

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique**

Université Kasdi Merbah Ouargla

**Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, Sciences de
la Terre et de l'Univers**

Département Hydrocarbures



Mémoire

Pour obtenir le diplôme de master

Filière : Hydrocarbure

Option : mécanique des chantiers pétroliers

Thème

**Etude de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion
NORUST IG 514 dans les installations pétrolières du
champ rhoud baguel**

Présenté par:

- YOUSFI OMAR
- ABID Med LAMINE

dirigé par:

Dr: CHOUICHA SAMIRA

Jury :

Président:

Rapporteur:

Examineur:

Dr: Chouicha Samira

M.C.B

M.A.A

M.A.A

Univ. Ouargla

Univ. Ouargla

Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2021 / 2022

DÉDICACE

Je dédie ce mémoire:

*À ma grande famille en particulier ma très chère
mère mon père mes frères et mes sœurs*

*À ma petite famille ma chère femme mon fils Ilyes et ma
fille Ritedj*

*Pour conclure, je le dédie à: Tous les amis et tous les
enseignants*

YOUSFI OMAR

DÉDICACE

*Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau apres
toute*

fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

*Je tiens à dédier ce modeste mémoire, fruit de très longues
années*

- *A mes très chers*
- *Parents, en témoignage et en gratitude de Leur soutien permanent durant toute ma vie. Leurs sacrifices, illimités, leur réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.*
- *A mes frères et mes sœurs*
- *A tout la promotion 2022 et mes amis.*

ABID Mohamed Lamine

REMERCIEMENTS

Au premier temps

Nous tenons à remercier le bon Dieu

***Qui Nous a donné la force et le courage pour effectuer
ce mémoire de fin d'études.***

Nous adressons nos vifs remerciements pour

***Mm. SAMIRA CHOUICHA, notre Professeur consultant
qui nous a orientés durant l'élaboration de ce travail .***

Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du

Faculté des Hydrocarbures, des Energies

Renouvelables, Sciences de la Terre et de l'Univers

Sans oublier à cet effet de souligner toute notre

gratitude du fond du cœur toute personne ayant

contribuée de près ou de loin à la réalisation de ce

mémoire.

RESUME

Ce travail présente une étude d'un l'inhibiteur de corrosion **NORUST IG514** utilisé dans les installations pétrolières au niveau du champ de Rhoud Baguel.

L'étude est faite par la réalisation d'un test industriel pour les inhibiteurs de corrosion injectés en discontinue ou bien en traitement par CHOC (traitement batch).

L'objectif de travail étant l'étude de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion **NORUST IG514** contre la corrosion des puits RB64bis RB54 et les installations de surface par le test des coupons

L'évaluation de la vitesse de corrosion par l'inhibiteur de corrosion fait objet du test dans le circuit huile par la méthode des coupons

POUR LE PUITES RB 64BIS

La vitesse de corrosion dans la tête de puits est représentée par une valeur de **4,44 mpy** soit **0,118 mm/an** et à l'arrivée du manifold la vitesse de corrosion est représenté par une valeur de **2,44 mpy** soit **0,06 mm/an** sur une période de 70 jours,

POUR LE PUITES RB 54

La vitesse de corrosion sur la tête de puits est représentée par une valeur de **3,661mpy** soit **0,095 mm/an** et à l'arrivée manifold la vitesse de corrosion est représentée par une valeur de **1,692 mpy** soit **0,044 mm/an** sur une période de 66 jours,

Abstract

This work presents a study of a corrosion inhibitor NORUST IG514 used in oil installations at the Rhoud Bagel field.

The study is made by carrying out an industrial test for corrosion inhibitors injected discontinuously or in SHOCK treatment (batch treatment).

The work objective being the study of the effectiveness of the corrosion inhibitor NORUST IG514 against the corrosion of RB64bis RB54 wells and surface installations by testing coupons

The evaluation of the corrosion rate by the corrosion inhibitor is the subject of the test in the oil circuit by the coupon method

FOR THE RB 64BIS WELL

The corrosion rate in the wellhead is represented by a value of 4.44 mpy or 0.118 mm/year and at the arrival of the manifold the corrosion rate is represented by a value of 2.44 mpy or 0.06 mm /year over a period of 70 days,

FOR THE RB 54 WELL

The corrosion rate on the wellhead is represented by a value of 3.661mpy or 0.095 mm/year and at the manifold inlet the corrosion rate is represented by a value of 1.692 mpy or 0.044 mm/year over a period of 66 days,

الملخص بالعربية:

يقدم هذا العمل دراسة لمانع التآكل NORUST IG514 المستخدم في التركيبات النفطية في حقل رود بيغل. تم إجراء الدراسة من خلال إجراء اختبار صناعي لمثبطات التآكل التي يتم حقنها بشكل متقطع. الهدف من العمل هو دراسة فعالية مثبط التآكل NORUST IG514 ضد تآكل آبار RB54 RB64bis والتركيبات السطحية عن طريق اختبار الكوبونات. تقييم سرعة التآكل بواسطة مثبط التآكل هو موضوع الاختبار في الآبار بطريقة القسيمة

البئر RB 64BIS .

سرعة التآكل في فوهة البئر التي كانت 4.44 مم/عام أصبحت 0.118 مم/عام وعند وصول المشعب سرعة التآكل التي كانت 2.44 مم/عام أصبحت 0.06 مم/عام على مدار 70 يومًا ،

البئر RB 54

سرعة التآكل في فوهة البئر التي كانت 3.661 مم/عام أصبحت 0.095 مم/عام وعند وصول المشعب سرعة التآكل التي كانت 1.692 مم/عام أصبحت 0.044 مم/عام على مدار 66 يومًا ..

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	I
DÉDICACE.....	II
REMERCIEMENTS.....	III
RESUME.....	IV
Abstract.....	V
الملخص بالعربية.....	VI
TABLE DES MATIÈRES.....	VII
Liste des tableaux.....	IX
Liste des figures.....	X
Liste des abréviations et acronymes.....	XI
Liste des symboles et unités de mesure.....	XII
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	XIII
I.1. Définition de corrosion.....	1
I.2. Les types de corrosion.....	1
I.2.1. Corrosion chimique.....	1
I.2.2. Corrosion électrochimique.....	1
✓ Réaction anodique (oxydation du métal).....	1
✓ Réaction cathodique.....	2
I.2.3. Corrosion biologique.....	2
I.3. Formes de corrosion.....	2
I.3.1. Corrosion uniforme (généralisée).....	2
I.3.2. Corrosion par piqure (localisé).....	3
I.3.3. Corrosion inter granulaire.....	3
I.3.4. Corrosion cavernueuse.....	4
I.3.5. Corrosion sélective.....	4
I.3.6. Corrosion-érosion.....	4
I.3.7. Corrosion sous contraintes.....	4
I.3.8. Corrosion galvanique.....	5
I.4. Les facteurs de la corrosion.....	5
I.5. Corrosion particulière rencontrée dans les installations pétrolières.....	6
I.5.1. Corrosion par CO ₂ « Sweet corrosion ».....	7
I.5.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion ».....	8
I.5.3. Présence des bactéries sulfate réductrice dans des installations pétrolier.....	8
II.1. Moyens de lutte contre la corrosion :.....	11
II.2. Protection par inhibition :.....	11
II.3. Conditions d'utilisation :.....	11
II.4. Propriétés essentielles d'un inhibiteur de corrosion :.....	12
II.5. L'efficacité d'un inhibiteur de corrosion :.....	12
II.6. Mécanismes et principes d'action :.....	12
II.7. Classification des inhibiteurs :.....	13
II.7.1. Selon la nature chimique.....	13

II.7.1.b. Inhibiteurs minéraux	14
II.7.2. Selon l'action interfaciale : inhibiteur d'adsorption.....	14
II.7.3. Selon le caractère électrochimique.....	15
II.7.3.1. Les inhibiteurs de corrosion anodiques.....	15
II.7.3.1.a. Modification de la cinétique de dissolution anodique.....	15
II.7.3.2. Les inhibiteurs de corrosion cathodiques.....	16
II- 7.3.3.Les inhibiteurs mixtes	16
III.1. Introduction.....	19
III.2. L'objectif principal de ce travail	19
III.3. Surveillance de la corrosion par les coupons de corrosion:.....	19
III.4. Les type du coupon :.....	21
III.5. Installation des coupons:.....	21
Méthode de perte de poids des coupons	21
III.6. Procédure de récupération et d'installation des coupons de corrosion:.....	23
III.6.1.. Extraction de l'ensemble (Support, Bouchon, Coupon) :.....	23
III.6.2. Remplacer (ou réinstaller) le coupon de corrosion :.....	24
III.6.3.Procédure de nettoyage et le pesage des coupons après exposition au niveau du la laboratoire Selon la Norme NACE SP0775-2018:	25
III.7. Formule de calcul de la vitesse de corrosion par l'utilisation du coupon de corrosion:.....	26
III.7.1. Évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode des coupons de corrosion, pour l'optimisation des inhibiteurs de corrosion:	28
III.7.2. Le produit de traitement utilisé NORUST IG514 de la firme ARKEMA et concentration injecté:	28
III.7.3. L'étape à suivre concernant l'évaluation de la vitesse decorrosion.....	28
III.7.4. Paramètres des puits :	29
III.7.5. Installation des coupons de corrosion:.....	30
III.8. Résultats d'évaluation de la vitesse de corrosion au niveau des puits RB64bis etRB5431	
III.8.2. Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits RB54 et arrivée sur manifold sud.	34
Conclusion	37
Conclusion générale.....	38
Bibliographie.....	39

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau I- 1 : Les principaux facteurs de corrosion.....	5
Tableau III.01 : Paramètres de la production au niveau de tête du puits RB 64 bis ainsi que son arrivée manifold sud.....	29
Tableau III.02 : Paramètres de la production au niveau de tête du puits RB 54 ainsi que son arrivée manifold nord.....	29
Tableau III.03 : Données techniques des coupons de corrosion d’installés et d’extraits au niveau de la tête puits du RB64bis – Arrivée manifold sud RB64bis.....	32
Tableau III.04: Évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits RB64bis et arrivée manifold sud le 23/01/2022.....	33
Tableau III.05 : Données techniques des coupons de corrosion d’installés et d’extraits au niveau de la tête du puits RB54 – Arrivée manifold nord RB54.....	34
Tableau III.06 : Évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits RB54 et l’arrivée manifold sud le 27/01/2022.....	36
Tableau III.07 : Résultats de l’évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode des coupons de corrosion :.....	37

