REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la RechercheScientifique

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, Sciences de laTerre et de l'Univers

Département de forage et mécanique de chantier pétrolière

Mémoire

Pour obtenir le diplôme de master

Filière : Hydrocarbure

Option : mécanique des chantiers pétrolières

Thème

Etude de l'efficacité d'un inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 dans la région de Rhourde El Baguel

Présenté par :

- Mohamed Islam Houhou
- Islam Menfoukh

dirigé par :

Dr : CHOUICHA SAMIRA

Soutenu le : 16/06/2021

Jury :

Président :	**Dr.KHENTOUT Abdelkader**	**M.C.B**	**Univ. Ouargla**
Rapporteur :	**Dr. CHOUICHA Samira**	**M.A.A**	**Univ. Ouargla**
Examinateur :	**Dr. GOUAMID Mesaoud**	**M.A.A**	**Univ. Ouargla**

Année Universitaire : 2021 / 2020

DÉDICACE

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans 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 2016 et mes amis.*

Mohamed Islam Houhou

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

« Je dédie ce modeste mémoire, fruit de très longues années d'étude à:

- *Les deux personnes les plus chères à mon cœur, mon père et ma mère, qui m'ont apporté soutien et confort tout au long de mes études.*
- *Mon frère*
- *Mes sœurs*
- *Ainsi que toute la famille Menfoukh.*
- *Et à tout la promotion 2016 et tous mes amis.*

Islam Menfoukh

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je tiens à remercier

Mon encadreur Mm. Samira chouicha pour les efforts qu'il a déployés pour que ce modeste travail voir le jour.

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

Mes sincères expressions s'adressent à tous les collègues de la promotion 2016/2021.

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

RESUME

Ce travail présente une étude d'un l'inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 utilisé dans les installations pétrolières au niveau du champ de rhourde el 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 MC MX 6-1701 contre la corrosion du puits RB 57 et les installations de surface par trois méthodes le dosage du fer , la sonde ER et par le test des coupons.

Les principaux résultats obtenus montrent que Pour la phase avec traitement le taux de fer reste toujours élevé avec des valeurs allant de (1100 - 1600) mg/l et un pH acide (4,13 - 5,29) avec présence de légers dépôts (noir et blanc), l'évaluation de la vitesse de corrosion par l'inhibiteur de corrosion fait objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de la sonde ER est représenté par une valeur de 0,305 mpy soit 0,0078 mm/an sur une période de 28 jours, ce qui donne une efficacité de traitement égale à 96,22 %. pour le test par coupon la vitesse de corrosion finale est 0.056mm/an .

Les Mots Clés :

Inhibiteur de corrosion ,vitesse de corrosion ,dosage du fer ,la sonde ER ,test des coupons.

Obstract

This work presents a study of a corrosion inhibitor MC MX 6-1701 used in the oil installations at the level of the field of rhourde el baguel.

The study is made by the realization of an industrial test for the corrosion inhibitors injected in discontinuous or in treatment by CHOC (batch treatment).

The objective of the work is to study the effectiveness of the corrosion inhibitor MC MX 6-1701 against corrosion of the RB 57 well and surface installations by three methods: the iron dosage, the ER probe and the coupon test.

The main results obtained show that for the phase with treatment the iron content remains high with values ranging from (1100 - 1600) mg/l and an acid pH (4.13 - 5.29) with the presence of light deposits (black and white), the evaluation of the corrosion rate by the corrosion inhibitor tested in

the RB 57 oil circuit by the ER probe method is represented by a value of 0,305 mpy or 0.0078 mm/year over a period of 28 days, which gives a treatment efficiency equal to 96.22%. For the coupon test the final corrosion rate is 0.056mm/year.

The Key Words :

Corrosion inhibitor, corrosion rate, iron dosage, ER probe, coupon test.

ملخص

يقدم هذا العمل دراسة لمانع التآكل MC MX 6-1701 المستخدم في التركيبات النفطية على مستوى حقل رورد الباغيل.

تم إجراء الدراسة من خلال تحقيق اختبار صناعي لمثبطات التآكل التي يتم حقنها بشكل متقطع أو في المعالجة بواسطة CHOC (المعالجة على دفعات).

الهدف من العمل هو دراسة فعالية مثبط التآكل MC MX 6-1701 ضد تآكل بئر RB 57 والتركيبات السطحية بثلاث طرق: جرعة الحديد ، مسبار ER واختبار القسيمة.

أظهرت النتائج الرئيسية التي تم الحصول عليها أنه بالنسبة للمرحلة مع المعالجة ، يظل محتوى الحديد مرتفعًا بقيم تتراوح بين (1100 - 1600) مجم / لتر ودرجة الحموضة الحمضية (4.13 - 5.29) مع وجود رواسب ضوئية (أبيض وأسود) ، يتم تمثيل تقييم معدل التآكل بواسطة مثبط التآكل الذي تم اختباره في دائرة الزيت RB 57 بواسطة طريقة مسبار ER بقيمة 0،305 mpy أو 0.0078 mm / year على مدار 28 يومًا ، مما يعطي كفاءة معالجة تساوي 96.22٪ . بالنسبة لاختبار القسيمة ، يكون معدل التآكل النهائي 0.056 مم / سنة.

مثبط التآكل ، معدل التآكل ، جرعة الحديد ، مسبار ER ، اختبار القسيمة.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE..... I

REMERCIEMENTS III

RESUME..... IV

TABLE DES MATIÈRES VI

LISTE DES TABLEAUX VIII

LISTE DES FIGURES IX

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET ACRONYMES XI

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE..... XII

INTRODUCTION GÉNÉRALE XIV

Chapitre I : La corrosion des installations pétroliers..... 16
I.1 Introduction 16
I.2 Définition de la corrosion..... 16
I.3 Les facteurs de la corrosion..... 16
I.4 Corrosion particulière rencontrée dans les installations pétrolières 18
I.4.1 Corrosion par CO_2 « Sweet corrosion » 18
I.4.2 Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion »..... 20
I.4.3 Présence des bactérie sulfate réductrice dans des installations pétrolier... 22
I.5 Conclusion..... 22

Chapitre II : Géneralité sur hinibiteur de corrosion 24
II.1 Introdiction 24
II.2 Moyens de lutte contre la corrosion :..... 24
II.3 Protection par inhibition :..... 24
II.3.1 Définition : 24
II.4 Conditions d'utilisation :..... 24
II.5 Propriétés essentielles d'un inhibiteur de corrosion : 25
II.6 L'efficacité d'un inhibiteur de corrosion : 25
II.7 Mécanismes et principes d'action :..... 26

II.8 Classification des inhibiteurs : 26
II.8.1 Classification selon la réaction partielle : 26
II.8.2 Classification selon le mécanisme réactionneli 30
II.8.3 Classification selon le domaine d'application : 32
II.9 Protection par revêtements : 34
II.10 Conclusion 35

Chapitre III : Évaluation du inhibiteur de corrosion mcmx6-1701 au niveau du champ de rhourde el baguel 37
III.1 Introduction 37
III.2 L'objectif principal de ce travail 37
III.3 Choix du circuit test 38
III.4 Points d'échantillonnage des eaux 39
III.5 Paramètres du circuit test 39
III.6 Matériels utilisés pour monitoring de la corrosion dans le circuit test 40
III.7 Methodes utilisés pour monitoring de la corrosion : 40
III.7.1 méthode du dosage du Fer Total : 40
III.7.2 Methode deperte de poids des coupons 42
III.7.3 Methode de la sonde ER : 43
III.8 Installation de la sonde ER et des coupons de corrosion 45
III.9 Méthodes d'évaluation de l'efficacité des inhibiteurs de corrosion 46
III.10 Déroulement et démarrage du test industriel 47
III.10.1 Aspects des échantillons prélevés durant la phase à blanc 48
III.10.2 Aspects des échantillons prélevés durant la phase de traitement 49
III.11 Évaluation de la corrosion dans le circuit test (huile) 51
III.11.1 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par Dosage du Fer 51
III.11.2 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par sonde ER 54
III.11.3 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons 56
III.12 Conclusion 62

Conclusion générale 64

Bibliographie 65

Annexe A 69

Annexe B 71

Annexe C 74

LISTE DES TABLEAUX

Page

Tableau I-1 : Les principaux facteurs de corrosion. 16

Tableau II- 1 : Protection par revêtements. 35

Tableau III- 1 : Points d'échantillonnages au niveau du circuit huile RB 57.....39

Tableau III- 2 : Paramètres de Production du puits test – Test du 24/08/2019.....40

Tableau III- 3 : Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion sans et avec traitement par l'inhibiteur MC MX 6-1701 par la méthode de la sonde ER.....54

Tableau III- 4 : Résultats des lectures de la sonde ER au niveau du Flow line du puits producteur d'huile RB57. 55

Tableau III- 5 : Données techniques des coupons de corrosion Installés /extraits pour la phase à blanc.....56

