})$$

❖ Classification :

Tableau I.2 : Classification du taux de corrosion (02)

Taux de corrosion	Tenue
< 0,05 mm/an	Excellent
0,05 à 0,130 mm/an	Bonne
0,130 à 1,25 mm/an	Satisfaisante
> 1,25 mm/an	Non satisfaisante

I.1.7.2. Corrosion localisée : ce phénomène survient au contraire lorsque le matériau est mis en présence d'un environnement présentant vis-à-vis de lui un comportement sélectif. Cette sélectivité peut avoir des origines multiples tant au niveau du matériau (*Figure I.3*). (14)

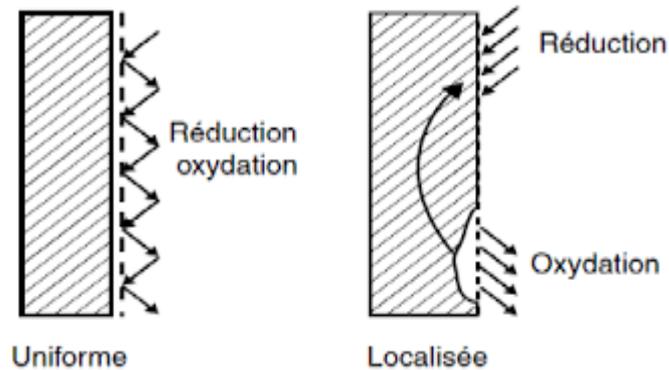


Figure I.3 : corrosion uniforme et corrosion localisée d'un métal

On distingue plusieurs types, à savoir :

- ✓ Corrosion galvanique : C'est une des formes les plus courantes de corrosion localisée en milieu aqueux. Elle est due à une hétérogénéité de l'attaque causée par des comportements spécifiques vis-à-vis de l'oxydant des différentes parties d'un composant métallique. Cette sélectivité des réactions est due à une hétérogénéité

provenant soit du matériau, soit du milieu ou des conditions physico-chimiques à l'interface (*Figure : I.4.1*). (14)

- ✓ Corrosion caverneuse: cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution stagnante dans des trous, sous des dépôts, des joints, ou dans des crevasses (*Figure : I.4.2*). (14)
- ✓ Corrosion par piqures : cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse. L'attaque se limite à des trous de très petit diamètre, très localisés et pouvant progresser rapidement en profondeur alors que le reste de la surface reste indemne. Une installation peut être perforée en quelque jour sans qu'une perte en poids appréciable de l'ensemble de la structure apparaisse (*Figure : I.4.3*). (14)
- ✓ Corrosion sélective : Est l'oxydation d'un composant de l'alliage conduisant à la formation d'une structure métallique poreuse (*Figure: I.4.4*). (04)
- ✓ Corrosion intergranulaire : Est une attaque sélective aux joints de grains. Souvent, il s'agit de phases qui ont précipité lors d'un traitement thermique. Les joints de grains sont le siège d'une corrosion localisée très importante, alors que le reste du matériau n'est pas attaqué. L'alliage se désagrège et perd toutes ses propriétés mécaniques (*Figure : I.4.5*). (04)
- ✓ Corrosion érosion : La corrosion-érosion résulte du mouvement relatif d'un fluide corrosif et d'une surface métallique (*Figure : I.4.6*). (14)
- ✓ Corrosion sous contrainte mécanique (csc) : ce mode de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une contrainte mécanique et d'un milieu corrosif (*Figure : I.4.7*). (14)
- ✓ Corrosion sous fatigue ou fatigue corrosion (FC) : la fatigue corrosion se distingue de la CSC par le fait que les contraintes appliquées ne sont plus statiques mais cycliques, les fissures sont généralement de type transgranulaire avec peu d'embranchement secondaires (*Figure : I.4.8*). (14)

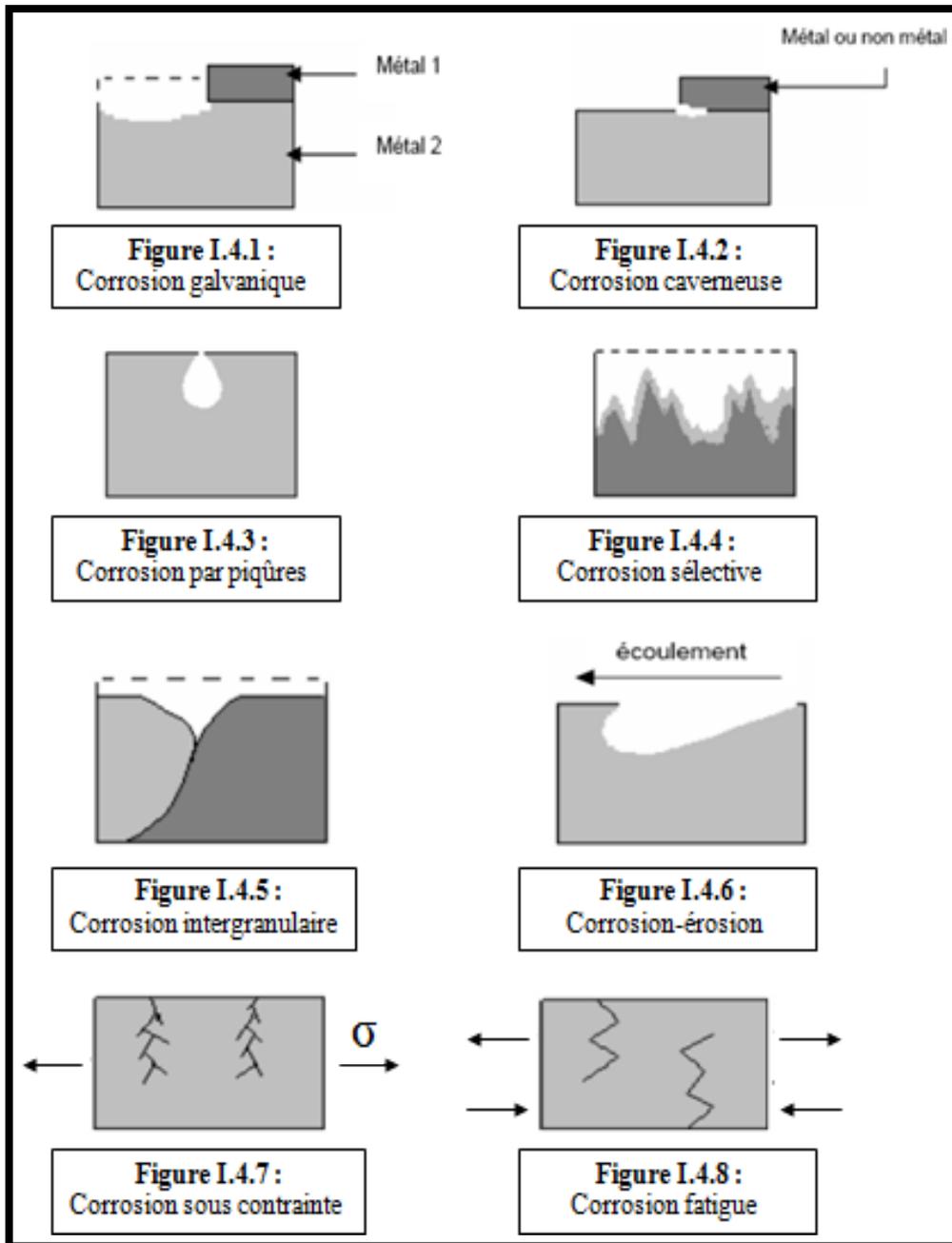


Figure I.4 : Les différents types de corrosion localisée

I.2. Corrosion des installations pétrolières

Les problèmes les plus importants posés par la corrosion dans les puits et conduites en acier au carbone sont causés par des substances chimiques conduisant à une acidification de l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel. Cette corrosion apparaît quand l'eau contenue dans le brut ou le gaz naturel entre en contact avec la paroi métallique pendant un temps

suffisant pour pouvoir amorcer une corrosion localisée, et ça quelque soit la teneur en eau de l'effluent. Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

- ❖ Le CO₂ dont la fonction est d'abaisser le pH provoquant une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.
- ❖ L'H₂S qui provoque des phénomènes de corrosion varies suivant la nature des métaux et les conditions de production. (02)

Cette corrosion peut toucher a priori toutes les installations de production en contact avec les effluents pétroliers bruts: (16)

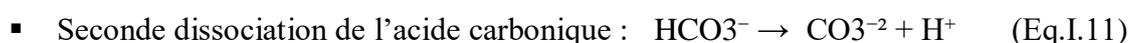
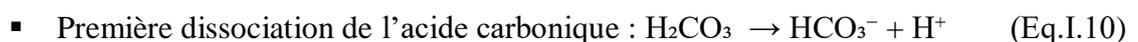
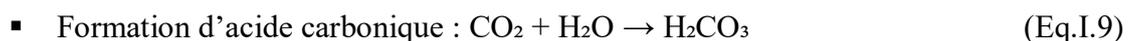
- Les équipements des puits pétroliers,
- Les équipements de surface,
- Les réseaux de collecte,
- Les lignes de transport.