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure I.1 : schéma de corrosion uniforme.....	2
Figure I.2: Schéma de corrosion par piqures.....	3
Figure I.3:Schéma corrosion inter granulaire.....	3
Figure I.4: Schéma de corrosion caverneuse.....	4
Figure I.5: Schéma de corrosion sous contrainte.....	4
Figure III-1 : Coupons avant montage.....	20
Figure III-2 : Coupons après montage.....	20
Figure III-3 : Types des Coupons	21
Figure III-4 : Schéma d’installation du coupon.....	22
Figure III.5: Opération d’installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6’’ et arrivée manifold sud du puits RB64bis.....	30
Figure III.6: Opération d’installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6’’ et arrivée manifold Nord du puits RB54.....	31
Figure III.7 : Opération d’extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6’’ et arrivée manifold sud du puits RB64bis le 23/01/2022.....	32
Figure III.8: Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du puits RB64bis.....	33
Figure III.9: Opération d’extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6’’ et arrivée manifold nord du puits RB54 le 27/01/2022.....	35
Figure III.10: Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du puits RB54 avant et après le nettoyage	36

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES

Abbreviation	Signification
API	American Petroleum Institute
pH	Potentiel d'Hydrogène
BSR	Bactérie sulfato-réductrice
BTR	Bactérie Thiosulfato-réductrice
EPS	Extracellular Polymeric Substance
REB	Rhourde el baguel
PPM	Partie par million
DP	Dévision de production
CND	Contrôle non destructif
UT	Ultrason Hass
HR	iR'mel
Eff	efficacité de l'inhibiteur de corrosion en (%). inhib
I.C	iteur de corrosion
ER	Sonde à Résistance Electrique.

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Symbole	Signification	Unité
T	Temperature	°C
C	Concentration	Mg/LouPp
T	TempsPressio	man
P	n	Bar
Φ	Diameter de la	mm
F	conduiteFréquence	Hz
V _{minr}	Valeur minimale réel de l'épaisseur de la	mm
V _{minmr}	conduiteValeur minimale mesuré du film de la	mm
V _{corrosio}	RadiographieVitessedecorrosion	mm
n	PoidsinitialdecouponP	/ang
P _{int}	oids final de	g
P _{fin}	couponDensité	-
D	Surface	C
S	DifférencedePoidsdecouponinitialet final	m
ΔP	DifférencedePoidsdecouponinitialetfinalplusl'erreurréférentielFacte	2
ΔP'	urdeprojection	g
η	Taux d'inhibition(%).	g
τ	Le coefficient d'inhibition	-
γ	Mesure de la corrosion en absence de l'inhibiteur (perte de	
U	masse).Mesurede lacorrosion en présence del'inhibiteur	
0	(pertedemasse).	
U		

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Dans l'industrie pétrolière et spécialement la production du pétrole et du gaz, la corrosion interne des canalisations et des collectes de surface en acier est un phénomène bien connu et constitue un sérieux problème.

Les solutions aqueuses des sels qui accompagnent la production des hydrocarbures tels que le pétrole, le condensât et les gaz, souvent chargés en CO₂ et en H₂S, rendent ces milieux corrosifs pour le matériau avec lequel les équipements de production sont fabriqués. [1]

Les fluides corrosifs sont traités par les inhibiteurs de corrosion pour diminuer la vitesse de l'attaque corrosive des matériaux, surtout en présence de gaz dissous comme H₂S et CO₂. Par conséquent, la connaissance du mécanisme du processus d'inhibition de la corrosion est fortement souhaitable pour concevoir un choix approprié des inhibiteurs de corrosion. [2] [3]

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.

L'objectif de notre travail est l'étude de l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion dans les installations pétrolières, pour diminuer la vitesse de l'attaque corrosive des matériaux (pour protéger l'intérieur et l'extérieur de l'installation pétrolière), parmi lesquelles la technique de monitoring de la corrosion par la perte de poids est parmi les méthodes les plus utilisées pour évaluer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion. Le travail que nous présentons dans ce mémoire est subdivisé en trois chapitres et une conclusion générale.

Le premier chapitre présente des généralités sur la corrosion des installations pétrolières.

Le deuxième chapitre illustre des généralités sur les inhibiteurs de corrosion

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion NORUST IG514 et la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids au niveau du champ de Rhoud el Baguel est détaillée dans le troisième chapitre

Nous terminons notre travail par une conclusion générale sur l'ensemble des résultats obtenus

CHAPITRE I



Généralités sur la
corrosion

I.1. Définition de corrosion

Le terme « corrosion » vient de mot latin (corroder) qui signifie « ronger », on peut définir la corrosion comme étant la dégradation du métal par action du milieu environnement ; ce phénomène est, en réalité très complexe, car il est lié au milieu d'attaque par la nature du métal, aux conditions d'utilisations et aux temps pour autres raisons [7]. Pour qu'il y ait corrosion, il faut que deux zones de la structure métallique soient en contact électrique et qu'elles aient un rôle différent, l'une anodique et l'autre cathodique. On notera que ces zones pourront parfois se superposer [8].

I.2. Les types de corrosion

La corrosion d'un métal ou d'un alliage peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chaque type de corrosion.

I.2.1. Corrosion chimique

Cette corrosion est due à une réaction hétérogène entre le métal et une phase gazeuse ou liquide. Si le réactif est gazeux, la corrosion est appelée « corrosion sèche ou oxydation » ; par contre si le réactif est liquide, la corrosion a lieu avec formation d'un produit de corrosion à la surface du métal.

Dans ce type de corrosion il n'y a pas de passage de courant électrique. On rencontre rarement ce type de corrosion. Elle représente 3% du total des cas de corrosion.

I. 2.2. Corrosion électrochimique

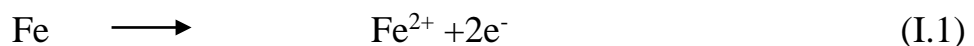
I. 1.2. a. définition

Lorsqu'ils sont placés au contact des solutions aqueuses, conductrices d'ions (électrolytes, eau condensée), les métaux réactifs conducteurs d'électrons se corrodent. La corrosion correspond au passage des atomes métalliques sous forme d'ions en solution (dissolution métallique) ; le cation dissous peut alors se présenter sous différentes formes : hydratée, hydrolysée,

1.2.2.b. mécanismes réactionnels

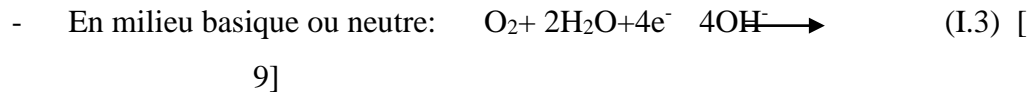
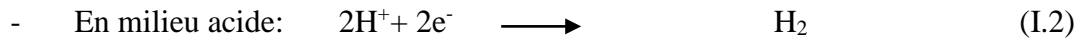
Ce passage en solution peut être expliqué par les mécanismes suivants:

✓ Réaction anodique (oxydation du métal)



✓ Réaction cathodique

Cette réaction (I.1) est nécessairement couplée à une réaction cathodique (de réduction)



I.2.3. Corrosion biologique

La bio corrosion des métaux correspond à l'ensemble des modifications des propriétés physicochimique et mécaniques d'un matériau sous l'action des microorganismes (bactéries, champignons, algues).

La lutte contre cette forme de corrosion est à l'heure actuelle essentiellement de l'ordre biologique, elle est réalisée par injection de produits bactéricides dans les milieux corrosifs (biocide)[10].

I. 3. Formes de corrosion

On donne ici une classification des principales manifestations visibles de la corrosion dont certaines sont plus au moins reliées entre elle [7].

I. .3.1. Corrosion uniforme (généralisée).

C'est la forme la plus classique de corrosion, elle se caractérise par l'existence de plusieurs processus électrochimique élémentaires qui se produisent uniformément sur toute la surface considérée. Elle se traduit en diminution d'épaisseur par unité de temps ou en perte de masse par unité de surface [11].



Figure I.1 : schéma de corrosion uniforme

I.3.2. Corrosion par piqure (localisé).

Cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse. L'attaque se limite à des trous de très petits diamètres, très localisés et pouvant progresser rapidement en profondeur lorsque le reste de la surface est indemne [11].

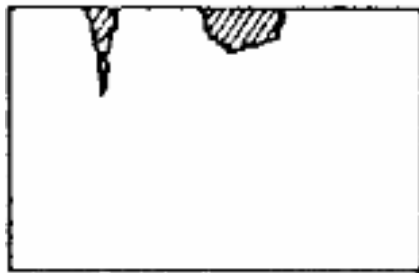


Figure I.2: Schéma de corrosion par piqures

I.3.3. Corrosion inter granulaire

Dans cette forme de corrosion, l'attaque corrosive se propage dans la masse du métal en suivant les lignes de contact des phases micro structurales, cette forme de corrosion conduit à une perte de résistance mécanique du métal [11].

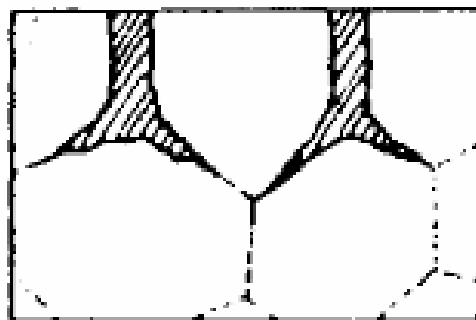


Figure I.3: Schéma corrosion inter granulaire

I.3.4. Corrosion caverneuse

Cette forme de corrosion est généralement associée à la présence de petits volumes de solution stagnante dans des dépôts, des joints ou des crevasses [11].



Figure I.4: Schéma de corrosion caverneuse

I.3.5. Corrosion sélective

Cette forme de corrosion se traduit par la dissolution sélective d'un des éléments de l'alliage.

I.3.6. Corrosion-érosion

Elle résulte du mouvement d'un fluide corrosif et d'une surface métallique. L'aspect mécanique du mouvement est important les phénomènes de frottement et d'usure peuvent intervenir [7].

I.3.7. Corrosion sous contraintes

C'est une fissuration du métal qui résulte de l'action combinée d'une contrainte mécanique et d'une réaction électrochimique [7].