Tableau III- 6 : Evaluation de la V_{corr} par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote – RB 57.....57

Tableau III- 7 : Données techniques des coupons de corrosion installés/Extraits au niveau du circuit pilote – Puits RB 57 pour la phase avec traitement.....58

Tableau III- 8 : Evaluation de la V_{Corr} par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote – Puits RB 57 pour la phase avec traitement. 61

Tableau III- 9 : Résultats du dosage du fer total, salinité, conductivité et mesure de pH au niveau du circuit pilote RB 57.....76

LISTE DES FIGURES

Page

Figure II- 1 : Les différents processus se déroulant à l'interface lors de la corrosion d'un métal en milieu liquide. [32] 27

Figure II- 2 : Blocage des sites anodiques [32] 28

Figure II- 3 : Blocage des sites cathodiques [32] 29

Figure II- 4 : Modes d'adsorption de molécules organiques [32] 30

Figure II- 5 : Principe d'action Inhibiteurs passivations. [32] 31

Figure III- 1 : Point de pompage des produits chimiques de traitement en fond situé au niveau de la tête du puits producteur d'huile RB 57. [43] 39

Figure III- 2 : position du coupon sur la pipe. [43] 43

Figure III- 3 : Opération d'installation de la sonde ER au niveau du Flow Ligne 6'' du puits producteur d'huile RB 57. [43] 45

Figure III- 4 : Opération d'installation des coupons de corrosion. [43] 46

Figure III- 5 : Opération de pompage du produit MC MX 6-1701 au niveau du circuit pilote RB 57 le 16/09/2019. [43] 47

Figure III- 6 : Aspects des échantillons d'eau prélevés durant la phase à blanc. [43] 48

Figure III- 7 : Aspects des échantillons prélevés après 01 heure ouverture du puits sur la duse 1'' après l'envoi du batch. [43] 49

Figure III- 8 : Aspects des échantillons prélevés après ouverture du puits sur la Duse 2'' 1/8 après l'envoi du batch. [43] 49

Figure III- 9 : Aspects des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 durant toute la période du test industriel en mode batch [43] 51

Figure III-10 : Résultats du mesure de pH au niveau du circuit pilote RB 57. 52

Figure III-11 : Résultats du dosage du fer total au niveau du circuit pilote RB 57. 53

Figure III-12 : Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau du circuit pilote RB 57 le 10/09/2019. [43].....57

Figure III-13 : Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote RB 57 pour la phase à blanc : a) Avant nettoyage b) Après nettoyage. [43] ...58

Figure III-14 : Opération d'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée sur manifold sud du puits RB 57 le 16/09/2019. [43] 59

Figure III-15 : Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée sur manifold sud du puits RB 57. [43].....60

Figure III-16 : Opération d'extraction de la sonde ER au niveau de la ligne 6'' du puits producteur d'huile RB 57. [43].....60

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
HR	Hassi R'mel
Eff	efficacité de l'inhibiteur de corrosion en (%).
I.C	inhibiteur de corrosion
ER	Sonde à Résistance Electrique.

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Symbole	Signification	Unité
T	Temperature	°C
C	Concentration	Mg/L ou Ppm
T	Temps	an
P	Pression	Bar
Φ	Diameter de la conduite	mm
F	Fréquence	mm
$V_{min\ r}$	Valeur minimale réel de l'épaisseur de la conduite	mm/a
$V_{min\ mr}$	Valeur minimale mesuré du film de la Radiographie	ng
$V_{corrosion}$	Vitesse de corrosion	g
P_{int}	Poids initial de coupon	
P_{fin}	Poids final de coupon	Cm
D	Densité	g^2
S	Surface	g
ΔP	Différence de Poids de coupon initial et final	
ΔP'	Différence de Poids de coupon initial et final plus l'erreur référentiel	
H	Facteur de projection	
T	Taux d'inhibition (%).	

γ	Le coefficient d'inhibition	
U	Mesure de la corrosion en absence de l'inhibiteur (perte de masse).	
0	Mesure de la corrosion en présence de l'inhibiteur (perte de masse).	

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 CO_2 et en H_2S, 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 H_2S et CO_2. 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.

Lobjectif du notre travail est de l'étude de l'efficacité de hinbiteur de corrosion dans les installations pétrolier, pour diminuer la vitesse de de l'attaque corrosive des materieux (pour protéger l'intérieur et l'extérieur de l'installation pétrolière) , parmi les quelles la technique de monitoring de la corrosion par la perte de poids des coupons et la methode de la sonde ER , dosage de fer ,qui a fait ses preuves au niveau de l'industrie du pétrole et du gaz à travers l'industrie mondiale.

Le travail que nous présentons dans ce mémoire est subdivisé en trois chapitres et une conclusion générale.

Le premier chapitre est la corrosion des installation petroliers.

Le deuxième chapitre géneralite sur les hininiteurs de corrosion

Evaluation du inhibiteur de corrosion MCMX6-1701 au niveau du champ de Rhoud el Baguel

La conclusion general sur l'ensemble de ce travail.

Chapitre I : La corrosion des installations pétroliers

Chapitre I : La corrosion des installations pétroliers

I.1 Introduction

La corrosion des métaux et des alliages est un phénomène connu qui entraîne des pertes matérielles considérables, directes et indirectes, pour l'indust$rie.Plus grave encore, la corrosion peut causer plusieurs effets sur les installations pétrolières et sur la production de pétrole(les couts de remplacement des structures et machines corrodées, l'arrêt d'installation pendant la réparation des structures corrodées) et même des pertes de vie humaine (pollution, contamination,…). En provoquant de graves déformations telles que la diminution générale d'épaisseur, la génération de piqures, isolation les métaux différents.

I.2 Définition de la corrosion

La corrosion d'un matériau est la dégradation de celui-ci ou de ses propriétés mécaniques sous l'effet de l'environnement immédiat qui peut être le sol, l'atmosphère, l'eau ou d'autres fluides. Compte tenu du nombre important de paramètres intervenant dans le processus électrochimique, la corrosion est un phénomène très complexe.

La corrosion peut être vue sous sa forme globale comme une réaction spontanée d'échange d'électrons à l'interface métal / environnement. C'est un phénomène naturel qui tend à faire retourner les métaux à leur état d'oxyde par une attaque plus ou moins rapide du milieu corrosif. [7]

I.3 Les facteurs de la corrosion

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

Tableau I-1 : Les principaux facteurs de corrosion.

Facteurs du milieu Corrosif	Facteurs métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Facteurs dépendant du temps.
• Concentration du réactif • Teneur en oxygène • pH du milieu • Température • Pression	• Composition de l'alliage • Procédés d'élaboration • Impuretés • Traitement thermique • Traitement mécanique	• Etat de surface • Forme des pièces • Emploi d'inhibiteur • Procédés d'assemblage	• Vieillissement • 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 partiel du CO2. [8] [9]

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. [10]

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. [11]

Régime hydrodynamique

Le transport des réactifs vers l'interface et des produits de réaction vers l'électrolyte est de nature à modifier la cinétique des réactions électrochimiques en changeant la concentration des espèces et donc le potentiel d'équilibre. Les conditions hydrodynamiques fixent les vitesses de réactions en contrôlant le transport de matière par l'établissement d'une couche limite de diffusion des espèces, appelée couche de Nernst, ce qui explique l'importance de l'agitation de l'électrolyte lors des essais de corrosion en laboratoire. [9]

I.4 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 ce quelque soit la teneur en eau de l'effluent. [12]

Les facteurs conférant à l'eau une agressivité sont :

A. Le CO_2 qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.
B. L'H_2S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de production. [13]
C. Présence des bactérie sulfate réductrice dans des installations pétrolier.

I.4.1 Corrosion par CO_2 « 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)

$$CO_2 + H_2O \longrightarrow H_2CO_3 \qquad (1)$$

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

$$H_2CO_3 \rightleftarrows H^+ + HCO_3^- \qquad (2)$$

$$HCO_3^- \rightleftarrows H^+ + CO_3^- \qquad (3)$$

La réaction à l'anode :

$$Fe_{(s)} \rightleftarrows Fe^{2+}{}_{(eq)} + 2e^- \qquad (4)$$

La réaction à la cathode :

$$2H^+{}_{(eq)} + 2e^- \rightleftarrows H_{2(g)} \qquad (5)$$

Produit de corrosion :

$$Fe^{2+} + CO^{3-} \rightleftarrows FeCO^3 \qquad (6)$$

Le $FeCO_3$ 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 CO_2 est influencée par différents facteurs tel que le pH, la température et la composition du fluide. [12] [13] [14]

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

Solubilité de CO_2 dissous = K . $P(CO_2)$

Donc la solubilité du CO_2 augmente avec l'augmentation de la pression et diminue avec l'augmentation de la température. [14] [15]

I.4.1.1 La pression partielle du CO_2

DEWAARD et **WILLIAMS** ont montré par des essais de laboratoire que la corrosion augmente linéairement avec la pression partielle du CO_2 , tout au moins, pour des pressions partielles allant de 0.5 bar à 1 bar pour un acier au carbone X52 poli. [16]

D'autre part, **RHODES** et **CLARCK** ont étudié un acier au carbone dans des solutions aqueuses contenant du CO_2 dissous sous pression et à 25°C et ont montré que la vitesse de corrosion augmente rapidement avec la pression partielle de CO_2 jusqu'à 21 atm. Et elle devient faible entre 21 et 30 atm. [17]

I.4.1.2 Les carbonates de fer $FeCO_3$

Plusieurs articles traitent de la corrosion de l'acier au carbone en présence de CO_2 contenu dans les produits du pétrole brut.