I.2.1. Corrosion par CO₂ « Sweet corrosion »

Le gaz CO₂ sec n'est pas corrosif par lui-même aux températures courantes dans les installations de production d'hydrocarbures liquides ou gazeux. En revanche, le gaz CO₂ dissous dans l'eau devient corrosif de par son hydratation en acide carbonique H₂CO₃ et sa dissociation en ions bicarbonate et carbonate. (16)

Les carbonates sont dus à une précipitation par départ de CO₂ équilibrant, par augmentation de la température ou par une baisse de la pression. La formation est lente, car il y a des sursaturations qui durent longtemps. (15)

L'acidification d'une solution aqueuse par du gaz carbonique fait appel à trois réactions successives :



Cette dissolution de CO₂ va avoir comme premier effet de tamponner le pH et donc d'influer sur les réactions et les produits de corrosion formés. Les réductions de l'eau et du

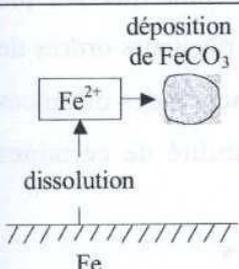
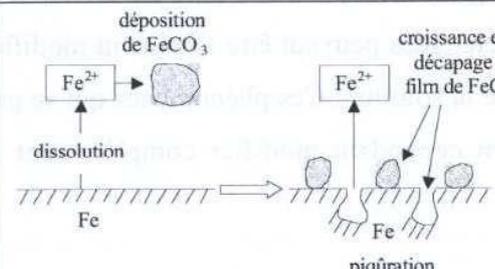
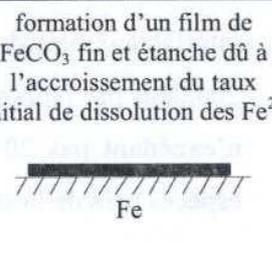
proton sont les réactions cathodiques attendues. Cependant, il est rapporté que le courant de dégagement cathodique de H₂ sur les aciers est plus élevé dans une solution contenant du CO₂ dissous que dans une solution d'acide fort de même pH. Ce phénomène peut s'expliquer par la présence d'acide carbonique et d'ions hydrogencarbonates qui peuvent être réduits directement à la surface de l'électrode selon les réactions suivantes : (11)



Le principal produit de corrosion observé lors de la corrosion en milieu CO₂ est la sidérite FeCO₃. Elle se forme lorsque la dissolution anodique du fer est couplée à la présence d'ions carbonates dans la solution, selon la réaction suivante (Tableau I.3) :



Tableau I.3 : Mécanisme de corrosion de l'acier par CO₂ et types de carbonate de fer formés (11)

Type 1	Type 2	Type 3
Basses températures (~ 40°C)	Températures intermédiaires (~ 100°C)	Hautes températures (~ 150°C)
Corrosion généralisée	Piqûration profonde	Anti-corrosion
 <p>déposition de FeCO₃</p> <p>Fe²⁺</p> <p>dissolution</p> <p>Fe</p>	 <p>déposition de FeCO₃</p> <p>Fe²⁺</p> <p>dissolution</p> <p>Fe</p> <p>croissance et/ou décapage du film de FeCO₃</p> <p>Fe²⁺</p> <p>piqûration</p>	 <p>formation d'un film de FeCO₃ fin et étanche dû à l'accroissement du taux initial de dissolution des Fe²⁺</p> <p>Fe</p>

I.2.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion »

Les sulfates proviennent d'un mélange de deux eaux. L'une avec des ions alcalino-terreux (baryum, strontium, calcium) et l'autre avec des ions sulfates (SO₄). Le dépôt se constitue donc au moment du mélange et une de ses caractéristiques principales est une cinétique de formation immédiate. On les retrouve dans la formation (à cause de l'injection d'eau), et le risque principal est donc de colmater des zones de drainage ou de venir modifier

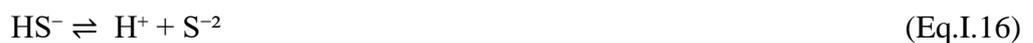
les conditions de production aux environs du puits (gravel-pack, perfos, liaison couche trou, etc.) (Figure I.5). (15)



Figure I.5 : Dépôt de sulfates (15)

La corrosion en milieu pétrolier est également liée le plus souvent à la présence d'hydrogène sulfuré H_2S . Comme H_2S est plus soluble mais moins acide que CO_2 , le pH final de la solution aqueuse est très proche pour une même pression partielle de H_2S ou de CO_2 . Les produits de la corrosion généralisée sont des sulfures de fer qui, en général, forment des dépôts ayant un caractère assez protecteur. (11)

Les vitesses de corrosion augmentent avec la teneur en H_2S , du moins sur des périodes courtes. Cette augmentation serait principalement due à une accélération de la réaction cathodique de réduction de l'hydrogène. En phase aqueuse, H_2S peut conduire à la formation de deux espèces dissoutes (HS^- et S^{2-}) et la production de deux protons selon les équations suivantes :



I.2.3. Corrosion des bacs de stockage

Les réservoirs de stockage industriels et leur contenu constituent des biens de valeur qui ont besoin d'être protégés.

Pendant le fonctionnement, Les reservoirs subissent de la corrosion à l'extérieur et à l'intérieur.

Le côté extérieur du reservoir se tache sous l'influence de l'humidité atmosphérique et des vapeurs de substance agressive contenues dans l'air. (18)

L'humidité peut s'accumuler au niveau de la liaison au sol ou du chemin de roulement sous la base du réservoir et entrainer la corrosion de la base du réservoir, La corrosion de la base d'un réservoir est souvent causée par les raisons suivantes :

- Tassement du réservoir de stockage ;
- Immersion par intermittence dans l'eau de pluie ;
- Trous localisés entre le réservoir et sa base ;
- Isolation saturée provoquant de la corrosion sous isolation localisée sévère ;
- Défaillance des joints en mastic ;
- Fissuration et retrait des applications bitumineuses ;
- Systèmes de gicleurs d'incendie créant une accumulation d'eau autour de la base ;
- Systèmes d'inondation de cuve ;
- Expansion et contraction du réservoir ;
- Défis entretien traditionnels ;

La corrosion interieure dépend essentiellement de la fréquence de chargement du réservoir en produits pétroliers, de la composition chimique des produits, de la présence d'eau dans le carburant, le rythme et caractéristique de processus de corrosion sont les plus évidents sur la surface intérieur des réservoirs aux point de séparation de deux structures : produit pétrolier- eau de fond, produit pétrolier- mélange gaz-vapeur.

L'humidité et la température de l'atmosphère extérieure, ainsi que la résistance à la corrosion de l'acier, influencent tous l'intensité de la corrosion. (19)

I.2.4. Corrosion des canalisations par bactéries

Ces bactéries sont responsables de plus de 77% des phénomènes de corrosion «Biologique » rencontrés dans le domaine pétrolier et de 50% des corrosions rencontrées au niveau des canalisations enfouies.

La notion de biocorrosion est souvent associée à celle de biofilms ou voiles biologiques. La formation d'un biofilm sur les surfaces exposées en milieu naturel se fait selon plusieurs étapes. La première de ces étapes correspond à l'adsorption de macromolécules présentes dans le milieu ou secrétées par les micro-organismes vivant dans ce milieu. Ces macromolécules organiques s'absorbent dès l'immersion du matériau dans le milieu et vont alors constituer le film primaire. Ce film, en modifiant certaines propriétés de surface du matériau, va faciliter l'attachement ultérieur des bactéries. Cet attachement intervient lui-même en deux étapes successives, correspondant, dans un premier temps, à une fixation réversible des bactéries sur le support, et, dans un second temps à l'adhésion irréversible de ces micro-organismes aidée pour cela par la sécrétion de polymères extracellulaires. Par la suite, si les conditions leur sont favorables, ces bactéries vont se développer sous forme de microcolonies et ces colonies vont pouvoir s'étendre sur toute la surface, créant alors ce que l'on peut appeler le voile bactérien. Cette colonisation bactérienne est suivie par le développement de cellules eucaryotiques, différentes selon les milieux concernés (*Figure I.6*). (13)

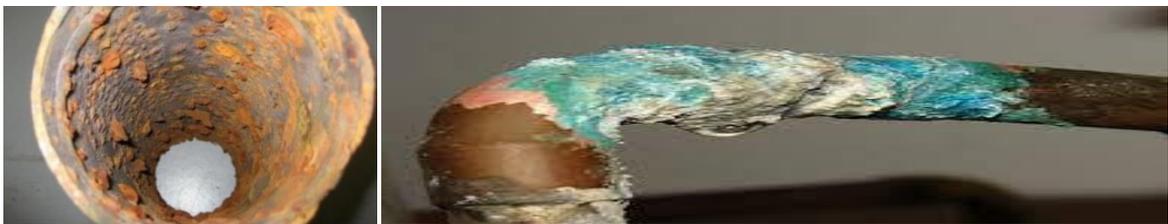


Figure I.6 : *corrosion des canalisations par bactéries*

I.3.La protection des métaux contre la corrosion

La prévention de la corrosion doit commencer déjà dans la phase de planification. En d'autres mots, on doit prendre en considération la corrosion depuis le début d'un projet et jusqu'à sa réalisation. Il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet. En plus, la solution adoptée doit être compatible avec les prescriptions concernant la protection de l'environnement naturel et doit permettre le recyclage ou l'élimination des différents composants à la fin de leur utilisation. La lutte contre la corrosion englobe les méthodes suivantes : (10)

- Prévention par une forme adaptée des pièces ;
- Prévention par un choix judicieux des matériaux ;

- Protection par revêtements ;
- Protection par inhibiteurs ;
- Protection électrochimique.

I.3.1. Prévention par une forme adaptée des pièces

En donnant une forme adaptée aux objets, l'ingénieur constructeur peut diminuer les risques de corrosion. En effet, la forme d'un objet peut influencer sa durée de vie de façon déterminante (*Figure I.7*). (04)

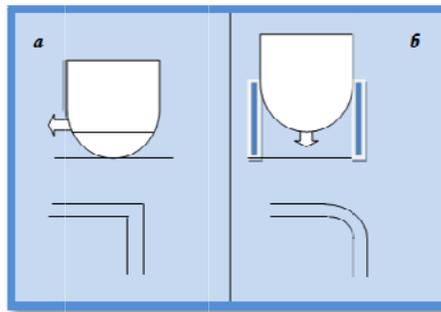


Figure I.7: Diminution du risque de corrosion: risque plus élevé pour (a) que pour (b). (04)

I.3.2. Prévention par un choix judicieux des matériaux

Le choix du matériau doit principalement tenir compte des influences défavorables du milieu et des conditions de fonctionnement. Il n'existe pas de métaux ou alliages qui ont une résistance absolue à la corrosion, mais on connaît uniquement des matériaux résistants à la corrosion dans certains milieux agressifs.