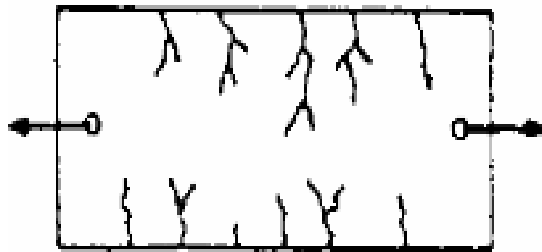


Figure I.5: Schéma de corrosion sous contrainte

I.3.8. Corrosion galvanique

Elle est aussi appelée corrosion bimétallique, elle est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux. La dégradation du métal le moins résistant devient intensive car il se comportera comme une anode [11].

I.4. Les facteurs de la corrosion

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

Tableau I- 1 : Les principaux facteurs de corrosion.

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

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

La température et le pH ont une influence directe sur la vitesse de corrosion, et une influence indirecte à travers la phase aqueuse (eau de condensation, eau de production). Les conditions de flux, le film formé à la surface du métal et la pression ont une influence directe à travers la pression partielle du CO₂. [4] [5]

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. [6]

✚ Effet de l'acidité

La susceptibilité du matériau à la corrosion est fonction du pH de l'électrolyte. Une forte concentration en protons dans la solution augmente l'agressivité du milieu, ce qui modifié les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu. [7]

✚ Régime hydrodynamique

Le transport des réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte est de nature à modifier la cinétique des réactions électrochimiques en changeant la concentration des espèces et donc le potentiel d'équilibre. Les conditions hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire. [5]

✚ Régime de la salinité

Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leurs présences en solutions' accompagnent d'effets complémentaires, d'une part, leurs concentrations locales induites une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux [15].

I.5. Corrosion particulière rencontrée dans les 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 et quel que soit la teneur en eau de l'effluent. [8]

Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

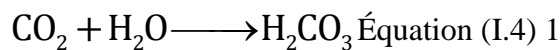
- A. Le CO₂ qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.
- B. L'H₂S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de production. [9]
- C. Présence des bactéries sulfate réductrice dans des installations pétrolier.

I.5.1. Corrosion par CO₂ « Sweet corrosion »

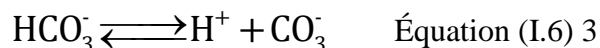
On a constaté qu'en dépit de l'absence d'oxygène dans les puits de condensation de gaz naturel, la surface des installations en acier est souvent fortement attaquée par les composés corrosifs des fluides (eau, CO₂ et acides aliphatiques légers).

D'après les études faites par R.L.MARTIN et S.NESIC et S.WANG il ressort que le gaz carbonique joue un rôle principal dans ces attaques ; la pression partielle du CO₂ peut être utilisée comme une mesure de l'activité du liquide de condensation.

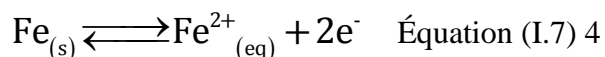
Quand l'anhydride carbonique se dissout dans l'eau, il se transforme en acide carbonique suivant la réaction (1)



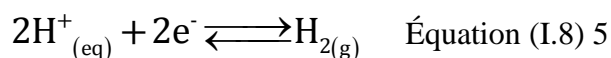
qui à son tour se met en équilibre avec les ions bicarbonate, carbonate et les protons, suivant les équilibres (2) et (3)



La réaction à l'anode :



La réaction à la cathode :



Produit de corrosion :



Le FeCO₃ est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film sur la surface de l'acier qui réduit la corrosion, la corrosion par CO₂ est influencée par différents facteurs tel que le pH, la température et la composition du fluide. [8] [9] [10]

La dissolution de CO_2 dans l'eau fait augmenter la concentration des ions H^+ du milieu corrosif, conduisant à des pH acides.

Pour une température donnée, la concentration totale de CO_2 dissous est proportionnelle à sa pression partielle suivant la loi de HENRY

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

Donc la solubilité du CO_2 augmente avec l'augmentation de la pression et diminue avec l'augmentation de la température. [10][11]

I.5.2. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion »

La teneur en soufre dans les bruts varie de 1.8 à 2.6 %. Le soufre est sous forme de sulfures organiques plus ou moins complexes dont les bases sont les triophènes, mercaptans, disulfures, etc. La corrosivité est variable selon la composition. [8]

Ces composés ont fait l'objet de nombreuses études au sein des sociétés pétrolières et chaque composé a été relié à un indice chiffré permettant de le situer dans l'ordre de l'échelle de la corrosivité vis-à-vis de l'acier. [12]

La vitesse de corrosion induite par la présence de H_2S est contrôlée par le transfert de masse. La cinétique de la corrosion par H_2S est contrôlée par la présence du film de produit de corrosion, FeS formé à la surface de l'acier. [13]

I.5.3. Présence des bactéries sulfate réductrice dans des installations pétrolier

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. [14]

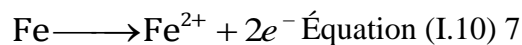
I.6. Mécanisme de la corrosion

Le principal agent corrosif dans l'industrie du pétrole est l'hydrogène sulfuré qui provient à la fois du brut mais aussi principalement de la décomposition thermique des composés soufrés. [9]

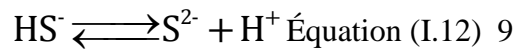
Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H_2S et de la température, mais elle est indépendante de la pression. [10]

Si la concentration en H_2S dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par H_2S est provoquée selon le mécanisme suivant :

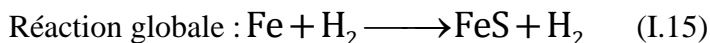
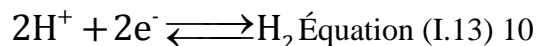
La réaction à l'anode :



Dissociation de H_2S :

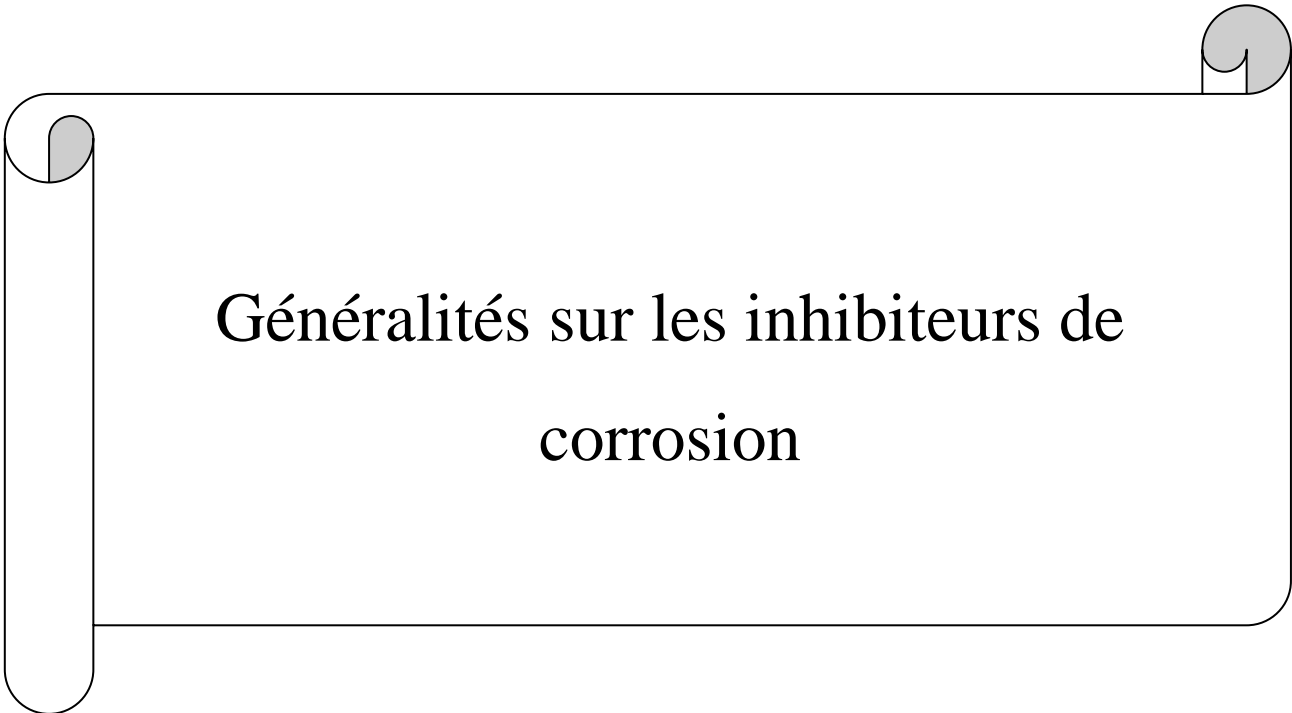


La réaction à la cathode :



Dans le cas d'un mélange de H_2S et CO_2 dont le rapport de la pression partielle des deux gaz est entre 20 et 500 ($20 < P_{CO_2}/P_{H_2S} < 500$) le risque de corrosion devient élevé et les vitesses de corrosion prennent des valeurs importantes. Lorsque le rapport $P_{CO_2}/P_{H_2S} < 20$, le produit de FeS est prédominant, la nature protectrice du film de FeS formé dépend d'un certain nombre de paramètres. [15]

CHAPITRE II

A decorative frame resembling a scroll, with a vertical strip on the left side and a horizontal strip at the top. The corners are rounded, and there are small circular motifs at the top-left and top-right corners.

Généralités sur les inhibiteurs de
corrosion

II.1. Moyens de lutte contre la corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion constituent un moyen de lutte original contre la corrosion des métaux et des alliages. L'originalité provient du fait que le traitement anticorrosion ne se fait pas sur le métal lui-même (revêtement, choix du matériau intrinsèquement résistant à la corrosion) mais par l'intermédiaire du milieu corrosif.

Il ne s'agit pas cependant de modifier la nature de ce milieu, mais d'ajouter la formulation inhibitrice en faible quantité au milieu corrosif [7].

II.2. Protection par inhibition :

On appelle inhibiteur de corrosion toute substance qui est injectée en très petite quantité dans le réactif corrosif, permet de diminuer ou d'annuler son agressivité vis-à-vis du métal. Elle ne modifie pas la nature ni la concentration du milieu. Les inhibiteurs de corrosion agissent en créant une barrière entre le métal et le réactif, ils viennent se fixer à la surface du métal sous une forme qui dépend de leur nature [7].