Il y a des conditions dans les quels le film protecteur des carbonates ferreux est formé, qui peut réduire la vitesse de corrosion par CO_2 en présence d'une pression partiel élevée en CO_2, l'eau de condensation dans les pipelines peut avoir un pH variant entre 3.0 et 4.0, qui est potentiellement très corrosif. La solubilité des carbonates ferreux formés est élevée dans ce type de milieux. [18] [19]

- ***Les conditions affectant la formation du film protecteur***

La formation du film protecteur est reliée à la formation du produit de corrosion sur la surface de l'acier au carbone, chaque couche qui se forme est une couche d'oxyde adhérente à la surface de l'acier durant le forage sous des conditions spécifiques. [20]

La corrosion par CO_2 conduit à la formation d'une couche protectrice, semi protectrice ou non protectrice de $FeCO_3$, en fonction du pH. [21] [22]

KERMANI a travaillé sur les inhibiteurs de corrosion et a montré que les mêmes paramètres qui affectent la corrosion par CO_2, affectent aussi leur inhibition chimique. [22]

I.4.2 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. [12]

Ces composés ont fait l'objet de nombreuses études au sein des sociétés pétrolières et chaque composé à 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. [16]

La vitesse de corrosion induite par la présence de H2S est contrôlée par le transfert de masse. La cinétique de la corrosion par H2S est contrôlée par la présence du film de produit de corrosion, FeS formé à la surface de l'acier. [23]

I.4.2.1 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. [13]

Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H_2S et de la température, mais elle est indépendante de la pression. [14]

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 :

$$Fe \longrightarrow Fe^{2+} + 2e^{-} \quad (7)$$

Dissociation de H_2S :

$$H_2S \rightleftarrows H^{+} + HS^{-} \quad (8)$$

$$HS^{-} \rightleftarrows S^{2-} + H^{+} \quad (9)$$

La réaction à la cathode :

$$2H^{+} + 2e^{-} \rightleftarrows H_2 \quad (10)$$

$$Fe^{2+} + S^{2} \rightleftarrows FeS \quad (11)$$

Réaction globale : $Fe + H_2 \longrightarrow FeS + H_2$

Dans le cas d'un mélange de H2S et CO2 dont le rapport de la pression partielle des deux gaz est entre 20 et 500 (***20 < P_{CO2}/P_{H2S} < 500***) le risque de corrosion devient élevé et les vitesses de

corrosion prennent des valeurs importantes. Lorsque le rapport $\boldsymbol{P_{CO2}/P_{H2S} < 20}$, le produit de FeS est prédominant, la nature protectrice du film de FeS formé dépend d'un certains nombre de paramètres. [24]

I.4.2.2 La nature du film FeS

SARDISCO et **WRIGHT** ont étudié l'interaction de l'H_2S–CO_2–H_2O à 30°C sur la composition du film du produit de corrosion par H_2S en utilisant les rayons X. Ils ont trouvé que la composition et la nature du film de FeS a une relation avec la concentration de H_2S dans le mélange H_2S –CO_2 en équilibre avec la solution corrosive.

A une $\boldsymbol{C < 0.1}$ ***PSia en*** $\boldsymbol{H_2S}$, le film protecteur formé est composé de la pyrite (FeS_2), Troilite (FeS) et Mackinawite (FeS_{1-x}). La vitesse de corrosion durant 40 heures dans l'eau donne une vitesse de corrosion de 1.7 mm/an. La présence d'une $\boldsymbol{C > 0.1}$ ***PSia en*** $\boldsymbol{H_2S}$, le film formé est non protecteur est composé de Pyrite et une partie prédominante de Mackinawite. La vitesse de corrosion augmente à 10 mm/an. Dans ce cas là l'épaisseur de la couche de FeS augmente avec la concentration en H_2S. [25]

I.4.3 Présence des bactérie 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. [26]

I.5 Conclusion

La corrosion des métaux et alliages est un phénomène universellement connu, généralement qui touche l'aspect économique, il a estimé une perte à 15 % de la production annuelle d'acier ou encore 5 tonnes/seconde selon des études mondiale donc doit trouver une solution pour réduire la vitesse de cette phénomene. [24]

Chapitre II : Géneralité sur hinibiteur de corrosion

Chapitre II : Géneralité sur hinibiteur de corrosion

II.1 Introdiction

Dans l'industrie pétrolière , Les fluides corrosifs sont traités par les inhibiteurs de corrosion pour diminuer la vitesse de l'attaque corrosive des matériaux, et forment une barrière protectrice sur la surface du métal contre les agents corrosifs.

II.2 Moyens de lutte contre la corrosion :

Compte tenu, en particulier, des impératifs de sécurité et d'économie, les problèmes de la corrosion sont souvent délicats à résoudre. Le choix des moyens de protection doit être soigneusement analysé. Nous ne citons ici que les principaux procédés applicables à l'anticorrosion . [27]

II.3 Protection par inhibition :

II.3.1 Définition :

Les inhibiteurs de corrosion constituent un moyen de lutte original contre la corrosion des métaux. L'originalité vient du fait que le traitement anticorrosion ne se fait pas sur le métal lui-même mais par l'intermédiaire du milieu corrosif. Selon la norme ISO 8044, 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 . [28]

La définition d'un inhibiteur de corrosion n'est pas unique. Celle retenue par l'association américaine "National Association of Corrosion Engainées (NACE)" est la suivante : « un inhibiteur est une substance qui retarde la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration. [29]

II.4 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 à 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... [30]

II.5 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 peut onéreux . [31]

II.6 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 : $\tau = U_0 - U / U_0 \times 100 [\%]$

Où - **U0 :** 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 : $\gamma = U / U_0$

Le coefficient d'inhibition γ qui différencie mieux des inhibiteurs entre eux lorsque le taux d'inhibition devient très élevé. [32]

II.7 Mécanismes et principes d'action :

De manière générale, le mécanisme d'action d'un inhibiteur est l'un ou plus de ces trois cités ci-dessous : [33]

- 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 le 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.8 Classification des inhibiteurs :

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

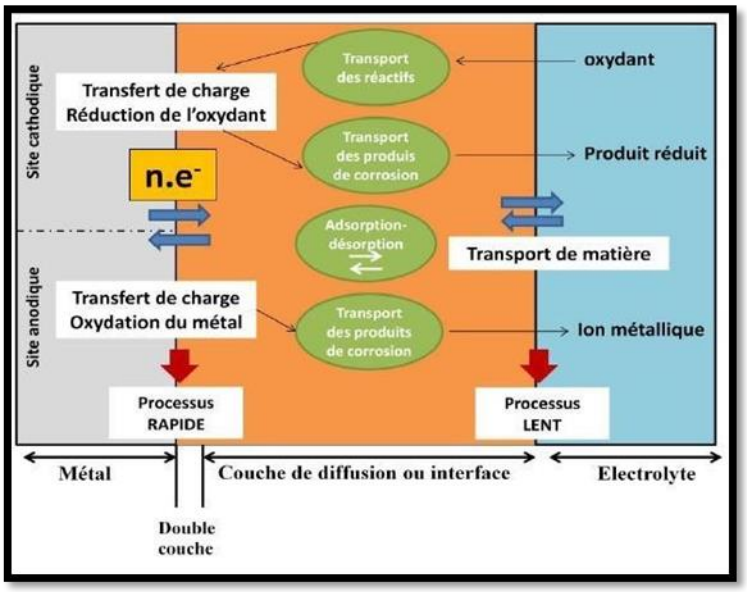
- Selon la réaction partielle.
- Selon le mécanisme réactionnel.
- Selon le domaine d'application.