Et le comportement à la corrosion n'est qu'un critère parmi tant d'autres dans le choix des matériaux. La résistance à la corrosion est une propriété du système métal-milieu et non du métal seul. (12)

I.3.3. Protection par revêtements

I.3.3.1. Les revêtements métalliques :

Les revêtements constituent une barrière physique entre le milieu agressif et le métal à protéger. Leur efficacité dépend de leur propre comportement vis-à-vis du milieu agressif ainsi que de l'intégrité du revêtement. On distingue : (02)

Revêtements cathodiques (ou nobles)

Le chrome, le nickel ou le cuivre forment des revêtements plus nobles qu'un substrat en acier, contrairement au zinc, au cadmium ou l'aluminium. Dans les deux cas, la couche forme une barrière entre le métal de base et le milieu corrosif. (10)

Revêtements anodiques (ou sacrifiés)

Lorsque le dépôt est moins noble que le substrat, le phénomène s'inverse. Le dépôt joue le rôle de l'anode et se détériore, alors que le substrat cathode, reste protégé. En plus, il faut noter que la durée de vie du revêtement est proportionnelle à son épaisseur. (10)

I.3.3.2. 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 : (10)

- Les peintures et vernis ;
- les bitumes ;
- Les revêtements polymétriques.

I.3.4. Protection par d'inhibiteurs

Les inhibiteurs de corrosion constituent un moyen de lutte original contre la corrosion des métaux et des alliages. L'originalité vient du fait que le traitement anti-corrosion ne se fait pas sur le métal lui-même mais par l'intermédiaire du milieu corrosif. Selon la norme ISO8044, un inhibiteur est une « substance chimique ajoutée au système de corrosion à une concentration choisie pour son efficacité ; celle-ci entraîne une diminution de la vitesse de corrosion du métal sans modifier de manière significative la concentration d'aucun agent corrosif contenu dans le milieu agressif». (12)

Il est possible de distinguer :

L'adsorption physique : résulte d'une interaction électrostatique entre les ions ou les dipôles des molécules organiques et la surface du métal électriquement chargée. Une caractéristique importante de cette adsorption est sa « quasi-réversibilité ». Elle dépend de la charge de la surface et de celle de l'inhibiteur (*Figure I.8*). (16)

La chimisorption : est le plus important type d'interaction entre un inhibiteur et un métal. Le processus d'adsorption chimique met en jeu un transfert ou un partage d'électrons entre les molécules d'inhibiteur et les orbitales vacantes de la surface du métal. Ceci permet de former des liaisons de coordination ou des liaisons covalentes. La chimisorption est un phénomène irréversible et spécifique pour chaque métal. C'est un processus lent, dépendant de la température et caractérisé par une grande énergie d'activation. (16)

La liaison hydrogène : contribue à l'adsorption d'une molécule d'inhibiteur sur une surface métallique recouverte d'une couche d'oxyde. Lorsqu'elle n'est pas trop forte, la liaison hydrogène est considérée comme une liaison électrostatique. (16)

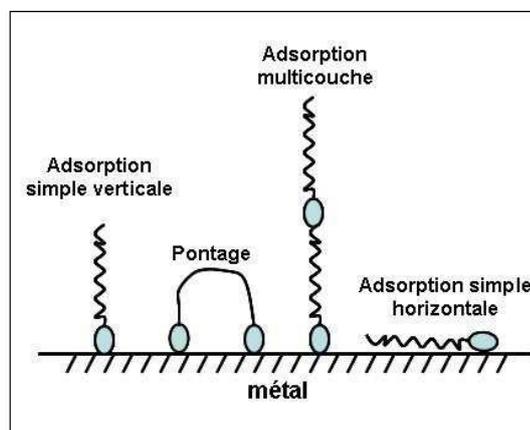


Figure I.8 : Schéma récapitulatif des modes d'adsorption (16)

I.3.4.1. Classement d'inhibiteurs

Les classes d'inhibiteurs Il existe plusieurs façons de classer les inhibiteurs de corrosion. Généralement, ils sont classés en fonction de leur domaine d'application, de la formulation des produits, de la réaction électrochimique inhibée, ou du mécanisme réactionnel mis en jeu.

Dans la classification relative au domaine d'application, on peut distinguer les inhibiteurs de corrosion utilisés en milieux aqueux, organiques ou gazeux. Ceux utilisés en milieux aqueux sont choisis en fonction du pH du milieu : en milieu acide, ils sont utilisés afin d'éviter l'attaque chimique de l'acier lors d'une opération de décapage ou de détartrage et en milieu neutre/alcalin, ils sont souvent utilisés pour protéger les conduites des circuits de refroidissement. Les inhibiteurs utilisés en milieu organique sont incorporés dans les lubrifiants pour moteurs, dans l'essence ou dans les peintures. Les inhibiteurs en phase gazeuse sont employés pour protéger les objets métalliques pendant leur transport et stockage. Pour cela, des composés organiques ayant une pression de vapeur élevée sont souvent utilisés. (12)

I.3.5.La protection électrochimique

La protection électrochimique doit son originalité au fait qu'elle consiste à agir de manière contrôlée sur les réactions d'oxydation et de réduction qui se produisent lors du phénomène de corrosion. En effet, cette méthode consiste à imposer au métal à protéger une valeur de potentiel pour laquelle la vitesse d'attaque devient très faible, voire nulle. (12)

On distingue :

I.3.5.1.La protection cathodique

Elle consiste à diminuer le potentiel d'électrode du métal, ou bien d'abaisser le potentiel du métal à protéger à une valeur inférieure du potentiel de protection en dessous duquel la réaction d'oxydation du métal devient négligeable. Cet abaissement du potentiel est obtenu par passage d'un courant entre la surface à protéger (cathode) et une électrode auxiliaire (anode) (*Figure I.9*). (12)

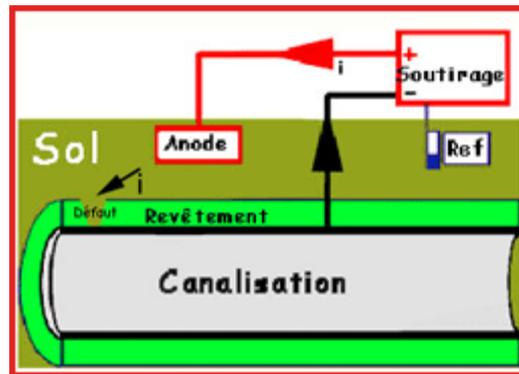


Figure I.9 : protection cathodique d'une canalisation enterrée par anodes sacrificielles

I.3.5.2. La protection anodique

Son principe repose sur la propriété que possèdent certains métaux et alliages de se passiver dans un milieu donné, lorsqu'ils sont parcourus par un courant anodique. Avant d'employer cette méthode, il est nécessaire d'avoir recours à des essais préliminaires permettant de déterminer la densité de courant correspondant à l'établissement de la passivité ainsi que le domaine de potentiel pour lequel le matériau reste passif, c'est-à-dire l'étendue du palier de passivité. (12)

Chapitre II :

Etude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion dans
les puits gaziers et les puits pétroliers RB57

II.1.Problème de corrosion dans hassi r'mel

Le phénomène de corrosion pose des problèmes néfastes à l'intérieur et à l'extérieur des équipements de production de gaz brut à HR, tel que le percement et l'éclatement des conduites, la perte de circulation de l'effluent, etc. En général l'origine de cette corrosion est assez complexe, elle se déclenche par la présence de dioxyde de carbone 0.20 % mol du gaz brut dans les conditions d'exploitation favorables engendrant formation de l'acide carbonique H_2CO_3 et donc l'initiation de la corrosion.