II.3. Conditions d'utilisation :

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

2.2.1. Soit comme protection permanente : l'inhibiteur permet alors l'utilisation de matériaux métalliques (ferreux non alliés, par exemple) dans des conditions satisfaisantes de résistance à la corrosion ; une surveillance de l'installation s'impose.

2.2.2. Soit comme protection temporaire pendant une période où la pièce ou l'installation est particulièrement sensible à la corrosion (stockage, décapage, nettoyage). Dans ce cas, le contrôle du système est a priori plus simple, la prévision du comportement de l'inhibiteur dans le temps étant plus facile à faire. Un inhibiteur (ou un mélange d'inhibiteurs) peut être combiné à un autre moyen de protection : protection supplémentaire d'un alliage à haute résistance à la corrosion, addition à un revêtement de surface tel que peinture, graisse, huile, etc... [16]

II.4. Propriétés essentielles d'un inhibiteur de corrosion :

En dehors de tout mécanisme d'action, un inhibiteur de corrosion doit vérifier une certaine propriété fondamentale :

- Abaisser la vitesse de corrosion d'un métal, sans affecter ses caractéristiques physiques
- Être efficace à faible concentration
- Être stable en présence des autres constituants du milieu
- Être stable aux différentes températures d'utilisation
- Être d'un comportement d'influence zéro sur la stabilité d'autres espèces du milieu
- Être conforme aux normes relatives à la toxicité
- Avoir un bon rapport performance-cout.
- Être peu onéreux . [17]

II.5. L'efficacité d'un inhibiteur de corrosion :

Les expressions les plus couramment utilisées pour exprimer l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion sont les suivantes.

- **Le taux d'inhibition :** $\tau = U_0 - U / U_0 \times 100[\%]$ (II.1)

Où - U_0 : la mesure de corrosion (perte de masse, intensité de corrosion) en absence d'inhibiteur,

- U : la mesure de corrosion en présence d'inhibiteur.

- **Le coefficient d'inhibition :** $\gamma = U / U_0$ (II.2)

- Le coefficient d'inhibition γ qui différencie mieux des inhibiteurs entre eux lorsque le taux d'inhibition devient très élevé. [18]

II.6. Mécanismes et principes d'action :

Les inhibiteurs de corrosion n'ont pas un mode d'action propre, unique, mais ils sont liés au système de corrosion. Un inhibiteur peut agir comme une barrière entre le métal et le milieu corrosif et celle-ci peut être pré existante : couche d'oxyde ou d'hydroxyde déjà formée, et dans ce cas les

mécanismes font intervenir le plus souvent des processus d'adsorption et de blocage de surface. Le mode d'action peut aussi être de nature cinétique, (réactions partielles). L'inhibiteur peut alors ralentir la vitesse de la réaction cathodique ou de la réaction anodique ou agir simultanément sur les deux, L'inhibition peut aussi résulter de la formation d'un composé insoluble qui colmate les zones sensibles et la vitesse de corrosion diminue alors avec le temps [7].

De manière générale, le mécanisme d'action d'un inhibiteur est l'un ou plus de ces trois cités ci-dessous : [19]

- L'inhibiteur est adsorbé sur la surface du métal, formant une couche protectrice qui inhibe la corrosion, ou par une attraction électrostatique entre les groupes fonctionnels polaires des molécules de l'inhibiteur et la surface métallique.
- L'inhibiteur oxyde les atomes métalliques à la surface, formant ainsi une couche d'oxyde qui protège le métal par passivation
- L'inhibiteur réagit avec une espèce corrosive dans le milieu agressif, formant ainsi un complexe, ce qui diminue le pouvoir oxydant de l'électrolyte.

II.7. Classification des inhibiteurs :

Il existe plusieurs façons de classer les inhibiteurs, à partir de :

- La nature chimique des produits (inhibiteurs organique ou minéraux)
- Leur mécanisme d'action interrassiale (inhibiteur agissant par adsorption à la surface du métal ou par formation d'un film protecteur)
- Leur mécanisme d'action électrochimique (inhibiteur cathodiques, anodique ou mixtes) [14].

II.7.1. Selon la nature chimique

II.7.1.a. Inhibiteurs organiques

C'est l'utilisation qui est préférée actuellement, en raison d'une faible écotoxicité que celle des inhibiteurs inorganiques ce sont principalement des sous-produits de l'industrie pétrolière. Ils renferment au moins un atome

servant de centre actif susceptible d'échanger des électrons pour se fixer sur le métal, tel l'azote, l'oxygène, le phosphore ou le soufre [19].

Les inhibiteurs organiques agissent par:

- Adsorption à la surface (cas des composés amines et soufrés)
- Neutralisation ou alcalinisation du milieu corrosif
- Formation d'un film protecteur à la surface du métal
- Hydrophobisation de la surface du métal [8].

Les groupes fonctionnels usuels, permettant leurs fixations sur le métal, sont:[20].

- Le radical aminé—NH₂
- Le radical mercaptan—SH
- Le radical hydroxyle—OH

II.7.1.b. Inhibiteurs minéraux

Ce sont généralement des substances oxydantes souvent appelées agents de passivation (chromates, nitrates, phosphates, Etc.) qui passivent le métal et relèvent fortement le potentiel de corrosion vers des valeurs plus nobles, tout en réduisant la vitesse de corrosion. On peut classer en trois catégories:

- Anionsoxydants:chromatesetnitrates.
- Anionsnonoxydantsoxygénés:(phosphates,molybdates,silicates...etc.)Produisantlapassivation, ceci est complété par un film de phosphate.
- Cationdevalencesélevées:Cu⁺².Fe⁺².Ca⁺²[19].

II.7.2. Selon l'action interfaciale : inhibiteur d'adsorption

Dans les mécanismes d'adsorption, l'inhibiteur forme sur le métal une couche mono ou multimoléculaire qui joue le rôle de matelas isolant vis-à-vis des espaces agressives de la solution. Il existe deux types d'adsorption physique et chimique.

- **Adsorption physique** : met en jeu des forces électrostatiques, qui est fonction de la différence des charges portées par l'inhibiteur d'une part et par la surface

métallique d'autre part.

- **Adsorption chimique** : ce mécanisme conduit à une efficacité de l'inhibiteur plus importante. Il implique la mise en commun d'électrons entre la molécule inhibitrice et la surface métallique [14].

II.7.3. Selon le caractère électrochimique

II.7.3.1. Les inhibiteurs de corrosion anodiques

Les inhibiteurs anodiques sont très nombreux. Ce sont des substances inorganiques comme les silicates, chromates, ...Leurs modes d'action consistent à élever la valeur du potentiel de corrosion du matériau afin de l'amener à une valeur pour laquelle il y a formation d'un film passif protecteur sur l'anode. Même si les inhibiteurs anodiques sont très efficaces et souvent utilisés, ils sont généralement une propriété indésirable: si l'atome en inhibiteur baisse de manière progressive, la surface métallique n'est plus entièrement couverte, et elle fonctionne comme une anode, obtenant ainsi une combinaison dangereuse, une petite anode et une grande cathode, conduisant à la corrosion par piqûres. Dans ce cas, l'inhibiteur fait plus de mal que de bien. C'est pour ça que les inhibiteurs anodiques sont souvent désignés comme dangereux. L'ion benzoate semble être une exception, parce qu'une très faible concentration d'inhibiteur entraîne seulement la corrosion généralisée.

Exemples:

- Chromates
- Nitrites
- Phosphates
- Benzoates.

II.7.3.1.a. Modification de la cinétique de dissolution anodique

Par absorption de l'inhibiteur, il n'y a pas un simple blocage des sites préférentiels de dissolution du métal, il y a aussi une intervention de l'inhibiteur au niveau des intermédiaires réactionnels accompagnant les différentes étapes de la dissolution d'un métal [7].

II.7.3.2. Les inhibiteurs de corrosion cathodiques

L'action de ces inhibiteurs se traduit par une diminution de la vitesse de la réaction cathodique et donc par un déplacement du potentiel de corrosion vers des valeurs moins nobles. Ce sont généralement des cations qui peuvent migrer vers la surface cathodique, où ils se précipitent sous formes de sels basiques ou d'hydroxydes, formant des films adhérents et compacts. Les inhibiteurs cathodiques incluent des combinaisons de zinc, de nickel, de magnésium, des phosphates alcalins, des combinaisons d'arsenic....

Exemples:

- Ions zinc
- Polyphosphates
- Phosphates.

D'après leur mode d'action on observe qu'ils sont utiles dans les environnements très acides. On peut distinguer trois catégories d'inhibiteurs:

- Les poisons cathodiques (ils rendent plus difficile la réduction des ions H^+),
- Les précipités cathodiques (le Ph du milieu doit être ajusté afin de ne pas précipiter les sels sous la forme d'une suspension non protectrice)
- les désoxygénant ou les fixateurs d'oxygène sulfites (Na_2SO_3) ou l'hydrazine (N_2H_4) ne sont pas, à proprement parler des inhibiteurs ,mais ce comportent comme des inhibiteurs.

II- 7.3.3. Les inhibiteurs mixtes

Seuls quelques-uns des inhibiteurs mentionnés ci-dessus peuvent devenir pleinement effectifs en liaison avec l'oxygène dissous ou avec les sels de calcium. L'ajout simultané de deux inhibiteurs peut donner comme résultat la croissance d'effet inhibiteur et il peut aussi éliminer aux faibles concentrations le risque à la corrosion par piqûres[7].

Exemples:

- Chromates–zinc
- Phosphates–zinc
- Phosphonates–zinc

- Phosphates–polyphosphates
- Phosphates–phosphonates

CHAPITRE III

**Evaluation de l'inhibiteur de corrosion
NORUST IG514**

III.1. Introduction

Le champ de RHOURE EL BAGUEL est situé dans la partie Nord-est du Sahara algérien à environ 90 Km au Sud-est de HASSI MESSAOUD, sur la route d'ELBORMA.

Il s'étend du Sud-ouest au Nord-est sur une longueur de 11.2 Km et une largeur de 7 Km.

La région de RHOURE EL BAGUEL ne peut pas échapper au phénomène de corrosion qui coûte excessivement cher.

Sachant donc que la corrosion occupe une part non négligeable des coûts de maintenance, et des changements de pièces, alors il est nécessaire de veiller à réduire la vitesse de corrosion à sa plus simple expression.

Dans notre cas la corrosion interne des pipes est un problème très complexe puisque il existe des installations de fond et d'autres de surface en plus d'un réseau de lavage et le réseau de collecte extrêmement dense qui assure l'acheminement des fluides des puits vers les complexes industriels.