II.8.1 Classification selon la réaction partielle :

Il n'existe pas de mode d'action unique des inhibiteurs de corrosion. Un même composé aura d'ailleurs souvent un mécanisme d'action qui sera fonction du système de corrosion (métal/solution) en présence duquel il se trouvera. Toutefois, et quel que soit le mécanisme exact par lequel chaque inhibiteur agit dans les conditions dans lesquelles il est placé, il existe un certain nombre de considérations de base valables pour tous les inhibiteurs. La corrosion étant un processus essentiellement électrochimique, l'action de l'inhibiteur ne peut se faire qu'au niveau d'une des étapes des réactions élémentaires (transport d'espèces en solution, formation d'intermédiaires superficiels, adsorption des espèces à la surface des phases solides, transfert de charges électroniques) données dans la figure . L'intervention de l'inhibiteur dans le processus de transport des espèces électro actives (dioxygène, proton, produits de réaction) au sein de la solution étant peu probable, le mécanisme d'action d'un inhibiteur est donc le plus souvent à rechercher au

voisinage immédiat de la surface métallique. Toutefois, en circuit fermé, on peut éliminer l'oxygène, et la corrosion est alors contrôlée par un simple ajustement du pH à une valeur suffisamment élevée. Les chromates, les amines et les nitrites sont efficaces dans ce cas. Ils jouent le rôle d'agent chélatant (formation de pseudo-complexes avec les ions ferreux de la couche d'oxyde) formant une couche épaisse à la surface du matériau, capable de bloquer le processus de réduction de l'oxygène dissous. [30]

Figure II- 1 : Les différents processus se déroulant à l'interface lors de la corrosion d'un métal en milieu liquide. [32]



II.8.1.1 Inhibiteurs anodique :

Les inhibiteurs anodiques (également appelé inhibiteurs de passivation) sont tous inorganique comme les silicates, 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 ont généralement une propriété indésirable : si la teneur 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 . [34]

Exemples : Phosphates - Benzoates - Chromates.

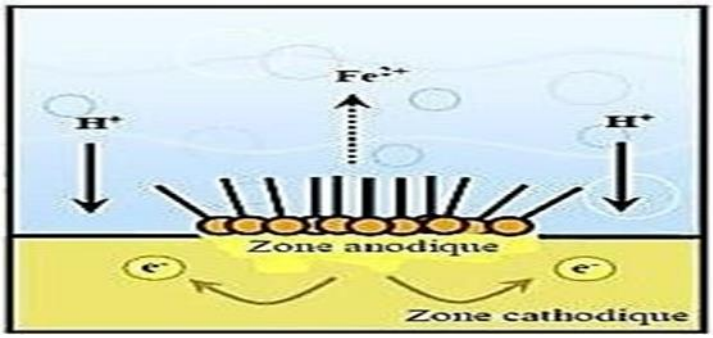


Figure II- 2 : Blocage des sites anodiques [32]

II.8.1.2 Inhibiteurs cathodique :

Pendant le processus de corrosion, inhibiteurs cathodiques prévient l'occurrence de la réaction cathodique du métal. 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 - Poly phosphates - Phosphatâtes. 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).

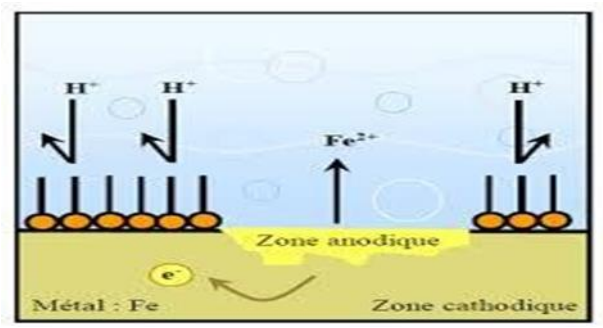


Figure II- 3 : Blocage des sites cathodiques [32]

II.8.1.3 Inhibiteurs mixte :

En générale, les inhibiteurs organiques (y compris les extraits des plantes) sont des inhibiteurs mixtes. Les inhibiteurs mixtes agissent en même temps sur les surfaces anodiques et cathodiques, ils diminuent la vitesse des deux réactions partielles, mais modifient peu le potentiel de corrosion. Pour les inhibiteurs mixtes, le potentiel de corrosion pour un essai avec l'inhibiteur n'est pas fortement différent du potentiel sans l'inhibiteur, et théoriquement ils doivent être le même . [33]

Ces inhibiteurs agissent également en s'adsorbant sur la surface du métal en créant un couche protective hydrophobe des molécules adsorbée sr le surface du substrat métallique, ce qui crée une barrière a la dissolution du métal dans l'électrolyte. Ils doivent être solubles ou dispersée dans le milieu autour du métal . [35]

2.8.1.3.1. L'efficacité des inhibiteurs mixte (souvent organique) dépend des facteurs suivants :

- La solubilité de l'inhibiteur dans la solution électrolytique
- La structure chimique comme la taille de la molécule organique
- L'aromaticité et la longueur de la chaine carbonique
- La nature et les charges du métal et le pouvoir des liaisons d'adsorption de l'inhibiteur sur le substrat métallique
- L'aptitude d'une couche à se compacter ou à être branchée
- Capacité à former un complexe avec l'atome et devenir comme un solide dans la structure réticulaire du métal.

II.8.2 Classification selon le mécanisme réactionneli

II.8.2.1 Inhibition de corrosion par adsorption :

Suite à l'adsorption d'une espèce inhibitrice à la surface du métal, la corrosion peut ralentir. En général, ce sont les inhibiteurs organiques qui agissent par adsorption. Cela empêche l'action du milieu agressif par la fixation de ces espèces sur la surface métallique. Cette fixation s'effectue principalement par la fonction active de l'inhibiteur ; mais d'autres parties polaires peuvent aussi être adsorbées. Les inhibiteurs aigrissant par la chimisorption s'avèrent souvent plus efficaces que ceux agissant par la physisorption, car le partage des électrons renforce la liaison entre le substrat métallique et l'espèce inhibitrice. Pour la chimisorption, la molécule inhibitrice se comporte comme donneur d'électrons et le métal se comporte comme un récepteurde ces mêmes. [36]

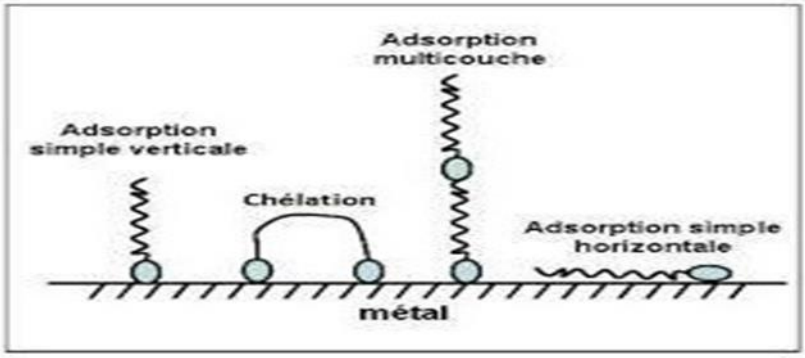


Figure II- 4 : Modes d'adsorption de molécules organiques [32]

II.8.2.2 Inhibition de corrosion par passivation :

La passivation est le fait de rendre un métal non-réactif suit al 'application d'un revêtement ou au moyen d'une modification plus spécialisé de sa surface. Certains inhibiteurs oxydants agissent en provoquant une passivation spontanée du métal, ce qui diminue la vitesse de corrosion. La passivation peut être favorisée également par des agents tampons qui augmentent le ph près de la surface métallique . [37]

Ce sont les inhibiteurs minéraux en générale qui agissent par passivation. Ils provoquent la passivation spontanée du substrat métallique en renforçant la couche protectrice d'oxyde formée naturellement sur la surface du métal. Ils se réduisent sur les pores de la couche d'oxyde/hydroxyde

plus ou moins protectrice qui se forme naturellement sur la surface du métal. L'ion chromate est l'un des inhibiteurs passivant par excellence mais son usage est limité à cause de son caractère cancérigène et sa forte toxicité. [36]

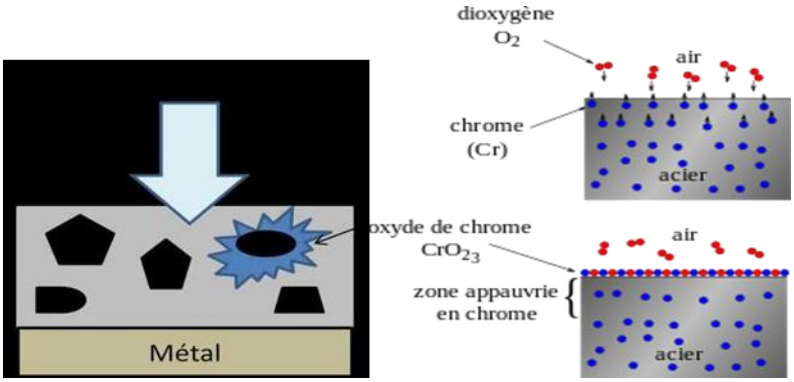


Figure II- 5 : Principe d'action Inhibiteurs passivations. [32]

II.8.2.3 Inhibition de corrosion par précipitation :