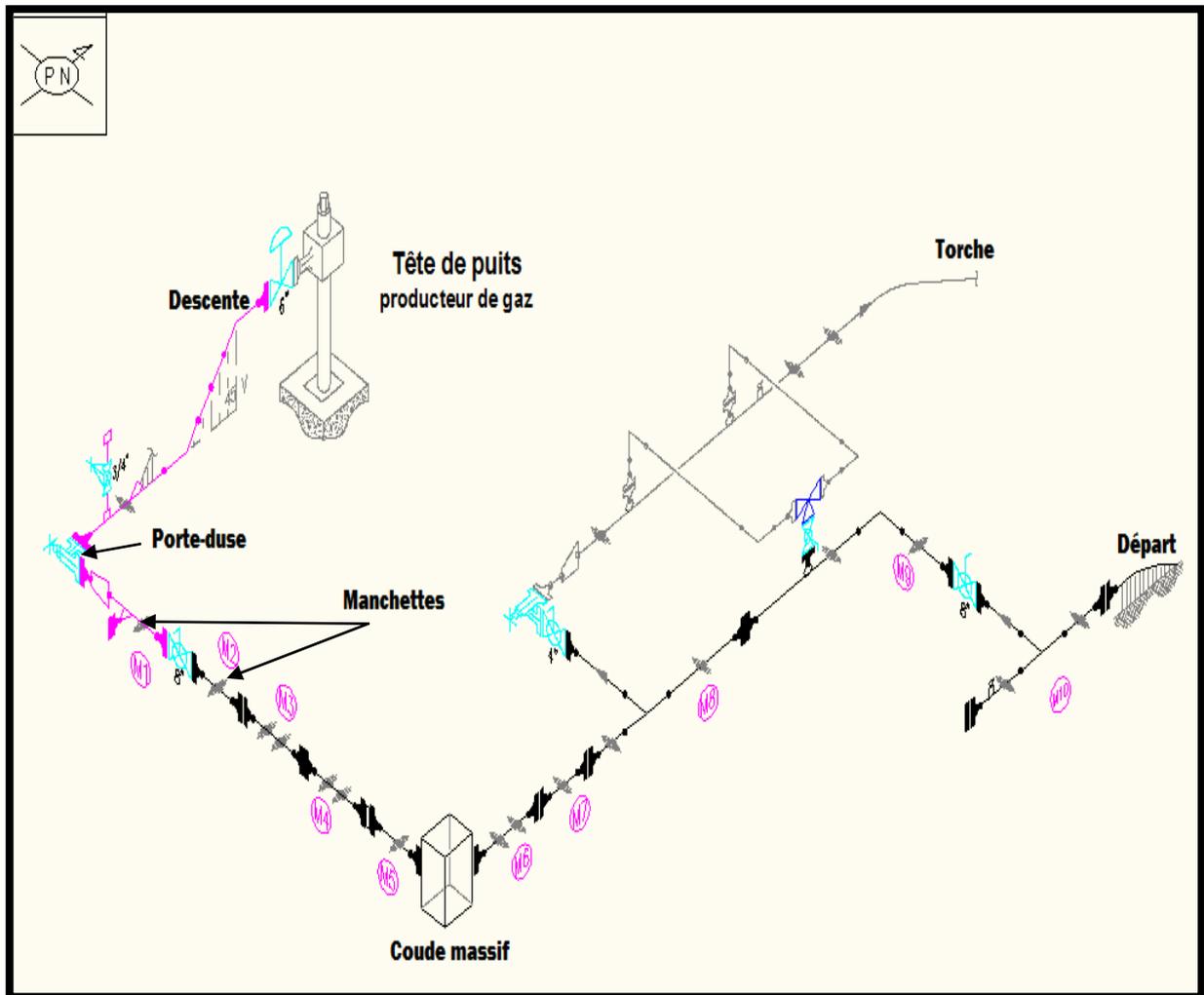


Figure II.1 : L'installation de surface d'un PPG de la tête du puits jusqu'au départ versle manifold

II.1.1. Position du problème de corrosion dans le champ hassi r'mel

La corrosion a un effet négligeable sur le tubing de production, la tête du puits, la descente, et la première manchette, car ils sont fabriqués en acier inoxydable. Pour le reste des équipements la corrosion affectée est de type localisée à l'intérieur du piping, qui est provoquée par l'attaque chimique de CO₂ contenu dans l'eau, ce phénomène est accentué par l'effet mécanique de l'érosion du fait que la vitesse d'écoulement du gaz peut atteindre 11m/s, et les équipements affectés par cette corrosion sont :

- ✓ Les équipements de surface des puits : les manchettes en acier au carbone situées en aval de porte- duse sont soumises à des régimes hydrodynamiques sévères dus à la variation géométrique de la conduite,
- ✓ Les jonctions, manifolds des puits producteurs de gaz et les différents collecteurs,
- ✓ La corrosion se manifeste surtout au niveau des codons de soudures et des génératrices inférieures en particulier, car en relie entre deux manchettes par la soudure d'une bride, les points bas des collecteurs de la dénivellation du relief constituent un siège favorable à la stagnation de la phase aqueuse agressive et les coudes où les phénomènes d'érosion atteignent son maximum.



Figure II.2.1 : Percement de manchette de transport



Figure II.2.2 : Percement de manchette de transport

Figure II.2 : Les différentes localisations de corrosion interne

La corrosion externe ne formera pas sur ces équipements, grâce à leur revêtement externe par la peinture, ainsi que le climat dans cette région est sec.

II.1.2. La corrosion des conduites enterrées

Les conduites enterrées peuvent subir à une corrosion externe suite :

- à la formation d'une pile électrochimique entre le terrain et la conduite sous l'effet

de l'hétérogénéité du sol,

- à l'attaque agressive des produits chimiques infiltrés dans le sous-sol, qui proviennent de la boue de forage ou le ciment rejetés en surface du sol,
- au croisement de deux conduites, l'une est protégée et l'autre est non protégée, ce qui engendre la formation d'une pile électrochimique par la transformation de la conduite non protégée en anode par rapport à la conduite protégée.



Figure II.3.1 : Percement d'une conduite enterrée (vue interne)



Figure II.3.2 : Percement d'une conduite enterrée (vue extene)

Figure II.3: La corrosion externe d'une conduite enterrée

II.1.3. Inspection et détection de la corrosion

La corrosion a plusieurs causes, et ses effets sont multiples. En conséquence, il n'existe aucune méthode fournissant toutes les réponses. Cependant une combinaison de plusieurs méthodes permet de mieux cerner les problèmes et d'identifier les solutions.

La surveillance périodique doit être très rigoureuse, afin d'éviter les défaillances, car elle est nécessaire pour une longue durée de vie de nos équipements.

II.1.4. Les techniques d'inspection

Le département inspection/corrosion à HR a été établi un programme du contrôle aide à la détection de la corrosion, et ce dernier contient les méthodes du contrôle suivantes :

- Le contrôle visuel
- Les essais au laboratoire.

➤ **Le contrôle visuel**

Ce type d'inspection s'applique à l'état de l'équipement pour rechercher à l'œil toute corrosion de la surface du métal. Cette inspection préliminaire, dans la plus part des cas, ne permet de déceler que des défauts majeurs à l'œil nu, et parmi ces défauts on peut citer :

- La déformation excessive (perte définitive de la géométrie originale de l'équipement),
- La perte d'épaisseur de l'équipement.



Figure II.4 : *Le contrôle visuel des conduites corrodées*

Néanmoins, ce type d'inspection peut guider l'inspecteur dans l'analyse des causes et de la nature des dégradations (comme la corrosion galvanique suite à l'assemblage de deux matériaux de nature différentes).

➤ **Les essais au labo**

▪ **Dosage de fer :**

Principe

Le suivi du fer est d'une importance primordiale dans le volet de corrosion, l'analyse se porte sur le dosage des ions de fer présent dans l'eau par l'EDTA.

Produits utilisés :

- Echantillon d'eau à analyser.
- Éthylène Diamine Tétra-Acétique E.D.T.A.
- Soude caustique (NaOH)
- Acide chlorhydrique (HCl)
- Acide Sulfosalicylique.

- Eau distillée.

Matériels utilisés :

- Becher.
- Burette
- Pipette
- Pro-pipette
- Agitateur magnétique
- Barreau magnétique

Mode opératoire :

Prendre un volume de 20 ml de l'échantillon, ajouter 1 ml de HCl et chauffer pendant 3 min. Laisser refroidir puis ajouter cinq (5) gouttes de l'acide sulfosalicylique. Ajuster la valeur du pH entre 2,22 et 2,26 avec la solution de NaOH. Titrer avec l'EDTA jusqu'à obtention d'une couleur jaune très clair, noter le volume V du titrage.(02)

Calculs

La concentration du fer en ppm (mg/l) est donnée par la formule suivante :

$$[\text{Fer}] = V * 30.$$

II.1.5. Test d'inhibiteur

II.1.5.1. L'utilisation des inhibiteurs

L'inhibition chimique reste la méthode la plus utilisée universellement pour combattre la corrosion interne dans l'industrie pétrolière et gazière. Le choix d'un inhibiteur donné doit tenir compte :

- Des matériaux à protéger,
- De la nature des effluents,
- Des vitesses des fluides et du régime d'écoulement.

II.1.5.2. Critères de sélection d'un inhibiteur à HR

a- Adaptation au process du traitement de gaz brut :

- Eviter d'avoir une émulsion eau/condensat,

- Eviter le moussage du glycol,
- Voir sa compatibilité avec d'autres produits du process.

b- Rendement de l'inhibition :

- Viser un pH de 6.5 ± 0.2 ,
- Viser une vitesse de corrosion acceptable $< 100 \mu\text{m}/\text{an}$,
- Viser un rendement maxi.

c- Propriétés des inhibiteurs

- La solubilité,
- La tension-activité,
- La densité,
- La viscosité.

II.1.5.3. Procédure du traitement

Le traitement par inhibiteur de corrosion BEKER s'effectue par une injection continue dans la première manchette en aval de porte-duse à l'aide d'une pompe doseuse alimentée par des panneaux solaires et calibrée pour donner la concentration optimale de l'inhibiteur.

Le traitement continu est réalisé en deux étapes :

- a) La première consiste à réaliser un traitement choc nécessaire à la formation du film de l'inhibiteur (la période de cette étape peut atteindre 24 heures),
- b) La deuxième étape consiste à entretenir le film, la concentration de l'inhibiteur est réduite à une faible dose dans ce mode du traitement, et l'opérateur doit veiller au bon fonctionnement des pompes doseuses et à la disponibilité permanente de l'inhibiteur de corrosion.



Figure II.5 : *Point d'injection de l'inhibiteur de corrosion au niveau du puits*



Figure II.6 : *Pompe doseuse responsable à injecter l'inhibiteur de corrosion*

II.1.5.4. Principe d'un essai industriel

L'inhibiteur fourni par le fournisseur doit être soumis à un ensemble de tests s'appelle "essai industriel" avant d'être utilisé dans le champ. Cet essai contient plusieurs étapes à suivre pour une durée de vie peut atteindre 6 mois ou plus :

- ✓ Période d'observation du process et des analyses chimiques avant inhibition,
- ✓ Période de filmage (24 à 48 heures) 20 à 50 g/m²/jour pour former une couche protectrice à la surface du métal,
- ✓ Optimisation du taux d'injection en fonction des résultats,
- ✓ Période d'observation du process et des analyses chimiques après

injection. Cette période assez longue nous permet de contrôler l'efficacité de l'inhibiteur, ses répercussions sur le process et de vérifier le rendement de l'inhibition.

II.1.6. Etude d'efficacité de l'inhibiteur BEKER

Cette étude permet d'évaluer l'efficacité de cet inhibiteur sur nos équipements de production de surface après l'injecter entre la tête du puits et la duse, et de faire mesurer la vitesse de corrosion, et d'effectuer des analyses au laboratoire sur les échantillons d'eau prélevés.