III.2. L'objectif principal de ce travail

L'objectif de ce travail est

-de 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 NORUST IG 514 dans le circuit huile.

-L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion a été réalisée sur les puits producteur d'huile RB54 et RB 64 bissur les têtes de puits et sur les manifolds huile.

-La réalisation d'un suivi de l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode des coupons de corrosion au niveau du champ REB.

III.3. Surveillance de la corrosion par les coupons de corrosion:

Le coupon est une pièce de même qualité métallurgie que des installations à protéger, exposé au milieu agressive pour une période de temps après laquelle il est récupéré, nettoyé et pesé.

Pratiquement, les coupons sont utilisés pour le control et la surveillance de corrosion. Les coupons sont faciles à utiliser, ils fournissent des résultats précis sur la vitesse de corrosion

à partir de la masse perdue pendant le temps d'exposition, et peuvent nous indiquer la morphologie des incrustations de corrosion.

À REB on utilise habituellement des coupons (strip coupon) insérés au niveau de la tête de puits et aux manifolds pour calculer la vitesse de corrosion à travers la perte de poids en fonction du temps, généralement elle est exprimée par Mils par année (MPY) ou millimètres par année (MMPY)



Figure III-1 : Coupons avant montage.



Figure III-2 : Coupons après montage.

III.4. Les type du coupon :

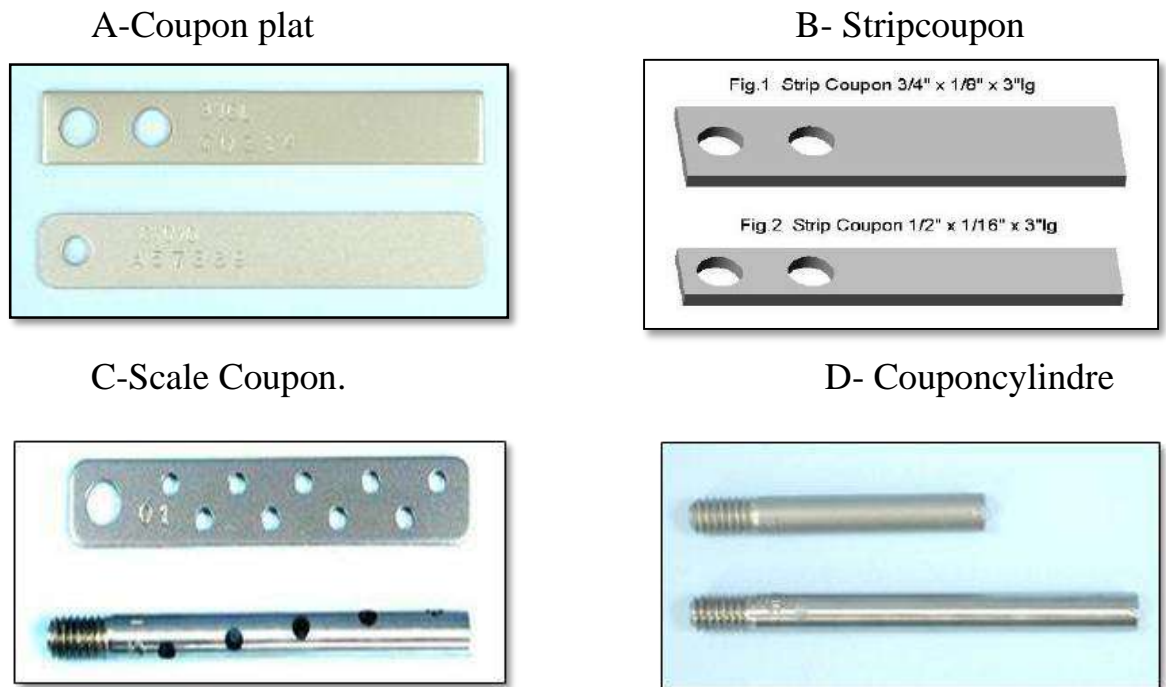


Figure III-3 : Types des Coupons

III.5. Installation des coupons:

Méthode de perte de poids des coupons

La perte de poids est la méthode la plus ancienne de mesure de la corrosion c'est une méthode très simple, elle donne des informations très utiles à des prix relativement bas et sans perturbation des Systèmes. Son principe est immersion de l'échantillon à étudier dans le milieu corrosive considéré (après sa pesé) pendant une durée bien définie. Ensuite, l'évaluation se fait visuellement. L'inspection visuelle de la morphologie de la corrosion, puis, après traitement, l'échantillon est de nouveau repesée pour déterminer la masse perdue (la vitesse de corrosion). Les coupons de corrosion sont des plaquettes d'échantillon calibrées qu'on installe dans le surcuit a contrôler, constituées du même matériau que le circuit. Ces coupons sont retirés, pesés et examinés. On détermine ainsi la vitesse de corrosion par la perte de poids L'intensité de la

corrosion. C'est une méthode particulièrement simple et bon marché de contrôle Règles général:

- Le matériau du coupon doit être exempt de défaut afin de permettre des mesures successives
- L'état de surface doit être homogène
- Le positionnement dans la veine fluide doit être adapté à la forme du coupon
- Il doit être isolé électriquement de son support
- Il doit être dégraissé avant son utilisation et protégé lors de son stockage Et pesé en grammes avec 4 décimales.
- utiliser des gants en plastique lors de la manipulation Si les coupons ne sont pas pesés immédiatement,
- ils doivent être stockés dans un endroit sec et sous vide d'air. [20]

Les coupons sont installés à l'aide d'un retriever dans l'accessfitting et retenue par des bouchons (plug) comme il est montré dans la figure suivante :

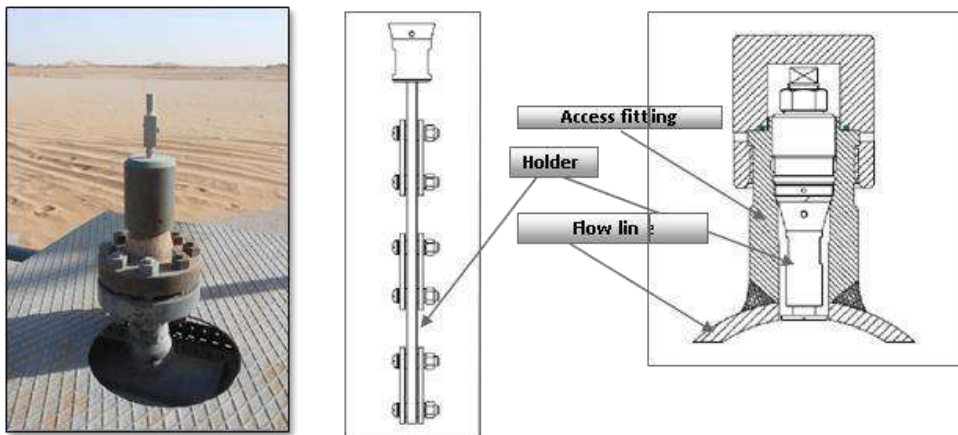


Figure III-4 : Schéma d'installation du coupon

- **Access fitting** : est un ensemble tubulaire (2 pouces de diamètre), soudé sur le réseau de collecte pour donner accès au système sous pression sans interrompre la production,
- **Le bouchon** : utilisé pour fermer l'Access fitting et retenir les outils.

- **Le retriever** : c'est un équipement désigné à donner l'accès à l'intérieur de l'Access fitting pour récupérer ou installer les coupons sous conditions (pression, température) dans les collectes.

Le retriever est équipé d'une vanne de service qui est très compacte (9 pouce de longueur), la vanne donne une étanchéité temporaire au point d'accès quand on enlève ou, on installe des coupons.

III.6. Procédure de récupération et d'installation des coupons de corrosion:

Cette procédure fournit les instructions pour la récupération, l'installation ou le changement sous pression, des coupons de corrosion.

III.6.1.. Extraction de l'ensemble (Support, Bouchon, Coupon) :

- Retire le couvercle, s'il n'y a pas de pression derrière lui.
- Desserrer le bouchon de support, et s'assurer que la pression diminue à zéro, en dévissant avec une clé de calibre 1-1/8".
- Attacher la vanne de service en maintenant le levier en position ouverte.
- Serrer l'écrou en le tapant légèrement à l'aide d'un marteau en cuivre. Ne pas trop serrer, ceci pourrait déformer le joint toriqué d'étanchéité.
- Poser le cylindre extérieur sur une surface propre et non poussiéreuse, et étendre le cylindre intérieur du retriever jusqu'à ce que l'adaptateur du mandrin soit couvert et mis sur bride.
- Insérer le bout ouvert de retriever dans la vanne de service. Visser puis serrer l'écrou en le tapant légèrement à l'aide du marteau en cuivre.
- Retirer le clap du cylindre et rabaisser le cylindre extérieur jusqu'au sommet de la tête hexagonale du bouchon. Avec un léger soulèvement vers le haut, visser à environ deux tours complets.
- Maintenant insérer l'hexagone en permettant le retriever de descendre sur les filets en inversant le tour.
- Confirmer que les deux vannes de purge et la vanne de by-pass sont fermées.
- Purger la pression du pipeline dans le retriever par tourner lentement et pas plus de 5 tours, le retriever dans le sens inverse des aiguilles d'une montre et surveiller le manomètre durant toute l'opération.

- Confirmer que les pressions sont équilibrées entre pipeline et l'intérieur de retriever avec des pressions égales, il serait sûr de dévisser complètement le bouchon avec un total de 15 tours complets.
- Maintenant soulever complètement le cylindre extérieur de retriever et fermer lentement la vanne de service
- En utilisant l'une des vannes de purge (celle du bas pour le liquide, et celle du haut pour le gaz), purger le liquide et pressurisé dans un bidon à résidus.
- Détacher le retriever de la vanne de service, en s'assurant que les liquides ne s'écoulent pas de retriever et contaminent la zone.