Certains inhibiteurs provoquent la formation de films superficiels par précipitation de sels minéraux ou de complexes organiques peu solubles. Ces films réduisent l'accessibilité de l'oxygène à la surface et, en plus, ils bloquent partiellement la dissolution anodique. Les inhibiteurs agissant par précipitation provoquent la formation d'un film superficiel constitué de sels minéraux ou de complexes organiques peu solubles formés lors de la précipitation des produits de réaction cathodique tout en bloquant la dissolution anodique. Il s'agit généralement de sels d'acide faible et de base forte comme les borates, les silicates, les phosphates, les poly- phosphates et les sels de zinc. [37]

II.8.2.4 Inhibition de corrosion par élimination de l'agent corrosif :

Ce type d'inhibition n'est applicable que dans les systèmes fermés. Il se pratique notamment dans les circuits d'eau chaude des centrales thermiques. Une faible quantité de sulfite de sodium (Na_2SO_3) ou d'hydrazine (N_2H_4) ajoutée à l'eau, préalablement dégazée et dé-ionisée, supprime les dernières traces d'oxygène et élimine ainsi la corrosion . [38]

II.8.3 Classification selon le domaine d'application :

Pour la classification relative au domaine d'usage, on peut distinguer les inhibiteurs de corrosion utilisés en milieux aqueux, gazeux ou organiques (pour les peintures, lubrifiants et pour l'essence). Ceux utilisés en milieux aqueux sont choisis en fonction du pH. Le classement se faire donc comme suit :

II.8.3.1 Inhibition en milieu acide :

Les inhibiteurs en milieu acide sont utilisés pour éviter l'attaque chimique de l'acier durant l'opération de décapage ou de détartrage, qui se font tous en milieu acide. Ils sont employés dans l'industrie pétrolière en les ajoutant aux fluides de forage. Pour le milieu acide, ce sont les inhibiteurs organiques qui sont souvent utilisées, et ceci à cause de leur capacité exceptionnelle a s'adsorbé sur les surfaces métalliques, ce qui bloque les sites électro-actives. Elles contiennent une partie non polaire, hydrophobe et relativement volumineuse, qui est essentiellement une chaine de carbone et d'hydrogène, et une partie polaire hydrophile, constituée d'un ou plusieurs groupes fonctionnels. Le groupe fonctionnel participe dans l'adsorption à la surface métallique, alors que la partie non polaire bloque partiellement la surface active, et cette participation du groupe fonctionnelle dabs l'adsorption peut être une simple attraction des sites polaires ou un partage des électrons par conjugaison . [39]

Les autres inhibiteurs forment des complexes relativement insolubles avec les cations métalliques suit à la dissolution partielle du métal. Les complexes formés se précipitent ensuite sur la surface du métal, formant ainsi des couches protectrices superficielles.

II.8.3.2 Inhibition en milieu neutre :

Les inhibiteurs de corrosion en milieu neutre ou alcalin sont souvent utilisés pour protéger les conduites des circuits de refroidissement. Puisque l'oxydation en milieu neutre provient essentiellement d'une attaque par l'oxygène dissous, le métal peut être protégé en réduisant la cinétique de transfert de l'oxygène vers la surface, et ceci diminuera ensuite la cinétique de la réduction cathodique. Il existe d'autres manières pour diminuer le taux de corrosion en jouant sur la passivation du métal ou bien par des molécules aptes à l'adsorption. L'inhibition par

précipitation en milieux neutres, se fait par la création des films superficiels qui présentent une barrière de diffusion aux espèces électro-actives migrant vers les sites cathodiques. Exemples de ces inhibiteurs sont les poly-phosphates et les organon-phosphates En ce qui concerne l'inhibition par passivation, son intérêt pratique réside dans la protection de l'acier ou d'autres métaux employées dans un système de refroidissement. Les inhibiteurs oxydants et les agents tampons (assurant le maintien d'un pH élevé) favorisent la formation des oxydes / hydroxydes peu soluble sont des exemples pour ce cas.

II.8.3.3 Inhibition en phase gazeuse :

Ces inhibiteurs sont appliqués pour une protection temporaire des pièces métalliques. Durant leur transport et stockage. Exemples de telles pièces métalliques sont les machines et les pièces électroniques . [40]

Pour les applications en phase gazeuse, des composés organiques avec des pressions de vapeur élevées sont souvent utilisés. [38]

Les inhibiteurs employés en phase gazeuse, étant des molécules protègent les métaux en s'adsorbant sur leurs surfaces métalliques. Les inhibiteurs verts de corrosion sont un bon choix pour cette application, organiques étant eux- mêmes composés chacun d'une grande variété des molécules organiques biodégradable et souvent peu écotoxique.

II.8.3.4 Inhibiteurs pour le milieu organique :

De manière générale, les inhibiteurs employés en milieu organique sont incorporés dans l'essence, dans les lubrifiants pour moteurs, et aussi dans les peintures. Les peintures sont principalement appliquées en deux étapes successives : la première étape est l'application des peintures primaire, et ceci est suivi ensuite par l'application des peintures de finition. La peinture primaire est précédée par l'application d'une couche d'apprêt, qui sert comme un liant. Le volume de matière à proximité de l'interface peinture/surface métallique est appelé une interphase, ayant des propriétés particulières comme la diffusion entre phases des espèces mutuellement solubles et des réactions chimiques entre espèces réactives. Une approche efficace pour l'amélioration de la stabilité et de la robustesse interraciale est l'intégration d'une région interphase ayant des propriétés bien-spécialisé. [41]

Une interphase conçue pour accomplir ces objectives, appliquée comme une étape distincte de fabrication, est le couche d'apprêt. Les fonctions essentielles de cette couche d'apprêt sont l'amélioration de l'adhérence initiale (des peintures aux surfaces métalliques), l'optimisation de la stabilité chimique en milieu agressif et la provision d'une large zone de transition pour les propriétés mécaniques entre phases. L'addition des inhibiteurs de corrosion à ces formulations est presque universelle, avec pour but la protection des métaux à court ou long terme par la provision d'une barrière physique entre le métal et le milieu corrosif. A titre d'exemple pour les inhibiteurs en milieu organique, on peut citer l'oxyde de plomb Pb_3O_4 et le chromate de zinc $ZnCrO_4$. Les composants organiques des peintures peuvent également agir comme des inhibiteurs, comme le tannin. [41]

II.9 Protection par revêtements :

Dans l'industrie pétrolière, le revêtement organique est spécifique pour les pipelines de transport de gaz. L'intérêt de protéger les canalisations à l'aide de revêtements organique est important. En effet, les processus de corrosion font intervenir l'eau en tant qu'électrolyte, et divers oxydants susceptibles de capter les électrons libérés par l'oxydation du métal. Le rôle du revêtement est donc de limiter le flux de ces produits en créant une barrière physique. Ces revêtements épais (quelques millimètres) ont par ailleurs une fonction de protection mécanique du tube lors du remblai des fouilles, bien que ce ne soit pas leur rôle principal. Cette protection n'est cependant pas totalement efficace car l'expérience a montré que la majorité des défauts de revêtement constatés sur les canalisations a été créée par des pierres tombées sur le conduit ou ayant poinçonné le revêtement . [42]

On distingue :

- Protection par revêtements métalliques.
- Protection par revêtements non-métalliques.
- Protection par revêtements chimiques

Tableau II- 1 : Protection par revêtements.

Galvanisation	Systéme douplex	Traitement chimique de la surface
• Dépot de zinc sur le piéce des partie bien déterminer.	• Inox on tenal sur l'acier ordinaire • Risister l acide • Surface trés lisse limite le contacte avec d'autre surface	• Piece métallique (phosphatation) • Alige (Mg+Al) chromatation • Surface (Al) anodisation

II.10 Conclusion

L'inhibition retarde des réactions d'électrodes comme le transfert de charges ou le transport de masse et spécialement le processus de corrosion. Il consiste dans l'utilisation des substances chimiques dite inhibiteurs de corrosion, qui, en les ajoutant en petites quantités à l'environnement corrosif, réduisent la vitesse de corrosion du métal par action sur le milieu ou sur la surface du métal. [41]

Chapitre III : Évaluation du inhibiteur de corrosion mcmx6-1701 au niveau du champ de rhourde el baguel

Chapitre III : Évaluation du inhibiteur de corrosion mcmx6-1701 au niveau du champ de rhourde el baguel

III.1 Introduction

Le champ de RHOURDE 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 RHOURDE EL BAGUEL ne peut pas échapper au phénomène de corrosion qui coute excessivement cher.

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

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

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 MC MX 6-1701 de la firme Multi - Chem 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 14 octobre 2019 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 16.09.2019 à 10h00.

III.3 Choix du circuit test

L'évaluation de l'inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 de la firme multi-Chem sera réalisée au niveau du puits producteur d'huile RB57 qui est considéré comme étant le puits où la corrosion est la plus sévère jusqu'à son arrivée sur manifold sud (Évaluation au niveau des installations de surface).