II.1.6.1. Evolution du pH et de teneur en fer

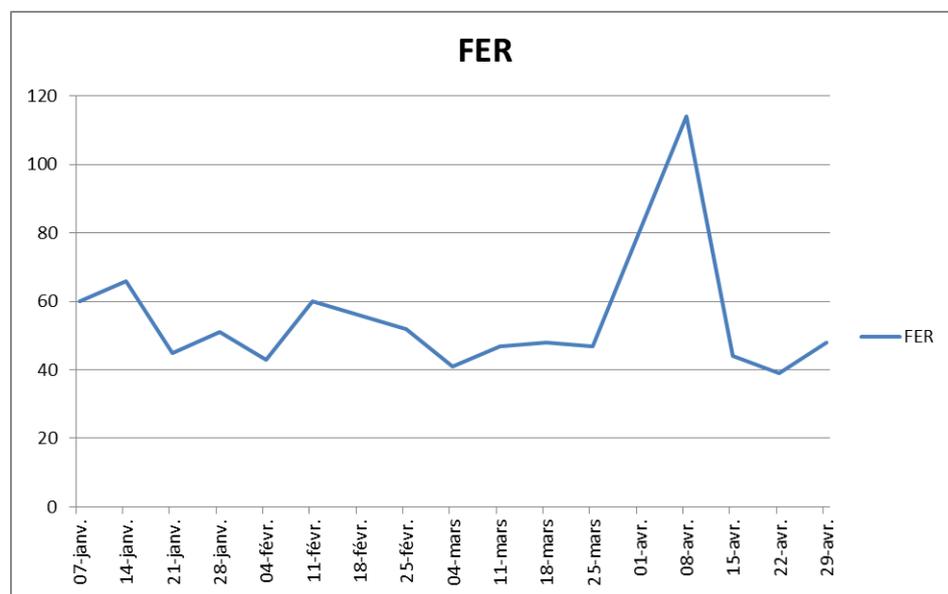


Figure II.7 : L'évolution du taux de fer à l'injection du BAKER au niveau du puits

Figure II.7 : on observe remuer dans les valeurs de fer pendant 07/01 à 25/03, après une augmentation direct (44 ppm à 114 ppm) et diminution de teneur de fer de 44 ppm à cause de l'arrêt de la pompe.

II.2. Présentation du Champ de Rhourd Elbaguel

Le champ de Rhourde El-Baguel est situé à 90 km de Hassi Messaoud sur la bordure ouest du bassin Ghadamès et à 1000 km d'Alger dans la partie nord-est du Sahara Algérien. Rhourde El-Baguel fait partie de la commune d'El-Borma (245 km de Rhourde El-Baguel et de 10 km des frontières Tunisienne), Daïra Hassi Messaoud, Wilaya de Ouargla. Le champ de Rhourde El-Baguel s'étend du sud ouest au nord-ouest sur une longueur de 11, 2 km et une largeur de 7 km. Les réserves du gisement ont été estimées à 461 millions de mètres cube. Actuellement, le gisement possède 53 puits producteurs et de 12 puits injecteurs. La production journalière est estimée à 20 mille barils.

II.2.1. Position du problème dans le champ du REB

Il existe 49 puits producteurs d'huile à partir desquels le pétrole brut est produit. De cette huile, l'eau et du gaz sont également extraits: environ 20 millions mètres cube de gaz sont réinjectés chaque jour pour maintenir la pression du gisement.

L'huile issue des puits est rassemblée à l'aide de 3 manifolds (Nord, Plant et Sud).

Au niveau de champ REB, le CO₂ est un agent corrosif présent dans les installations pétrolières en quantité plus ou moins importante, cette corrosion concerne tous les équipements de production d'huile, pour lesquels il peut y avoir un contact d'eau libre contenant de l'acide carbonique avec les aciers au carbone et faiblement alliés.

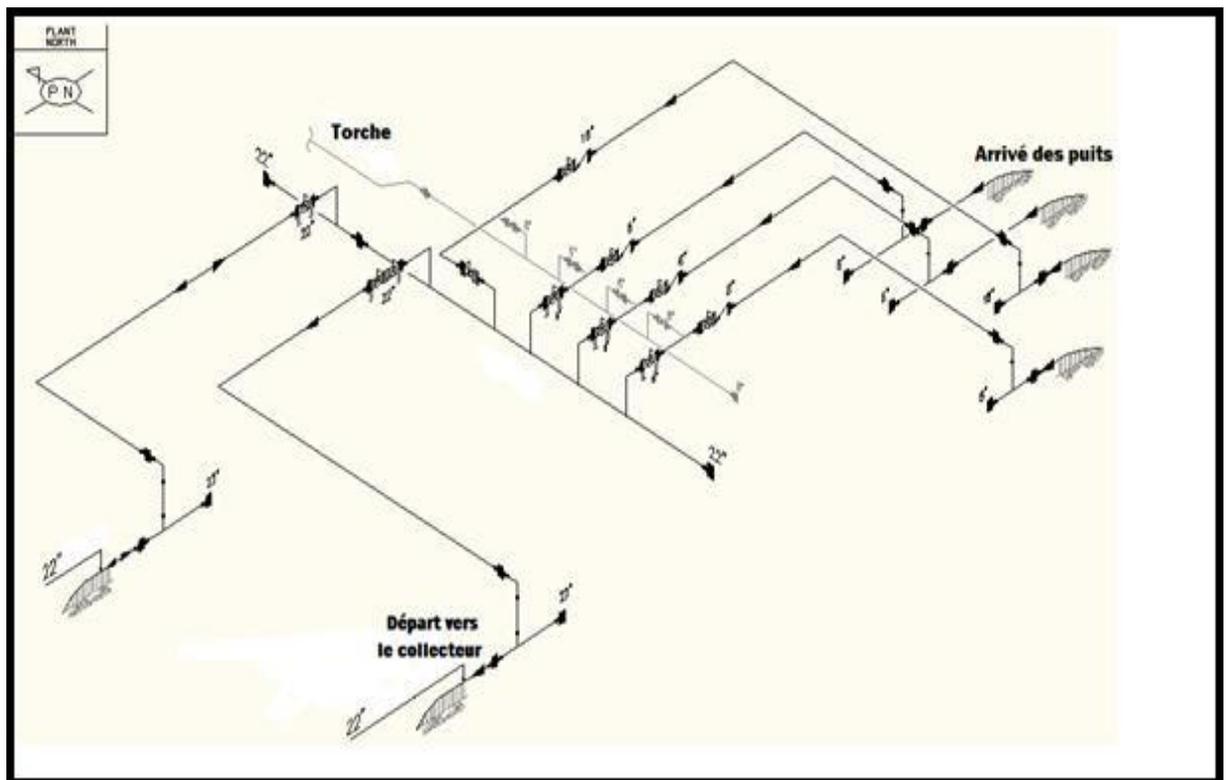


Figure II.8 : L'installation de surface d'un manifold

II.2.2. Position de problème de corrosion de REB

L'objectif principal de ce travail est :

- sélectionner des inhibiteurs de corrosion pouvant protéger avec efficacité les lignes de production d'huile et les installations du centre de traitement des hydrocarbures.

- D' effectuer un test industriel de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 de la firme BAKER HUGHES dans le circuit huile.

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion a été réalisée sur le puits producteur d'huile RB57 jusqu'à l'arrivée sur manifold huile sud RB57.

L'arrêt de l'injection du produit de traitement existant a été réalisé en mois de décembre 2015 au niveau du circuit test. Après inspection du circuit et vérification de l'état de fonctionnement des pompes d'injection du produit et la désorption total de l'inhibiteur existant (obtention d'une vitesse de corrosion à blanc); le test a été lancé le 08.03.2016 à 17h00.

II.2.3. Méthodologie du test industriel

II.2.3.1. Choix du circuit retenu pour le test industriel

Le puit producteur d'huile RB57 jusqu'à l'arrivée sur manifold huile sud RB57 représente le circuit test.

Tableau II.1: Les paramètres du circuit huile - puits producteur d'huile RB57 du 17/02/2016

Paramètre	T (°C)	Pression Bar	Ø	Longueur (m)	Q _{eau} m ³ /j	Q _{huile} m ³ /j	Q _{gaz} Sm ³ /j	Système
Tête puits RB57	54	42,5	6'	48				
Arrivée sur manifold du puits RB57	54	33,5	8'	988	7,01	57,30	819634	HP

Tableau II.2: Résultats de la sonde ER et dosage du fer du système à blanc du circuit huile Tête puits RB#57 - Arrivée sur Manifold Sud RB#57.

Paramètre	Résultats	Période
V _{corr} à blanc	9,12 MPY 0,23 mm/an	Du 14/02/16 au 07/03/16
Taux de Fer C _{Fer} arrivée sur manifold RB#57	592 mg/l	07/03/16 dernier échantillon avant démarrage de l'injection à 17h00
pH arrivée sur manifold RB#57	5,2	

II.2.3.2. Caractéristiques physiques du produit testé

Les caractéristiques physiques de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 de la firme BAKER HUGHES sont :

Aspect à 20 °C : Liquide

Couleur : marron

Odeur: Caractéristique

Densité à 20°C : 1.06 g/Cm³

Solubilité : Soluble dans l'eau.

Point d'ébullition : 100 °C

Point de congélation : < 60°C

II.2.3.3.Méthodes d'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion

Les méthodes d'évaluation de l'efficacité de protection par l'inhibiteur contre la corrosion au niveau du puits RB 57 jusqu'à l'arrivée sur manifold huile sud RB 57 sont :

- Vitesse de corrosion déterminée par la mesure de la résistance électrique de l'interface métal/fluide (sonde ER).
- Vitesse de corrosion déterminée par la perte de poids des coupons de corrosion installés au niveau du puits et au niveau du manifold.
- Dosage du fer et mesure du pH

II.2.3.4.Description des méthodes de travail

➤ La Sonde ER

Les sondes à résistance électrique exploitent le principe simple de l'accroissement de la résistance électrique provoqué par la diminution de son épaisseur ou celle du métal conducteur. L'accroissement de la résistance électrique du métal corrodé est mesuré en relation avec celle correspondant à l'élément de référence.