III.6.2. Remplacer (ou réinstaller) le coupon de corrosion :

- Changer les coupons, la garniture et le joint torique.
- Enregistrer les données.
- S'assurer que les coupons sont alignés aux marques de l'hexagone.
- Serrer le support du coupon sur l'adaptateur du mandrin, par deux tours.
- Appliquer la graisse sur le filetage du bouchon et sur la garniture primaire et sur le joint torique.
- Étendre le cylindre intérieur de façon à couvrir complètement le support du coupon et les coupons et placer le clap sur le cylindre.
- Attacher le retriever sur la vanne de service et visser l'écrou et serrer à l'aide du marteau à cuivre (Pas très fortement).
- Équilibrer lentement les pressions entre le pipeline et le retriever, en ouvrant la vanne de purge sur la vanne de service.
- Quand la pression sera équilibrée, ouvrir lentement la vanne de service à l'aide du grand levier.
- Retirer le clap du cylindre et faire baisser lentement le cylindre extérieur jusqu'à ce que le bouchon se pose sur le sommet du filetage de la garniture d'accès.
- Faire tourner lentement le retriever dans le sens inverse des aiguilles d'une montre jusqu'à ce que le début du filetage soit senti et que l'adaptateur du mandrin est engagé avec l'hexagone.
- Visser le bouchon de support dans le sens des aiguilles d'une montre, pour 15 tours ou jusqu'à ce qu'un léger serrage est senti.

- A ce moment, le bouchon de support aura obturé la pression de la ligne à partir du retriever.
- Retirer l'outil de récupération de la garniture d'accès au coupon.
- Ouvrir l'une des vannes de purge et purger le liquide pressurisé dans un bidon à rebus.
- S'il y a un dégagement continu de pression, faire tourner le récupérateur (dans le sens des aiguilles d'une montre) et essayer encore de purger la pression.
- L'utilisation d'une force inhabituelle, ne serait pas nécessaire.
- Quand la pression atteindra zéro, soulever légèrement le cylindre extérieur du retriever et le faire tourner dans le sens inverse des aiguilles d'une montre pour le détacher du filetage central.
- Soulever le cylindre extérieur et maintenir le clap. Vérifier le manomètre pour s'assurer que la pression de retriever est toujours à zéro, dévisser l'écrou de retriever et le retirer.
- Retirer le clap du cylindre, faire tomber le cylindre intérieur et le mettre dans le boîtier.
- Dévisser et retirer la vanne de service et la mettre dans le boîtier.
- Nettoyer la garniture d'accès, aligner les coupons dans le sens du flux, et placer le bouchon de pipe, ainsi que le couvercle.
- Si la vanne et le retriever ne sont pas utilisés ce jour-là, entreprendre un démontage complet et entretenir la vanne de service et le retriever avant de les ranger.
- Remplacer tous les joints ou pièces usés ou endommagés.

III.6.3. Procédure de nettoyage et le pesage des coupons après exposition au niveau du laboratoire Selon la Norme NACE SP0775-2018:

- ✓ Enregistrez le numéro de série du coupon et le photographiez au niveau du laboratoire avant et après nettoyage.
- ✓ Examiner visuellement le coupon et noter les observations.
- ✓ Immerger le coupon dans un solvant hydrocarboné approprié, tel que du xylène ou du toluène propre, suffisamment longtemps pour éliminer l'huile, les matériaux

humides d'huile et la paraffine.

- ✓ Rincer avec de l'alcool isopropylique ou de l'acétone et Sécher dans un léger courant d'air.
- ✓ Immerger les coupons d'acier dans 15 % d'acide chlorhydrique inhibé pour éliminer le tartre minéral et les produits de corrosion.
- ✓ Après nettoyage, plonger le coupon dans une solution saturée de bicarbonate de sodium pendant une minute pour neutraliser l'acide.
- ✓ Rincer à l'eau distillée pour éliminer le neutralisant.
- ✓ Rincer immédiatement le coupon dans l'alcool isopropylique ou de l'acétone et sécher dans un courant d'air.

III.7. Formule de calcul de la vitesse de corrosion par l'utilisation du coupon de corrosion:

Après l'exposition des coupons de corrosion au milieu agressif pour une période de temps après laquelle il est récupéré, nettoyé et pesé. La différence de poids avant et après l'exposition (la perte de poids) est utilisée pour calculer la vitesse de corrosion suivant la formule suivante :

$$CR = \frac{W \times 365 \times 1000}{A \times T \times D} = \frac{3.65 \times 10^5 \times W}{A \times T \times D} \quad \text{.(III-1)}$$

CR (taux de corrosion) : le taux moyen de corrosion (vitesse de corrosion), en millimètres par année (mm/y).

W : la masse perdue, en gramme (g).

A : la surface initial du coupon exposé, en millimètres carré(mm^2).

D : la densité de métal du coupon(gcm^3). $D = 7.86 g cm^3$.

T : le temps d'exposition, en jours (d).

Comme on peut la (vitesse de corrosion) calculer en mils par an, selon la formule suivant

$$2.227 \times 10^4 \times W$$

$$CR = \frac{2.227 \times 10^4 \times W}{A \times T \times D} \quad (mpy) \dots \text{(III-2)} \quad \mathbf{1 mpy = 0.0254 mm/y}$$

Avec : A : la surface initial du coupon exposé, en inches carrés(in^2).

III.7.1. Évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode des coupons de corrosion, pour l'optimisation des inhibiteurs de corrosion:

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion **NORUST IG514** de la firme **ARKEMA** sera réalisée au niveau des puits producteurs REB jusqu'à l'arrivée des manifolds (Évaluation au niveau des installations de surface) par la méthode des coupons de corrosion.

III.7.2. Le produit de traitement utilisé **NORUST IG514** de la firme **ARKEMA** et concentration injecté:

- L'injection continue de l'inhibiteur de corrosion **NORUST IG 514** ce fait à partir d'un réservoir installé en surface à l'aide d'une pompe doseuse avec une concentration de l'Inhibiteur de corrosion de **07ppm**.
- L'injection discontinue (Batch Treatment) : Cette méthode consiste à traité le tubing avec bouchon de **33 bbl** de l'inhibiteur de corrosion **MC –MX 6 17 01** chaque quatre semaine à l'objectif de former un film protecteur sur la paroi intérieure de tubing ainsi que les pipelines.

III.7.3. L'étape à suivre concernant l'évaluation de la vitesse decorrosion

- 1- Installation des coupons de corrosion s'effectuer a **14/11/2021** au niveau de tête du puits RB64bis ainsi que l'arrivé du manifoldsud.
- 2- Installation des coupons de corrosion s'effectuer a **22/11/2021** au niveau de tête du puits RB54 ainsi que l'arrivé du manifoldNord.
- 3- Optimisation de l'injection de l'inhibiteur **NORUST IG 514** par une concentration de 7 ppm.
- 4- Extraction des coupons installées au niveau de tête du puits RB64bis ainsi que l'arrivé du manifold Sud après une durée de 70 jours.
- 5- Extraction des coupons installées au niveau de tête du puits RB54 ainsi que l'arrivé du manifold nord après une durée de 66 jours.
- 6- Détermination de la vitesse de corrosion par la perte du poids des coupons.

III.7.4. Paramètres des puits :

Tableau III.01 : Paramètres de la production au niveau de tête du puits RB 64 bis ainsi que son arrivée manifold sud.

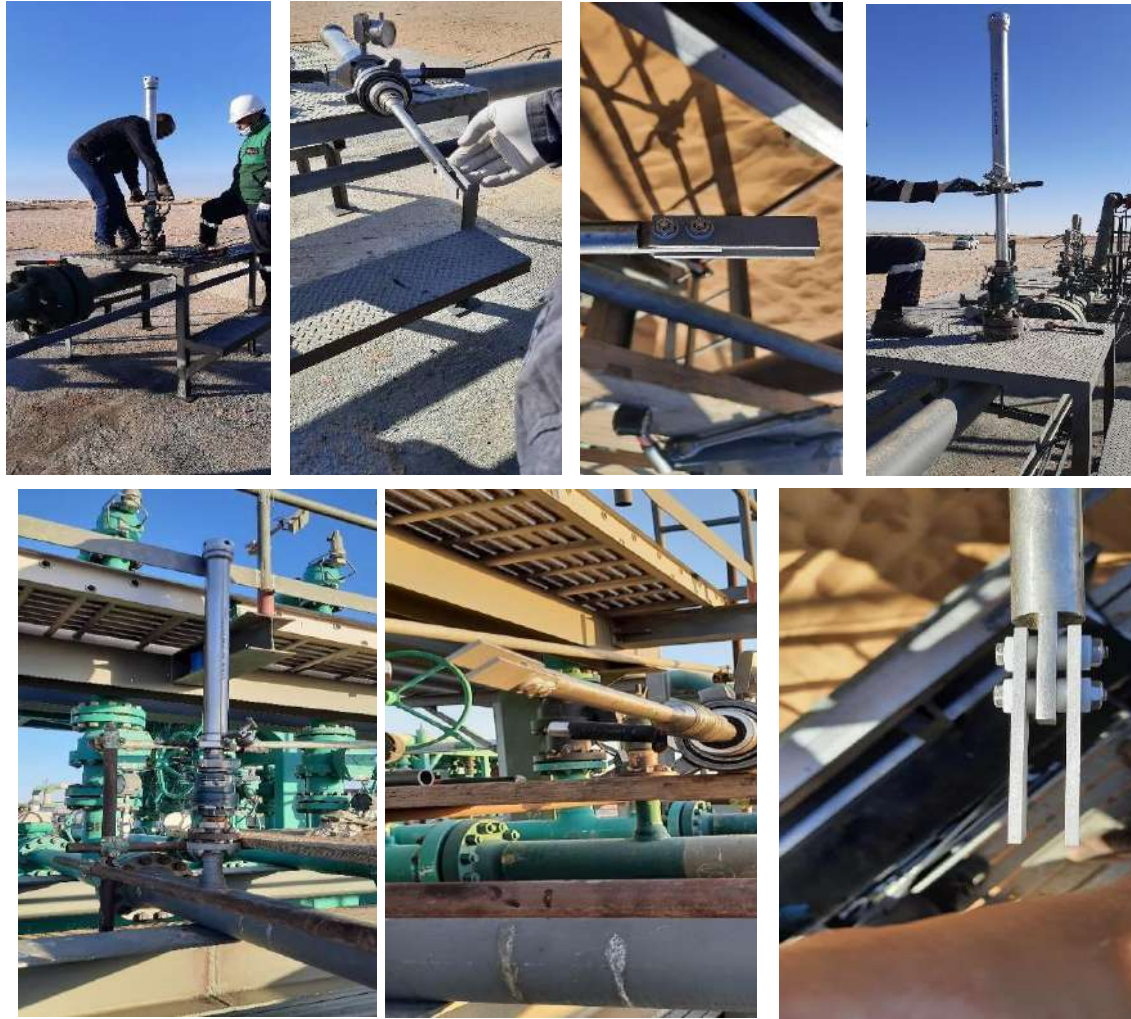
Paramètre	T (°C)	Pression Bar	∅	Longueur (m)	Qeau m3/j	Qhuile m3/j	Qgaz Sm3/j	Système
Tête de puits RB64bis	55	40	6'	45	0.00	95	448292	HP
Arrivée sur manifold sud du puits RB64bis	55	33,5	8'	360				

Tableau III.02 : Paramètres de la production au niveau de tête du puits RB 54 ainsi que son arrivée manifold nord.