L'arrêt de l'injection du produit de traitement sur l'installation de surface existant a été réalisé depuis plus de quatre (04) mois au niveau du puits producteur d'huile RB57.

Afin de préparer les principales étapes avant le démarrage du test industriel au fond du puits RB 57, une visite d'inspection sur site du circuit test a été réalisée le 23/04/2019 à 10h00, pour la vérification des points suivants :

a) Le circuit pilote choisi pour tester les produits inhibiteurs de corrosion homologués pour le traitement en choc est représenté par le puits producteur d'huile RB57 (Le fond du puits producteur d'huile RB57 jusqu'à l'arrivée sur Manifold huile).
b) Vérification de la disponibilité des moyens nécessaires pour l'injection des produits chimiques de traitement au fond au niveau du puits RB57.
c) Réaliser un scanne par le caliper par une société de service pour avoir plus de donnes sur l'état de surface de la colonne de production (tubing) pour la phase à blanc (sans traitement).
d) Procédé à l'installation des coupons de corrosion et d'une sonde ER au niveau du circuit pilote et récolte des premières données de la sonde ER pour le suivi de la phase a blanc.
e) Vérification de la disponibilité des prises d'échantillonnage pour effectuer des prélèvements journaliers des eaux produites au niveau du circuit pilote RB57 destinées aux analyses physico chimiques.
f) Vérification de la disponibilité d'un point de pompage au niveau de la tête du puits RB57 qui permet l'envoi des produits de traitement objets des tests choc.
g) Les paramètres de production du puits RB 57 ainsi que sa fiche technique doivent être communiqué par le service puits (débit gaz, débit eau, débit huile, pression CO2, Température, Duse).

h) Présence des prises d'échantillonnage au niveau de la tête de puits RB 57 et au niveau de l'arrivée RB57 sur Manifold sud.

Figure III- 1 : Point de pompage des produits chimiques de traitement en fond situé au niveau de la tête du puits producteur d'huile RB 57. [43]

III.4 Points d'échantillonnage des eaux

Selon la disponibilité des prises d'échantillonnage et la présence des quantités d'eaux nécessaires, les prélèvements d'eaux destinés aux analyses physico chimiques ont été réalisés au niveau des points regroupés dans le tableau 4

Tableau III- 1 : Points d'échantillonnages au niveau du circuit huile RB 57

Circuit test	Désignation des points d'échantillonnages
Circuit huile RB 57	Tête de puits RB 57
	Arrivée sur Manifold RB 57

III.5 Paramètres du circuit test

Les paramètres de production les plus récentes du puits pilote RB57 sont regroupés dans le tableau6

Tableau III- 2 : Paramètres de Production du puits test – Test du 24/08/2019

Paramètre	T (°C)	Pression (Bar)	Ø	Longueur (m)	Q eau (m3/j)	Q huile (m3/j)	Q gaz (Sm3/j)	Duse (Inch)	Système
Tête puits RB57	54	42,5	6''	1000	15,45	33,44	729066	2''1/8	HP
Arrivée sur manifold du puits RB57	54	33,5	6''						

III.6 Matériels utilisés pour monitoring de la corrosion dans le circuit test

- Un Corrosimetre CHECKMATE PLUS.
- Sonde ER (pour Évaluation de la corrosion électrochimique)
- Un Spectrophotomètre DR 1900 (HACH) pour dosage du fer total dissous dans l'eau.
- Un multi-paramètre HACH HQ40d pour mesure de pH, salinité, conductivité.

III.7 Methodes utilisés pour monitoring de la corrosion :

III.7.1méthode du dosage du Fer Total :

III.7.1.1 Détermination du pH :

La détermination du PH constituer une mesure de la concentration des ions H^+ dans l'eau, cette mesure est très importante car la valeur du PH condition un grand nombre d'équilibre physique-chimique

Mode opératoire

On prélève de l'échantillon quelque ml qu'on verse dans un bêcher, avec l'agitation, on attend la stabilisation de la valeur du pH qui inscrite sur l'écran. Lors de chaque analyse de pH, on rince les

électrodes dans l'eau distillée pour donner un bon contact entre les électrodes et la solution à analyser.

III.7.1.2 Détermination de la salinité (Na Cl) dans l'eau libre

La méthode consiste à titrer un volume d'eau par le Nitrate d'argent en présence du Chromate de potassium (C'est la concentration de Na Cl dans l'eau)

Mode opératoire

- Prendre dans un bécher un volume déterminé d'échantillon (Diluer l'échantillon si nécessaire).
- Ajouter quelques gouttes de K_2CrO_4 à 10 % comme indicateur.
- Titrer avec une solution de AgNO3 à 0.01 N jusqu'à l'apparition de la couleur rouge brique marquant la fin du dosage des chlorures.
- Noter le volume d'AgNO3 consommé et calculer la salinité.

Calculs :

[NaCl] (g/l) = Volume $AgNO_3$ x 0.01 x 58.5 /Ve

Ve : Volume échantillon

On note ainsi :58.5 est la masse molaire du NaCl en g/mol.

III.7.1.3 Détermination de la teneur en 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.

Calculs

La concentration du fer en ppm (mg/l) est donnée par la formule suivante : [40]

[Fer]= V * 30

III.7.2Methode deperte de poids des coupons

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

-Le positionnement dans la veine fluide doit être adapté a la forme du coupon

-Il doit être isolé électriquement de son support

-Il doit être dégraissé avant son utilisation et protéger lors de son stockage Et pesé en grammes avec 4 décimales.

-utiliser des gants en plastique lors de la manipulation Si les coupons ne sont pas pesés immédiatement,

-ils doivent être stockés dans un endroit sec et sous vide d'air. [41]

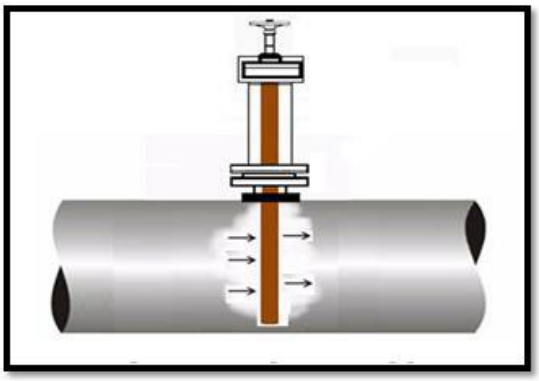


Figure III- 2 : position du coupon sur la pipe. [43]

III.7.3Methode de la sonde ER :

Les inhibiteurs de corrosion à base des amines grasses forment souvent les films organiques séparant ainsi le fluide de la paroi métallique.

Le traitement par les inhibiteurs se fait par l'injection continue dans le fluide à l'aide des pompes doseuses, à fin de maintenir le film sur la surface interne des pipes.

Principe :

La mesure de la corrosion de la sonde ER (CORRDATA) est basée sur le principe de la résistance à la polarisation linéaire. C'est une mesure qui donne une réponse instantanée, elle a l'effet d'un coupon électrique.

La sonde ER (CORRDATA) c'est une méthode rapide recommandée pour le test d'un inhibiteur de corrosion au laboratoire.

L'unité CORRDATA se compose:

- 1 sonde à 2 électrodes reliées à un RDC
- 1 RDC (corrater) Remote Data Collecter, c'est un système doté d'un microprocesseur programmable qui récupère les valeurs de corrosion 24h/24h.
- 1 Mate I ou II, c'est un équipement qui permet de configurer le RDC et le PC et de récupérer les paramètres et données, et les valeurs de corrosion.
- 1 PC dans lequel est installé le logiciel CORRDATA, qui reçoit les paramètres et les données de corrosion par l'intermédiaire du Mate I ou II par dumping et transformer les données en courbes de corrosion T en jour et corrosion en MPY, mm/an, µm/an

Notre installation a été faite à la station Z14 ou le CORRDATA est installé à l'entrée de la station amont filtre et en aval du point d'injection du produit inhibiteur.

Evaluation de l'essai:

- Vitesse de corrosion avant, pendant et après traitement à 20 PPM
- Comportement de la courbe de corrosion pendant l'essai
- Résistance du film après l'arrêt de l'injection. [41]

III.8 Installation de la sonde ER et des coupons de corrosion

Installation d'une sonde ER type B model 3705-S8-K3005-18-1 sur le Flow Ligne 6'' du puits producteur d'huile RB 57 le 24/04/2019 a 09 H00 afin de permettre l'évaluation la vitesse de corrosion avant (à blanc) et après injection des produits objet des tests en mode choc par la méthode ER.

Figure III- 3 : Opération d'installation de la sonde ER au niveau du Flow Ligne 6'' du puits producteur d'huile RB 57. [43]

Installation des coupons de corrosion au niveau du Flow Ligne 6'' du puits producteur d'huile RB57 ainsi que sur son arrivée sur manifold sud afin d'évaluer la vitesse de corrosion à blanc par la méthode de perte de poids.