Les sondes de type ER sont conçus comme des coupons "intelligents", facilitant ainsi des mesures simples de corrosion sans devoir extraire la sonde et interrompre son service pour une certaine période. Les sondes de type ER sont généralement vues comme relativement insensibles; la sonde ne fournit pas une réponse immédiate aux changements des conditions de corrosion/changement du taux de corrosion. Leur degré de sensibilité peut être amélioré en diminuant l'épaisseur de l'élément, ce qui compromet tout de même la durée de vie de la

sonde. La vie de la sonde correspond à la durée où la moitié de son élément est dégradé par la corrosion (élément de configuration à bande ou tubulaire).

Pour les éléments de type filament la période de vie correspond à la perte du quart du diamètre. Les sondes ER peuvent être employées dans une gamme variée d'environnements et spécialement dans des conditions de basse conductivité et non humide, où l'emploi des techniques électrochimiques est inadapté. Les éléments de référence non sujet à la corrosion servent également pour compenser les effets de changement de la température sur la résistance.

Les sondes ER sont largement utilisées dans l'industrie du pétrole et du gaz.

Remarque :

Les précipités de nature conductrice comme les ions sulfures ou des matières carbonées sur les éléments de la sonde peuvent provoquer des distorsions sur les mesures. Ceci est de relevance particulière dans les environnements acides du pétrole et gaz, dans certaine forme de corrosion microbienne comme les attaques SRB (Bactéries Sulfato-Réductrices).(20)

➤ **Méthode de coupon**

Le coupon est la pièce de métal prédéterminé en forme, dimensions et surface, généralement produit à partir des matériaux similaires ou de même composition chimique que la tuyauterie ou le récipient que l'on veut monitorer, il y est reproduit de façon similaire la finition superficielle du matériau exposé aux phénomènes de corrosion.

La perte en poids et les autres changements sur le coupon peuvent être interprétés comme une perte de poids de la tuyauterie ou du récipient. Les coupons peuvent être fabriqués selon différentes configurations pour divers matériaux, le matériau doit être particularisé et fabriqué sur commande pour correspondre aux exigences de l'installation. Les coupons sont fabriqués selon la spécification NACE marqué d'un numéro de série unique pour son identification.

Chaque coupon est fourni d'un certificat authentifiant son numéro de série, son poids en grammes, ses dimensions et son matériau de fabrication.

Chaque coupon est emballé individuellement dans une enveloppe anti-moisissure, pour un an de résistance / protection à la corrosion.

Les coupons sont généralement sablés et fournis avec des isolants pour le montage. Tous les accessoires de montage sont fournis avec le porte-coupon.(20)

II.2.4. Déroulement du test industriel de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133

Etape 1: Arrêt du traitement de l'inhibiteur de corrosion existant et attente de la désorption totale du film protecteur. Cette désorption est vérifiée par des lectures journalières de la sonde ER.

Etape 2: Installation de la sonde ER au niveau de la ligne de production du puits RB57.

Etape 3: Préfilming avec surdosage par l'injection d'un volume de l'inhibiteur de corrosion calculé par rapport à un taux de recouvrement de 50 g/m².

Etape 4: Installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' du puits RB 57 et au niveau de l'arrivée sur manifold sud huile du puits RB 57, après démarrage du préfilming.

Etape 5: Optimisation par l'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 à un débit de 30 ppm au niveau du circuit huile pendant 10 Jours (1^{er} palier d'injection).

Etape 6: Injection du VRC (Vender Recommended Concentration) à 25 ppm pendant 15 jours. Au cours de cette étape, la vitesse de corrosion est calculée par la sonde ER.

Etape 7: Arrêt de l'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 au niveau du puits test. Pendant cette période, le temps de désorption du film sera évalué sur une période de 07 jours ainsi que la vitesse de corrosion sans traitement.

Etape 8: Extraction des coupons de corrosion après une durée d'exposition de 45 jours, et détermination de la vitesse de corrosion par la perte de poids des coupons.

Toutes les étapes citées ci-dessus ont été approuvées par les trois parties et décrites sur un procès verbal.

II.2.4.1. Arrêt du traitement de l'inhibiteur de corrosion existant (étape1)

L'arrêt du traitement de l'inhibiteur existant a été réalisé en mois de décembre 2015 au niveau du circuit test puits producteur d'huile RB57.

Le remplissage des Bacs par le produit à tester CRW 83133 de la firme BAKER ainsi que le rinçage du circuit d'aspiration et de refoulement de l'unité d'injection on été effectués le 06.03.16 et le 07.03.16. La désorption du film protecteur a été vérifiée par des lectures journalières de la sonde ER.

II.2.4.2. Installation de la sonde ER (étape 2)

Sonde ER a été installée au niveau de la ligne 6'' du puits producteur d'huile RB57, le 14/02/2016 pour évaluer l'inhibiteur de corrosion huile. Après confection d'une bride et un piquage de 1'' et ½ (Figures II.10 et II.11).



Figure II.9 : Sonde ER installée le 14/02/2016 à 10h00 au niveau de la ligne 6'' du puits producteur d'huile RB57



Figure II.10 : point d'injection, pompe d'injection et remplissage du produit CRW 83133 dans le bac au niveau du circuit huile

La vitesse de corrosion correspondante à chaque palier d'injection évaluée par la méthode ER est représentée dans le (tableau II.4).

II.2.4.3. Préfilming avec un surdosage (étape 3)

Le préfilming du ballon V1521 par l'injection du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 à un débit excessif a été réalisée. La surface totale a traité ;
 $S = 670,59 \text{ m}^2$ (Tableau II.3).

Tableau II.3 : Détails de la phase préfilming par l'injection du produit CRW 83133/BAKER

CIRCUIT HUILE	Langueur (m)	Ø	Surface à traité (m ²)	Volume Préfilming (Litre)	Débit max Pompe (l/h)	Durée préfilming (Heure)	Date début préfilming	Date Fin préfilming
Tête puits RB 57	84	6''	670,59	78,84	4,35	25 h	07/03/16 à 16h00	08/03/16 à 17h00
Arrivée sur manifold huile sud RB 57	988	8''						

II.2.4.4. Installation des coupons de corrosion (étape 4)

Des coupons de corrosion ont été installé le 11/03/2016 à 18H00 au niveau de la ligne 6' du puits producteur d'huile RB 57 et installés à 18h30 au niveau de l'arrivée sur manifold huile sud RB57 après démarrage du préfilming par l'injection du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 de Baker.

Le temps d'exposition des coupons sera de 45 jours, la date d'extraction sera programmée pour le 25/04/2016. Le tableau n°05 donne tout les détails sur les coupons de corrosion installés (FigureII.5).

En se basant sur la formule de calcul de la vitesse de corrosion mentionnée ci-dessous, on peut déterminer les vitesses de corrosion des coupons installés :

$V_{\text{corr}} = (\Delta P / t \cdot \rho \cdot S)$ Avec :

V_{corr} : vitesse de corrosion en (mm/an)

ρ : la densité de l'acier au carbone en g/Cm³

ΔP : la perte de poids en (g) : $\Delta P = P_f - P_i$

t : temps d'exposition du coupon en Jour

Tableau II.4 : Dates d'installation et d'extraction des coupons de corrosion au niveau du circuit huile tête puits producteur d'huile RB 57 – Arrivée sur manifold huile sud RB57

Points	Ø (")	N° Série	Poids initial P _i (g)	Date d'installation	Durée d'exposition (Jours)	Date d'extraction
Tête puits RB 57	8	AR188	36,6382	11/03/2016 à 18H00	45	25/04/2016
		AR189	36,9587			
Arrivée sur Manifold sud RB 57	8	AR190	37,2451	11/03/2016 à 18H30		25/04/2016
		AR191	37,1342			



Figure II.11 : Déroulement de l'opération de l'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' du circuit huile (tête puits RB 57 et arrivée sur manifold sud huile RB 57)

II.2.4.5. Optimisation par l'injection de 30 ppm (étape 5):

L'optimisation par l'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 à un débit de 30 ppm au niveau du circuit huile représente le 1^{er} palier d'injection par l'envoi de 1,93 l/j ; cette étape va durer 10 jours à partir du 11/03/16 à 16h00 jusqu'au 21/03/16 à 16h00.

II.2.4.6. Injection du VRC à 25 ppm (étape 6) :

L'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 à une VRC de 25 ppm au niveau du puits RB57 représente le dernier palier d'injection par l'envoi de 1,60 l/j ; cette étape va durer 15 jours à partir du 21/03/16 à 16h00 jusqu'au 05/04/16 à 16h00.

II.2.4.7. Arrêt de l'injection et défilming (étape 7):

L'arrêt de l'injection de l'inhibiteur de corrosion CRW 83133 au niveau du circuit huile sera programmé le 05/04/16 à 16h00, durant cette phase le suivi de la désorption du film protecteur sur une durée de 07 jours sera réalisé et déterminé par la sonde ER jusqu'au 12/04/16.

II.2.4.8. Extraction des coupons de corrosion (étape 8):

L'extraction des coupons de corrosion sera programmée pour le 25/04/2016 après une durée d'exposition de 45 jours dans le circuit d'huile traité par le produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 de la firme Baker. La vitesse de corrosion sera déterminée par la méthode de perte de poids.

II.2.5. Analyses et résultats

Les résultats des lectures de la sonde ER deux fois par jours depuis le démarrage du test industriel sont donnés dans le (*tableau II.5*).

La vitesse de corrosion correspondante à chaque palier d'injection évaluée par la méthode ER est représentée dans le (*tableau II.6*).