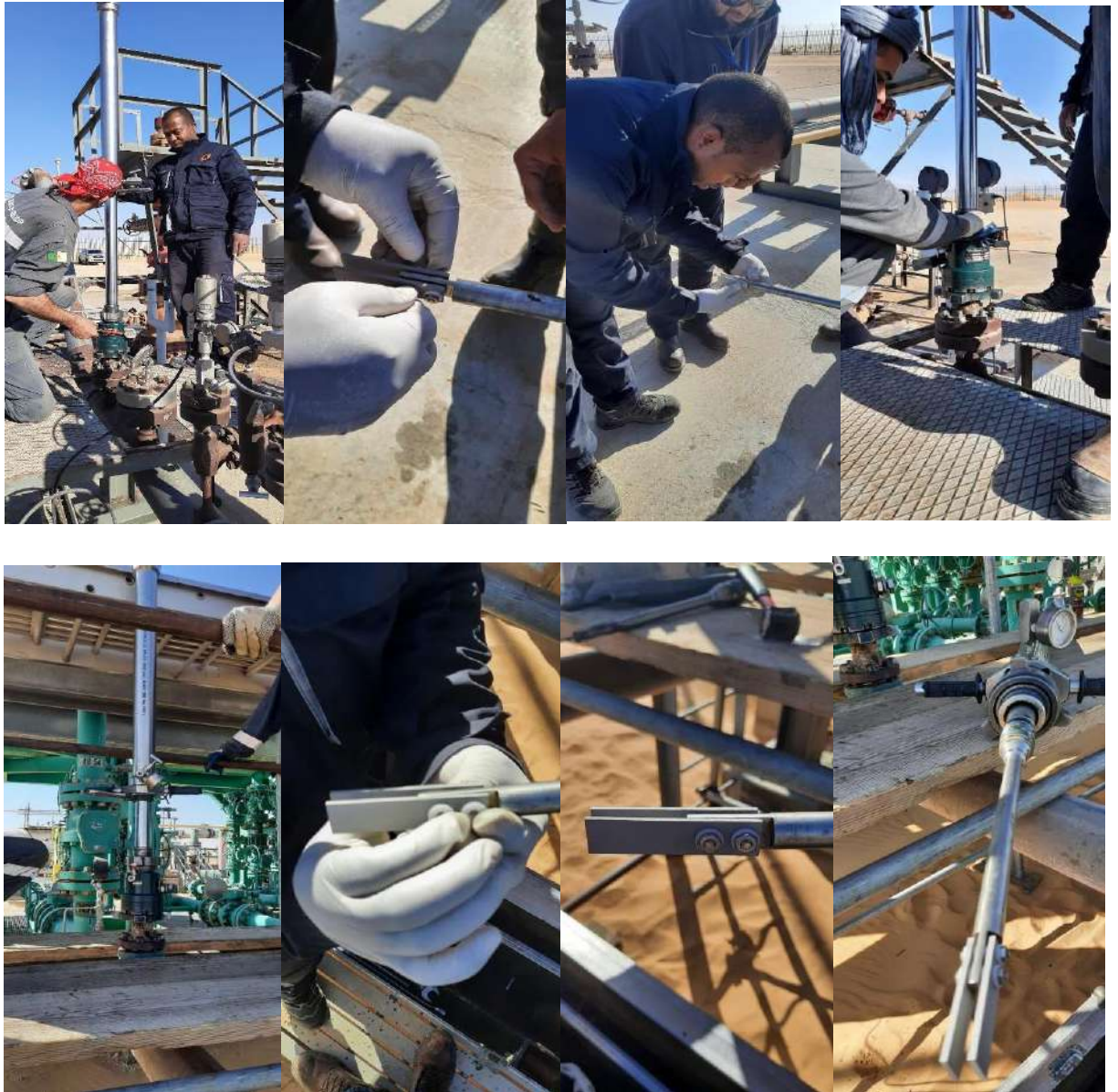
Paramètre	T (°C)	Pression Bar	∅	Longueur (m)	Qeau m3/j	Qhuile m3/j	Qgaz Sm3/j	Système
Tête de puits RB54	48	32	6'	60	0.00	39	433457	HP
Arrivée sur manifold nord du puits RB54	48	17	8'	1247				

III.7.5. Installation des coupons de corrosion:

Les coupons de corrosion ont été installés le **14/11/2021** à 09h30 au niveau de la ligne 6' du puits RB64bis et installés à 10h00 au niveau de l'arrivée manifold sud RB64bis.



Photos III.5 : Opération d'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée manifold sud du puits RB64bis.



Photos III.6: Opération d'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée manifold Nord du puits RB54.

III.8. Résultats d'évaluation de la vitesse de corrosion au niveau des puits RB64bis et RB54

III.8.1. Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits RB64bis et arrivée manifold sud.

Le tableau N°03 regroupe les données techniques des coupons de corrosion installés puis extraits au niveau du Puits RB64bis le **23/01/2022** et l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte du poids des coupons de corrosion.

Tableau III.03 : Données techniques des coupons de corrosion d'installés et d'extraits au niveau de la tête puits du **RB64bis** – Arrivée manifold sud **RB64bis**.

Location	Ø (")	N° Série	Poids initial Pi (g)	Date d'installation	Durée d'exposition (Jours)	Poids Final Pf (g)	Date d'extraction
Tête de puits RB64bis	6	H613	32.9645	14/11/2021	70	32.375	23/01/2022
		H614	32.8570	à 09H30		32.271	
Arrivée sur Manifold sud RB 64bis	8	H615	32.8556	14/11/2021		32.557	23/01/2022
		H617	32.6324	1 à 10H00		32.324	



Photo III.7: Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée manifold sud du puits **RB64bis** le 23/01/2022.

Photo III.8: Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du puits **RB64bis** avant et après le nettoyage



Avant nettoyage

Après nettoyage

Tableau III.04: Évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits **RB64bis** et arrivée manifold sud le **23/01/2022**.

Location	N° Série	$\Delta P(g)$	V corr mm/a n	V corr mpy	V corr moy mpy	V corr moy mm /an	Durée d'exposition
Tête de puits RB64bis	H613	0,589	0,12	4,89	4,685	0,118	Du :14/11/2021 Au :23/01/2022 (70 jours)
	H614	0,586	0,116	4,48			
Arrivée manifold sud RB64bis	H615	0,298	0,06	2,44	2,44	0,06	
	H617	0,308	0,06	2,44			

III.8.2. Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits RB54 et arrivée sur manifold sud.

Le tableau N°05 regroupe les données techniques des coupons de corrosion installés puis extraits au niveau du Puits **RB54** le **27/01/2022** et l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte du poids des coupons de corrosion.

Tableau III.05 : Données techniques des coupons de corrosion d'installés et d'extraits au niveau de la tête du puits **RB54** – Arrivée manifold nord **RB54**

Location	∅ (")	N° Série	Poids initial Pi (g)	Date d'installation	Durée d'ex- position (Jours)	Poids Final Pf (g)	Date d'extraction	
Tête de puits RB54	6	H616	32.8307	22/11/2021	66	32.384	27/01/2022	
		H618	32.8268	à 09H30		32.367		
Arrivée sur Manifold nord RB 54	8	H619	32.9226	22/11/202		1 à 10H00	32.718	27/01/2022
		H620	33.2613				33.043	



Photo III.9: Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée manifold nord du puits **RB54** le **27/01/2022**

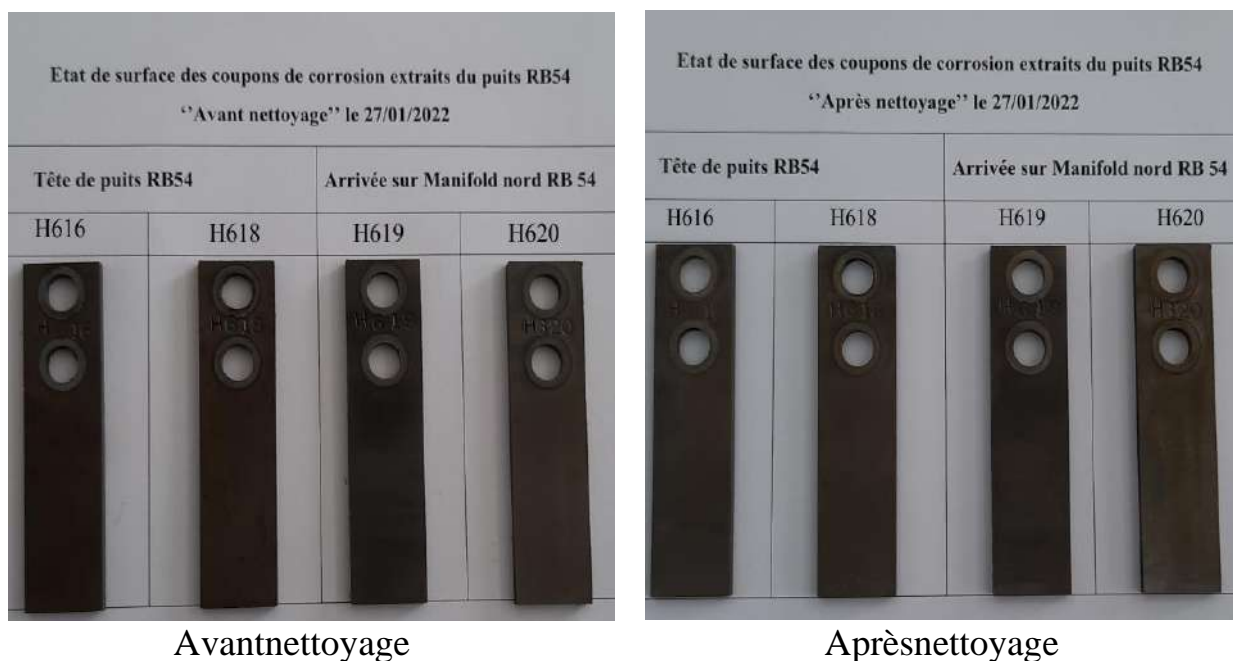


Photo III.10: Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du puits **RB54** avant et après le nettoyage

Tableau III.06 : Évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons au niveau des puits **RB54** et l'arrivée manifold sud le **27/01/2022**.