L'opération a été réalisé le 24/04/2019 à 10 H 00.

Figure III- 4 : Opération d'installation des coupons de corrosion. [43]

a) L'opération d'installation des coupons ainsi que la sonde ER a nécessité la fermeture du puits RB57 et la dépressurisation du tronçon tête de puits – arrivée sur manifold.

b) Les coupons de corrosion installés seront extraits après leur installation au niveau du circuit pilote RB57, pour permettre de faire une évaluation de la vitesse de corrosion à blanc par la méthode de perte de poids.

III.9 Méthodes d'évaluation de l'efficacité des inhibiteurs 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.

III.10 Déroulement et démarrage du test industriel

En date du 16/09/2019 a été réaliser le démarrage du test industriel du produit MCMX6-1701 de la firme multi-chem en mode choc par envoi d'un batch au niveau de RB 57 a une dose d'un fut (200 L) du produit inhibiteur de corrosion, suivant les étapes suivantes :

- Début du pompage à 12 H 00, par une pompe à partir du camion-citerne de la mixture (1 Fut du produit + 33 Barils de gasoil).

- Fin de l'opération de pompage à 12 H 30.

- Ouverture de la chasse pendant 40 minutes pour pousser la mixture a une profondeur de 2800m.

- Ouverture du puits sur la Duse 1''à 13 H 30.

- Prélèvements des échantillons de l'effluent au niveau de RB 57 TP et MF après 1 heure de l'ouverture du puits sur la Duse 1''.

- Réouverture du puits sur la Duse 2'' 1/8.

- Prélèvements des échantillons de l'effluent au niveau de RB 57 TP et MF après 1 heure de l'ouverture du puits sur la Duse 2'' 1/8 (c'est-à-dire 02 heures après l'ouverture du puits

Figure III- 5 : Opération de pompage du produit MC MX 6-1701 au niveau du circuit pilote RB 57 le 16/09/2019. [43]

III.10.1 Aspects des échantillons prélevés durant la phase à blanc

Les prises d'images des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 pour la phase à blanc (sans traitement) sont regroupés dans la photo 10

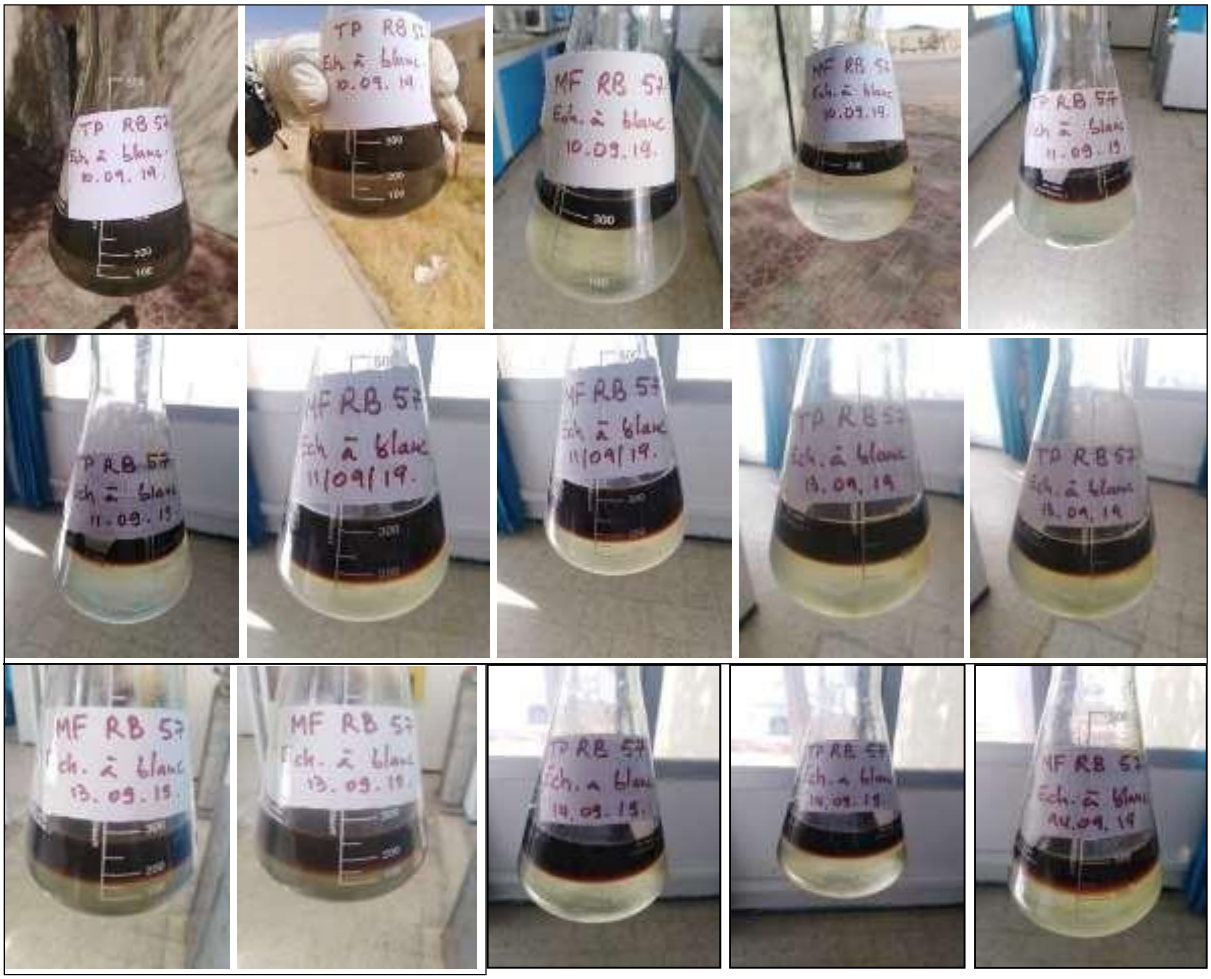


Figure III- 6 : Aspects des échantillons d'eau prélevés durant la phase à blanc. [43]

- Durant la phase à blanc (sans traitement) l'aspect des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 relève, une eau légèrement trouble avec une séparation rapide (Interface ligne) entre les deux phases (huile-eau) et Absence de dépôts sur les deux points de contrôle.

III.10.2 Aspects des échantillons prélevés durant la phase de traitement

Les prises d'images des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 pour la phase de traitement (avec traitement) le jour du lancement du test industriel en mode batch sont regroupés dans photo 12 et 13

Figure III- 7 : Aspects des échantillons prélevés après 01 heure ouverture du puits sur la duse 1'' après l'envoi du batch. [43]

Figure III- 8 : Aspects des échantillons prélevés après ouverture du puits sur la Duse 2'' 1/8 après l'envoi du batch. [43]

- Durant le du test industriel (1er et 2eme heure après le lancement) l'aspect des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 relève, une eau trouble avec une absence da la phase huile, présence de gasoil et de dépôts sur les deux points de contrôle.

Durant le reste de la période du test industriel en mode batch les échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 sont rassemblés dans photo 16

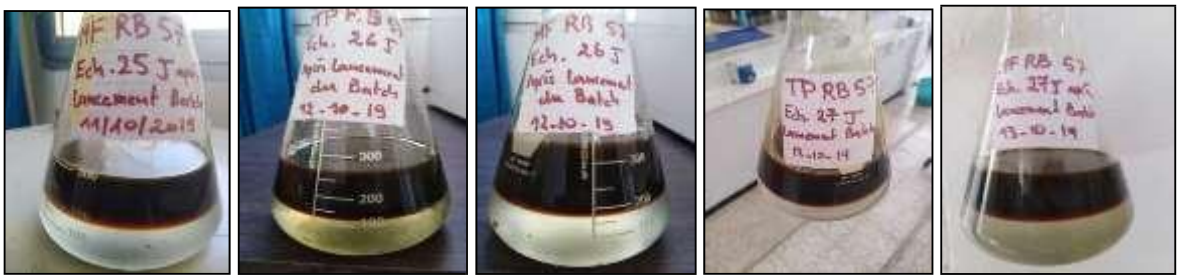


Figure III- 9 : Aspects des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 durant toute la période du test industriel en mode batch [43]

Durant le reste de la période du test industriel, l'aspect des échantillons prélevés au niveau du circuit pilote RB 57 relève :

- Une eau légèrement trouble à trouble.