Le calcul de la vitesse de corrosion est donné par la formule suivante :

$$V_{\text{corr}} = (\Delta \text{ Division} / \Delta \text{ Time}) \times 0.365 \times \text{span}$$

(La sonde installée est une T20, Model n°: 3500-T20-K03005-18-1-1-0, Type: D, Span: 10)

Chapitre II : Etude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion dans les puits gaziers et les puits
pétroliers RB57

Tableau II.5 : Résultats des lectures de la sonde ER après l'injection du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 dans le circuit huile – Tête de puits RB57 – Arrivée sur Manifold

Date	Débit ppm	Débit l/j	Division 9h00	Division 17h00	V _{Corr} MPY	V _{Corr} mm/an	Observation
14/02/16	0	0	-	98	9,125	0,23	Arrêt de l'injection de l'ancien produit Système à blanc sans traitement, vitesse de corrosion calculée sur une durée de 22 jours depuis installation de la sonde ER
05/03/16	0	0	145	150			
06/03/16	0	0	151	152			
07/03/16	Préfilming	78,84	153	153			
08/03/16			153	150	< 0	< 0	Début injection du produit CRW83133 avec un débit de Préfilming sur une durée de 27 heures et 30 min
11/03/16	30	1,93	153	152			1 ^{er} palier d'injection à 30 ppm pendant 10 jours
12/03/16	30	1,93	151	156			
13/03/16	30	1,93	156	148			
14/03/16	30	1,93	154	156			
15/03/16	30	1,93	161	150			
16/03/16	30	1,93	159	153			
17/03/16	30	1,93	157				
18/03/16	30	1,93					
19/03/16	30	1,93					
20/03/16	30	1,93					
21/03/16	30	1,93					
	25	1,60					
22/03/16	25	1,60					Injection de la VRC à 25 ppm pendant 15 jours
23/03/16	25	1,60					
24/03/16	25	1,60					
25/03/16	25	1,60					
26/03/16	25	1,60					
27/03/16	25	1,60					
28/03/16	25	1,60					
29/03/16	25	1,60					
30/03/16	25	1,60					
31/03/16	25	1,60					
01/04/16	25	1,60					
02/04/16	25	1,60					
03/04/16	25	1,60					
04/04/16	25	1,60					

Chapitre II : Etude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion dans les puits gaziers et les puits pétroliers RB57

05/04/16	25	1,60					Arrêt de l'injection du produit et défilming
	0	0					
06/04/16	0	0					Suivi de la désorption du film protecteur du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 pendant 07 jours par la sonde ER
07/04/16	0	0					
08/04/16	0	0					
09/04/16	0	0					
10/04/16	0	0					
11/04/16	0	0					
12/04/16	0	0					

Tableau II.6 : Evaluation de la corrosion au niveau du puits producteur d'huile RB57 par la sonde ER

Circuit huile	Débit ppm	Débit l/j	Durée Jour	V _{corr} mm/an	V _{corr} Mpy	Période
Tête de puits RB57 arrivée sur Manifold huile sud RB 57	A blanc (sans traitement)	0	21	0,23	9,125	Du 14/02/16 au 06/03/16
	Préfilming (surdosage)	78,84	1	< 0	< 0	Du 07/03/16 au 08/03/16
	1 ^{er} Palier d'injection 30 ppm	1,93	10			Du 11/03/16 au 21/03/16
	VRC à 25 ppm	1,60	15			Du 21/03/16 au 05/04/16
	Désorption du film (arrêt de traitement)	0	7			Du 05/04/16 au 12/04/16

II.2.6. Remarque :

Le test industriel du produit inhibiteur de corrosion CRW 83133 injecté dans le circuit huile (tête de puits producteur d'huile RB57 – Arrivée sur Manifold huile sud RB57) se déroule dans des conditions normales depuis son démarrage le 07/03/2016, une légère anomalie a été signalée le 4^{ème} jours après démarrage de l'injection avec le 1^{er} palier d'optimisation de 15 ppm en date du 11/03/2016, le puits RB 57 est connu par son haut débit de production de gaz et un GOR élevé, raison pour la quelle ont procédé à l'augmentation du débit d'injection à 30 ppm (1^{er} palier) injecté pendant une durée de 10 jours et un palier de 25 ppm (VRC) recommandé par le fournisseur qui sera injecté sur une durée de 15 jours, pour lutter contre le phénomène de corrosion – érosion rencontré dans le circuit d'huile,

Conclusion générale

Conclusion générale

Au cours des informations sur champ de Rhoude El-Baguel, et HR on a eu l'occasion d'observer le phénomène de corrosion ainsi que la lutte portée contre lui. Ce problème est le plus prépondérant dans les champs pétroliers et gaziers en présence des conditions et des paramètres différents d'un site à un autre. En effet, on a pu voir les dégâts occasionnés, ainsi que les différentes techniques et moyens mis en œuvre sur site pour remédier ce problème, donc le test des inhibiteurs de corrosion fait partie de travail le plus important pour protéger les installations pétrolières.

Ce travail présente une étude de l'efficacité des deux inhibiteurs de corrosion BEKER ET CRW83133 testés dans la région de Hassi Rmel et Roud Elbaguel, le monitoring de corrosion est réalisé par deux techniques pratiques ; et la sonde ER et le dosage de fer.

Le développement technologique, plus précisément le développement des microprocesseurs a permis l'apparition de nouveaux moyens de lutte plus performants, qui aident d'une meilleure façon à la maîtrise du phénomène, parmi lesquels on trouve la sonde ER "Electrical Resistance". En effet, cette dernière présente un avantage considérable puisque elle permet non seulement l'évaluation en continu et en temps réel de la corrosion, mais aussi elle contribue très efficacement à la sélection du principal moyen de lutte et qui est l'inhibiteur de corrosion. Cependant ce système de monitoring de la corrosion doit être toujours accompagné des mesures d'épaisseurs au niveau des points singuliers des installations des surfaces au niveau des champs pétroliers et gaziers.

D'autre part, un autre point de mesure très important et nécessite lui aussi que l'on s'enpenche dessus, c'est la définition claire des critères de choix d'un inhibiteur pour les installations pétroliers et la discussion des méthodes chimiques expérimentés pour tester les inhibiteurs de corrosion. En effet, il est clair que ce point représente l'essentiel dans la lutte menée ; donc le dosage de fer faire l'objet de notre étude .

En particulier pour l'industrie pétrolier et gazier où les risques en courus par suite du phénomène sont de plus en plus important ; non seulement du point de vue économique, par les coûts élevés des investissements qu'il faut sauvegardés où les manques à produire qu'il faut sans cesse réduire, mais aussi et principalement la sauvegarde des vies humaines qui représentent le meilleur capital , pour cela, la lutte contre la corrosion reste toujours engagée, elle doit être sans cesse maintenue et soutenue.

Recommandations

Recommandations

Plusieurs recommandations ont été suggérées pour réduire la corrosion des colonnes montantes de gaz.

Dans cette étude de cas, nous avons effectué l'analyse de défaillance de tubes en acier corrodés de colonnes montantes de gaz naturel soumises à une période de service dans un réseau de distribution urbain. Les inspections visuelles et la microscopie optique ont indiqué qu'une corrosion sévère a été détectée sur la zone de contact couverte de vides, de fissures et de produits de corrosion sous un capuchon de protection en caoutchouc inséré entre les tubes d'acier et un tube d'acier de support extérieur autoportant. Les produits de corrosion étaient composés de rouille (Fe_2O_3 et Fe_3O_4) ainsi que de chlore, de soufre et de phosphore élémentaires. L'examen de l'adsorption d'eau effectué sur des tubes recouverts de ruban adhésif acquis sur des sites d'exploitation a révélé une adsorption d'eau remarquablement plus importante que celle des échantillons préparés en laboratoire conformément à la norme. D'après les études de polarisation potentiométrique et potentiodynamique, nous constatons que la pénétration de l'eau et son adsorption sur les tubes sont à l'origine de la défaillance. L'eau contaminée s'accumule ensuite sous le capuchon en caoutchouc et la corrosion sous isolation (CUI) initie la corrosion, qui sera ensuite associée à la corrosion en crevasse en raison de la présence d'espèces corrosives atmosphériques. La prévention de la corrosion consiste principalement à modifier la conception des colonnes montantes en éliminant le capuchon en caoutchouc afin d'éviter la pénétration et l'accumulation d'eau, à mettre en œuvre un enrobage de ruban standard en combinaison avec des revêtements anticorrosion supplémentaires et à appliquer une protection cathodique.

Résumé

La corrosion constitue un problème majeur pour l'industrie de production du pétrole et du gaz, la maîtrise des processus de dégradation des matériaux permet de réduire significativement les coûts d'entretien des installations. Donc, les effets directs ou indirectes de la corrosion peuvent impacter durablement les équipements et les installations pétrolières.

La corrosion par CO₂ des équipements de production du gaz à HASSI R'MEL et production d'huile à RHOUREL BAGUEL se manifeste à l'intérieur des installations, et à l'extérieur des conduites enterrées, et tout ça est détecté par les techniques d'inspection de corrosion au niveau de ces champs, afin de diminuer les conséquences causées par ce problème, l'injection d'inhibiteur de corrosion reste parmi les techniques les plus utilisées pour lutter contre ce problème.

L'objectif de notre travail est d'étudier la corrosion des installations pétrolières et d'évaluer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion (BEKER) et (CRW 83133) utilisés dans les champs de Hassi R'mel et Rhourd El Baguel.

Les principaux résultats obtenus montrent que :

Avec l'utilisation de (BEKER), la vitesse de corrosion évaluée à partir de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion est apparue sur la diminution de concentration de (Fe⁺²) dans l'effluent.

Avec l'utilisation de (CRW 83133), la vitesse de corrosion est égale respectivement (9,125) pour les deux méthodes des coupons et de la sonde ER.

Les mots-clés : corrosion, production, Hassi R'mel, Rhourd El Baguel, inhibiteur, BEKER, CRW 83133, Sonde ER, coupons.

Abstract

Corrosion is a major problem in oil and gas industry, and the control of material degradation processes can significantly reduce the maintenance costs of installations. Therefore, the direct or indirect effects of corrosion can have a lasting impact on oil and gas equipment and facilities.