Location	N° Série	$\Delta P(g)$	V corr mm/a n	V corr mpy	V corr moy mpy	V corr moy mm /an	Durée d'exposition
Tête de puits RB54	H616	0,446	0,09	3,543	3,661	0,095	Du :22/11/2021 Au :27/01/2022 (66 jours)
	H618	0,459	0,096	3,779			
Arrivée manifold nord RB54	H619	0,204	0,04	1,574	1,692	0,044	
	H620	0,218	0,046	1,811			

Conclusion

L'évaluation de la vitesse de corrosion pour l'optimisation des inhibiteurs de corrosion par la méthode des coupons de corrosion au niveau des puits producteurs d'huile **RB64 bis** jusqu'à son arrivée sur manifold sud et **RB54** jusqu'à son arrivée sur manifold nord nous permette de choisir le débit optimal nécessaire pour minimiser maximum de la vitesse de corrosion ainsi que protéger les équipements et les installations, économiser le coût d'injection des inhibiteurs de corrosion.

Le tableau ci-dessous représente les résultats de l'évaluation de vitesse de corrosion.

Tableau III.07: Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par la méthode des coupons de corrosion :

Location	V corr mpy	Vcorr mm/an	Commentaires
RB64bis (Tête de puits)	4,44	0,118	Le taux de corrosion au niveau de la tête de puits est élevé
RB64bis (Arrivée manifold sud)	2.44	0,06	Le taux de corrosion au niveau de l'Arrivée manifold est moyenne
RB54(Tête de puits)	3,661	0,095	Le taux de corrosion au niveau de la tête de puits est moyenne.
RB64bis (Arrivée manifold nord)	1,692	0,044	Le taux de corrosion au niveau de l'Arrivée manifold est moyenne

Conclusion générale

Ce travail présente une étude d'un l'inhibiteur de corrosion NORUST IG514 utilisé dans les installations pétrolières au niveau du champ de rhourde el baguel.

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion a été réalisée sur les puits producteur d'huile RB54 et RB64 bis sur manifold huile sud et les têtes depuits en utilisant le test des coupons, Pour 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'après les résultats du test l'inhibiteur de corrosion on peut conclure des Recommandation :

- 1- Augmentation de la concentration actuelle d'inhibition de 07 à 10 ppm pour réduire la vitesse de corrosion au niveau des puits RB 54, RB 64bis.
- 2- Généraliser l'évaluation de la corrosion par la méthode des coupons de corrosion pour toutes les puits producteurs de champREB.
- 3- Installation des Access Fitting au niveau des installations des surfaces des puits manque de system 'installation du coupon (RB 12, RB 46, RB 44, RB 50, RB 42, RB59).
- 4- Installation des Access Fitting au niveau de la sortie des linges des séparateurs HP/MP et sortie des lignesGBT01/GBT02.

Tout cela doit être accompagné par des mesures efficaces et fiables permettant de renseigner sur la situation réelle. pour cela il faut mettre en place un système demanagement de la corrosion comme partie intégrante du système de management globalqui prendra en charge le développement, la mise en œuvre, la révision et la correction de la politique de la corrosion.

En général, un système de management de la corrosion construit progressivement une structure compatible avec le système de management de la santé, sécurité et environnement HSE.

Le degré de complexité de ce système dépendra des opérations et du personnel,

Le système aura des données d'entrée techniques tels que les études de risque pour les produits dangereux. Il aura aussi des systèmes de contrôle pour assurer la continuité du traitement chimique et de l'inspection et le monitoring de la corrosion.

Ces derniers sont déterminés par le type de matériau, la corrosivité des fluides, le pourcentage d'eau dans le brut, l'âge du gisement et de la stratégie de maintenance adoptée.

Bibliographie

A. JENKINS, «Introduction to corrosion in oil and gas production,» Algiers, MI production, 2006. «memoire de bouteldja malika» «MEMOIRE GHARBIE KHEIRA».

A. DOUGHETY, «Aggressive agents as corrosion inhibitors in gas and oil production,» chez *Corrosion 2004*, Nace international, 2004, p. 04423.

A. M. M.B. KERMANI, «Carbon dioxide corrosion in oil and gas production,» chez *Corrosion 59 (8)*, 2003, p. 659.

A. Mendoza, «Corrosion de l'acier d'armature dans le béton fissuré chargé exposé aux sels de déglçage,» Ontario, Canada, Université De Waterloo, 2000.

B. P. R. C. S.D. KAPUSTA, «Corrosion management of wet Gas pipelines,» chez *Corrosion 99*, Houston ,TX, Nace international, 1999, p. 45.

C. Fiaud, «Inhibiteurs de corrosion M160,» Technique de l'ingénieur, 2000.

C. J. P. BOUMERSBACH, «electrochemical characterization of a corrosion inhibitor: influence of temperature on the inhibition mechanism.,» chez *207th meeting of the electrochemical society*, Quebec City (Canada, 15-20 mai 2005).

clintonchinogurei, «propriétés inhibitrices de l'huile de cade sur la corrosion de l'aluminium,» chez *mémoire de master*, Annaba –Algerie, Université Badji Mokhtar, 2018.

D. C. DE WAARD, «Carbonic acid corrosion of steel,» chez *Corrosion 31 Vol 5*, 1975, p. 177.

D. Landolt, «Corrosion et chimie de surfaces des métaux. Presses polytechniques et Universitaires Romandes,» Lausanne, 1997.

E. GULBRANDSEN, «Effect of oil in water emulsions on the performance of CO₂ corrosion inhibitors,» chez *Corrosion 2004*, Nace international, Houston, TX, 2004, p. Paper n° 04365.

F. Z. Mennad, «Etude de corrosion de l'acier API5CTGradN 80 dans des puits d'injection d'eau par l'inhibiteur N-(2-aminoéthyl),» chez *mémoire de master*, Ouargla-Algerie, Université KasdiMerbeh, 2015.

G. J. Talbot, «Etude de quelques problèmes de corrosion dans l'industrie laitière,» p. 379.

- G. TRABANELLI, «Marcel Dekker. Y/ Mansfield, Corrosion Mechanism.,» 1987.
- G. W.F.WAYNE, «Green inhibitors – development and applications for aqueous systems,» chez *Corrosion 2004*, Nace International Houston, TX, Schlumberger, 2004, p. Paper n° 04407.
- Gastaut, «in luence de l'état du revêtement hydrocarboné sur le risque de corrosion des canalisations enterrées de transport du gaz,» École Doctorale.
- H. E. DUNOD, «corrosion et protection,» Paris, ISBN2-100-04191-6, 1970, pp. 87-102 / 231- 240.
- H. M. ., G. W. ., A. A. ., G. S. A.J. Coleman, 2006.
- H. T. C. W. H.B.WANG, «Characterization of inhibitor andcorrosion product film using electrochemical impedance spectroscopy (EIS),» chez *Corrosion 2001*, Nace International, Houston, TX, 2001, p. Paper n° 01023.
- J. F.H.RHODES, « Ind and Eng Chem 28, 9.,» 1938, pp. 326-330.
- J. Scully, « The Fundamentals of Corrosion, International Series of Monographs on Materials Science and Technology,» Oxford, 2nd Ed. Pergamon International, 1975.
- L. B.KERMANI, «A working party report on CO2 corrosion control in oil and gas production – design consideration,» P. n°23, Éd., London, European Federation of corrosion, Institute of Materials, 1997.
- L.Djoughri–K.Titouah, «Etude de l'efficacité d'inhibiteur de corrosion en présence des produits de traitements dans l'industrie pétrolière,» chez *mémoire de fin de cycle master* , Université A. Mira – Bejaya, 2017.
- M. Khalida, «Contribution à l'étude de l'incompatibilité entre un inhibiteur de corrosion et un inhibiteur de dépôt,» chez *mémoire de magister*, 2014, p. 14.
- M.Faustin, « Etude De L'effet Des Alcaloïdes Sur La Corrosion De L'acier C38 En Milieu Acide Chlorhydrique,» Mémoire De Doctorat-Université Des Antilles Et De La Guyane, 2013.
- P. GARTLAND, «Choosing the right positions for corrosion monitoring on oil and gas pipelines,» Corr Ocean USA Nace, Houston, 1998, p. 83.
- P. NOBEL, «Etude du mécanisme d'action de monofluorophosphate de sodium comme inhibiteur de la corrosion des armatures métalliques dans le béton,» Paris 6, Université Pierre & Marie Curie, Février 2004, pp. 21-23 / 47-51.

R. HAUSLER, «contribution to the understanding of H₂S corrosion,» chez , Consulta, 2004 , p. 04732 nace.

R. L.E.NEWTON., «CO₂ corrosion in oil and gas production,» Corrosion, Nace, Houston, TX, 1984, p. 412.

R. MARTIN, «Inhibition of vapour phase corrosion in gas pipelines »,» Euro Corr 97, European Federation of corrosion, 1999, p. 26 / 433.

R. S.SRINIVASAN, «Prediction of corrosivity of CO₂/H₂S production environments,» Denver, Corrosion/96, 1996, p. 11.

R.H.HAUSLER, «Hydrodynamic and flow effects on corrosion inhibition,» chez *corrosion 2004*, Nace, 2004, p. 04402.

S. Bradford, «Corrosion and Protection,» New York, Van Nostrand Reinhold, 1992.

S. R.D.KANE, «experience survey on corrosion monitoring and mitigation techniques for sweet well production,» CLI International, INC, HOUSTON,, 1996.

S. W. J. C. S. NESIC, «Integrated CO₂ corrosion – multiphase flow model,» chez *Corrosion*, Athens Nace, Houston, TX, Institute for corrosion and multiphase technology, 2004.

T. N.Shanthini, «Archives of ofapplied science research, 4(5):2213-2222,» 2012.

T. Thomas, «Rough Surfaces, Longman,» New York, 1982.

V. C. G. Trabanelli, «Corrosion Science and Technology: Plenum Press,» new York, 1970.

W. E. J.B.SARDISCO., «Corrosion of iron in an H₂S CO₂-H₂O System: corrosion film properties on pure iron »,» chez *Corrosion*, 19, 1963, p. 354– 359.