The CO₂ corrosion of the gas production equipment in HASSI R'MEL and oil production in RHOUREL EL BAGUEL is manifested inside the installations, and outside the buried pipes, and all this is detected by the corrosion inspection techniques at the level of these fields, in order to decrease the consequences caused by this problem, the injection of corrosion inhibitor remains among the most used techniques to fight against this problem.

The objective of our work is to study the corrosion of oil installations and to evaluate the effectiveness of corrosion inhibitors (BEKER) and (CRW 83133) used in the fields of Hassi R'mel and Rhourd El Baguel.

The main results obtained show that :

With the use of (BEKER), the corrosion rate evaluated from the effectiveness of the corrosion inhibitor appears on the decrease of (Fe⁺²) concentration in the effluent.

With the use of (CRW 83133), the corrosion rate equals (9.125) for both the coupon and ER probe methods.

Keywords: corrosion, production, Hassi R'mel, Rhoud El Baguel, inhibitor, BEKER, CRW 83133. ER probe, coupons.

ملخص

تعتبر الأكسدة مشكلة رئيسية في مصانع إنتاج البترول والغاز ، ويمكن أن يؤدي التحكم في عمليات تدهور المواد إلى تقليل تكاليف صيانة المعدات بشكل كبير. لذلك مخاطر الأكسدة تؤثر بصفة دائمة على المعدات والمصانع البترولية.

تتم عملية الأكسدة بغاز ثنائي اكسيد الكربون في معدات إنتاج الغاز بمنطقة حاسي الرمل، وإنتاج النفط بحقل رود الباغيل، داخل و خارج انابيب انتاج الخام ويتم الكشف عن هذه الأكسدة بتقنيات فحص و مراقبة تآكل المعدن على مستوى حقول حاسي الرمل و رود الباغيل من اجل تقليل من العواقب الناتجة عن هذه المشكلة . يبقى حقن مثبطات التآكل من بين الأساليب الأكثر استعمالا لمكافحة هذه المشكلة.

الهدف من عملنا هو دراسة اكسدة المصانع البترولية وتقييم فعالية مثبطات الأكسدة بيكر ، CRW83133 المستخدمة في حقول حاسي الرمل و رود الباغيل.

تظهر النتائج الرئيسية التي تم الحصول عليها ما يلي :

في انخفاض تركيز شوارد الحديد تظهر سرعة الأكسدة الذي تم تقييمها من خلال فعالية مثبط التآكل بيكر.

يكون سرعة الأكسدة على التوالي بمعدل (9.125) لكل من طريقتي القسيمة و المقاومة الكهربائية باستخدام

.CRW 83133.

الكلمات المفتاحية: اكسدة، إنتاج ، حاسي الرمل ، رود الباغيل ، مثبط ، بيكر CRW83133 ، المقاومة الكهربائية، قسيمة.

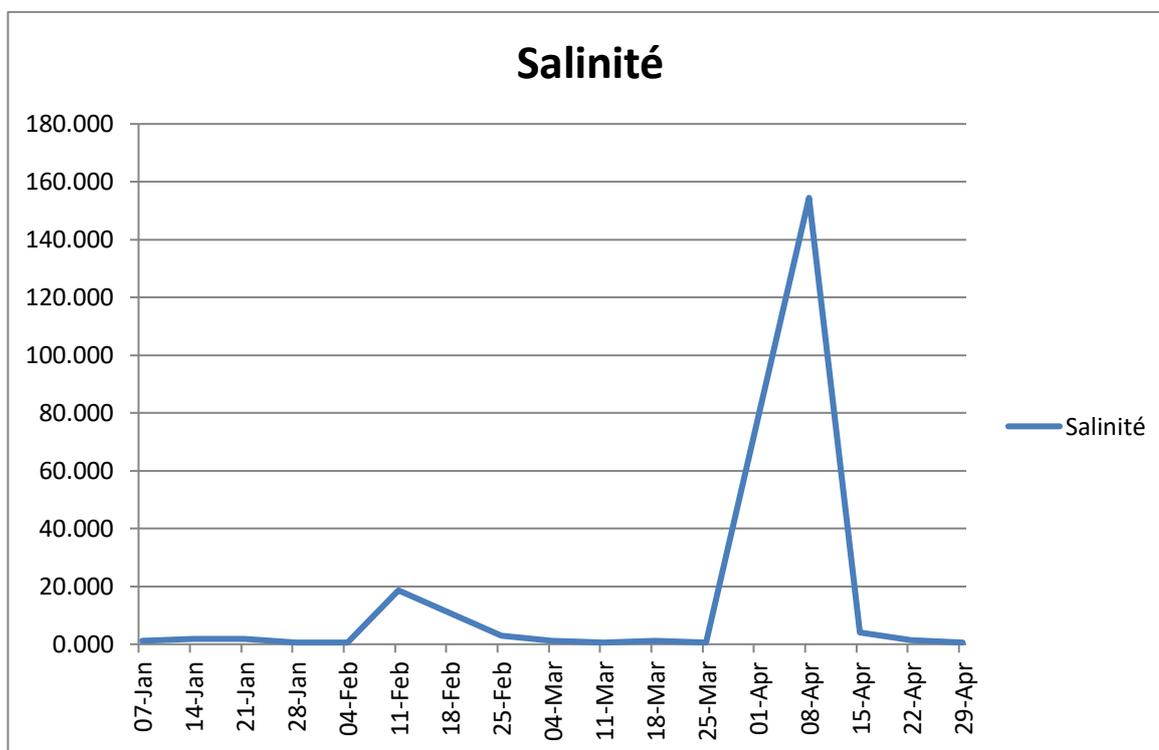
Annexes

Annexes

Résultats d'analyses de colecteur

date		07-janv	14-janv	21-janv	28-janv	04-févr	11-févr
colecteur	Salinité	1,170	1,755	1,755	0,585	0,585	18,720
	pH	6,52	6,43	6,18	6,42	6,30	6,60
	FER	60	66	45	51	43	60
04-mars	11-mars	18-mars	25-mars	08-avr	15-avr	22-avr	29-avr
1,170	0,585	1,170	0,585	154,440	4,095	1,463	0,585
5,46	6,56	6,32	6,56	6,27	6,08	6,23	6,59
41	47	48	47	114	44	39	48

/	faible	élevé	très élevé
pH	< 6,2	/	> 7,2
Salinité	/	> 5	> 50
FER	/	> 45	> 90



Références bibliographiques

Références bibliographiques

- (01). BOUTELDJ, Malika. contribution à l'etude de l'utilisation des inhibiteurs dans la lutte contre la corrosion ,Thèse de master, mcp, Univesité Kasdi Merbah Ouargla, 2016, 60 p .
- (02). GHARBI, Kheira. Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel,Thèse de Master, production, Univesité Kasdi Merbah Ouargla 2014/2015, 59 p.
- (03). KHOUHI, Faiza. Etude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz), Thèse de Magister, Chimie, Universite M'hamed bougara de boumerdes Faculté de science, 2007/2008, 125 p.
- (04). Thèse de Magister ,Univesité Kasdi Merbah Ouargla, 2007/2008, 116 p.
- (05). GERARD ,Béranger & HENRI ,Mazille. corrosion des métaux et alliages - Mécanismes et phénomènes, paris, 2002, 410 p.
- (06). DIDI, Adnane. Etude de corrosion bactérienne champs Hassi Messaoud ,Thèse de master, mcp, Université Kasdi Merbah Oaurgla 2017/2018, 54 p.
- (07). Dr BENSABRA, Hakim. Cours de Corrosion et Protection des Métaux IFP Cours Introduction & théorie de la corrosion.
- (08). G. DAUFIN & J. Talbot. Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière. Première partie. Généralités sur la corrosion des métaux et alliages. Le Lait, 1971, n°507, p 375-398.
- (09). B.Belahbib. Corrosion et protection, Institue Algérien du pétrole Ecole de HMD, p 1-2.
- (10). ABEKHTI, Nadia & BENDAHIR, Aicha. la corrosion dans les installations pétrolières de surface, causes, effets et remèdes, Thèse de Master, genie chimique, Université Adrar 2018/2019, 54 p.
- (11). ALEXANDRE, Romaine. Rôle des espèces sulfures dans la corrosion des aciers non alliés : hétérogénéités de la couche de produits de corrosion et couplages galvaniques, Thèse de Doctorat, Génie des matériaux, Université de La Rochelle, Français, 2014, 155 p.
- (12). KANGNIVI, Clarisse. Moyens de lutte contre la corrosion, EPAC/GME5, p 2-8.

- (13). J,GUEZENNEC. La biocorrosion, Processus caractéristiques et moyens d'études IFREMER, Centre de Brest, décembre 1990, n°8, p 4-5.
- (14). MAX, Helie. Corrosion des matériaux métalliques, Corrosion sèche, aqueuse, par métal liquide, méthodes de protection – Matériaux, paris, ellipses, 2015, 184 p. (Technosup)
- (15). Total, le process, les produits chimiques, support de formation cours exp-pr-pr060, 2007, p 12-13.
- (16). HENRIQUEZ GONZALEZ, Magaly. Etude d'un traitement multifonctionnel vert pour la protection contre la corrosion de l'acier au carbone API 5L-X65 en milieu CO₂, Thèse de doctorat, Sciences et Génie des Matériaux, université de toulouse, 2011, 155 p.
- (17). DEGHEFEL, Nadir & REHMANIA, Rabah. Introduction à la corrosion et aux inhibiteurs de corrosion, université Mohamed Boudiaf, M'sila, 50 p.
- (18). (s.d.). Eurotankworks storage tanks & silos mfr Protection contre la corrosion des réservoirs de stockage Disponible sur <<https://reservoir-silo.fr/construction/protection-contre-la-corrosion/>>.
- (19). (s.d.). Belzona **Réservoirs de stockage** Disponible sur <https://www.belzona.com/fr/focus/storage_tanks.aspx>.
- (20). (s.d.). Europcorr sondes-a-resistance-electrique Disponible sur <<http://europcorr.com/index.php/fr/systeme-d-acces-sous-pression-2/sondes-a-resistance-electrique-er>>.