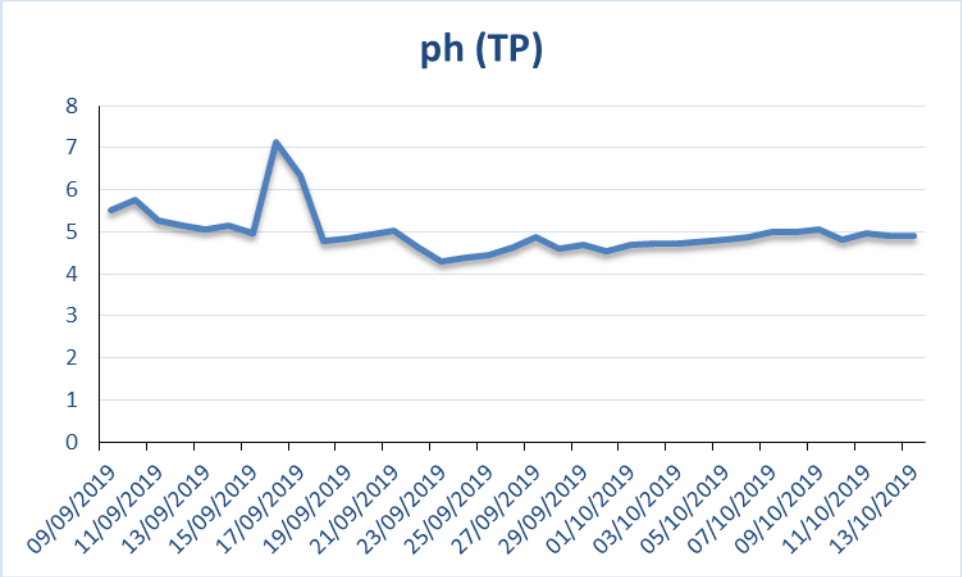
- Une séparation rapide entre les deux phases huile-eau, avec présence de temps a autre de dépôts sur les deux points de contrôle.

- Absence d émulsions et de moussage

III.11 Évaluation de la corrosion dans le circuit test (huile)

III.11.1 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par Dosage du Fer

Les résultats préliminaires de l'évaluation de la corrosion par dosage du fer total sont résumés dans le tableau 7.



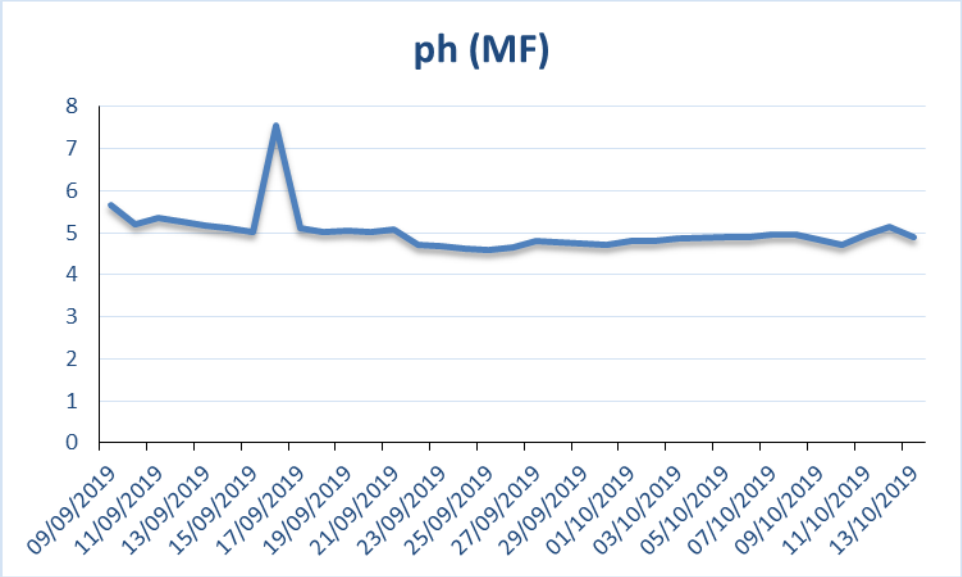


Figure III-10 : Résultats du mesure de pH au niveau du circuit pilote RB 57.

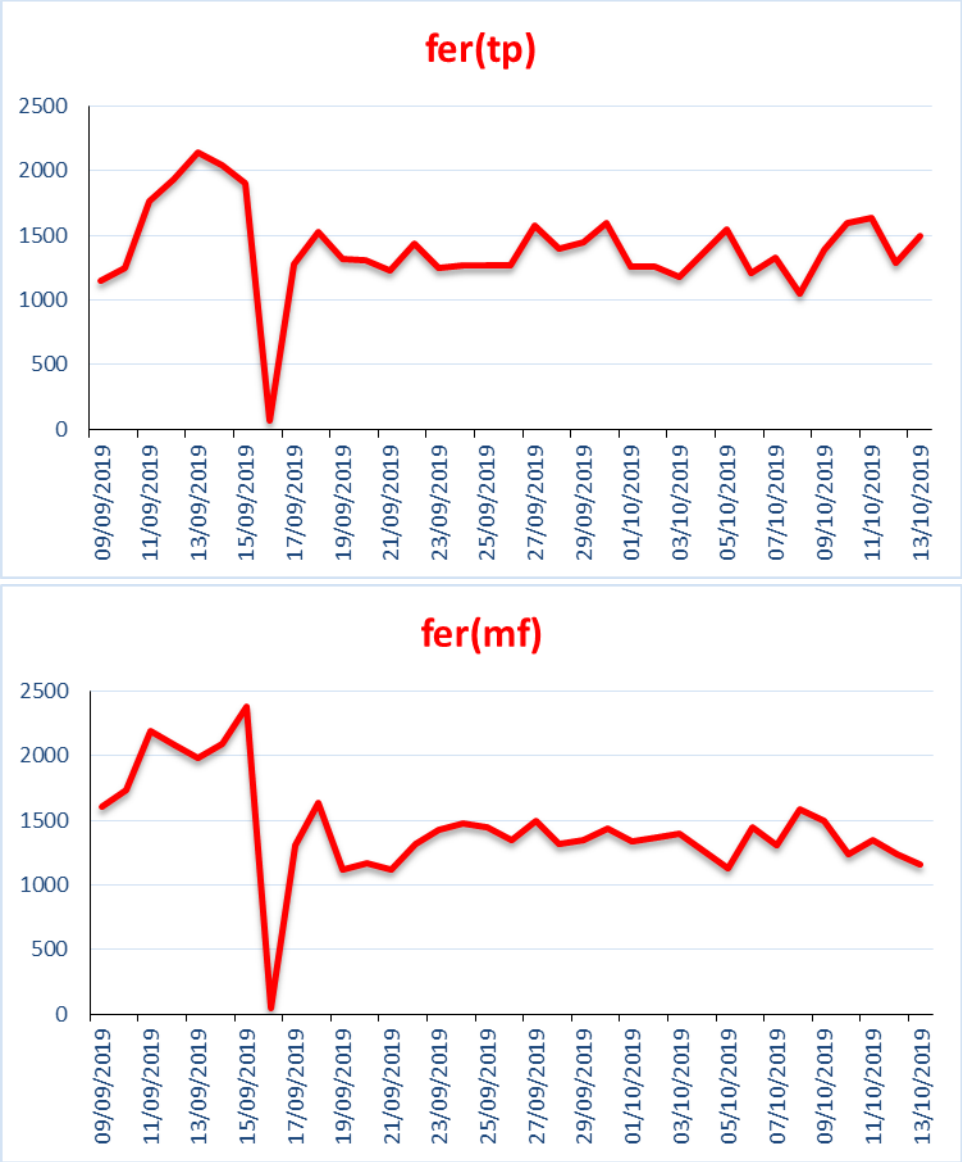


Figure III-11 : Résultats du dosage du fer total au niveau du circuit pilote RB 57.

Commentaires :

- Le taux de fer mesuré au niveau de la tête du puits producteur d'huile RB57 et son arrivée sur manifold sud présente des valeurs élevés (1700 - 2380) mg/l, avec un pH (4,59 - 5,75) acide durant la phase à blanc avec un aspect légèrement trouble des eaux prélevées et une séparation rapide (Huile - eau) sans présence de dépôts.
- En ce qui concerne la phase avec traitement le taux de fer mesuré au niveau de la tête du puits producteur d'huile RB57 et son arrivée sur manifold sud présente des valeurs encore élevés (1100 – 1600) mg/l, avec un pH (4,13 – 5,29) acide avec un aspect trouble des eaux prélevées et une séparation rapide (Huile – eau) avec présence de dépôts tantôt blanc tantôt noir de temps à autre.

III.11.2 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par sonde ER

Cette méthode consiste à mesurer la perte de poids d'une sonde ER. Cette perte de masse est convertie grâce à la loi de Faraday en vitesse de corrosion est souvent exprimée en mpy (mil per year) .La formule de calcul de la vitesse de corrosion par la méthode ER est la suivante:

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

La sonde installée au niveau du puits producteur d'huile RB57 est de type B, Model 3705-S8-K03005-18-1, Span = 4

Le tableau n0 04 regroupe les données de l'évaluation de la vitesse de corrosion sans et avec traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de la sonde ER.

Tableau III-3 : Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion sans et avec traitement par l'inhibiteur MC MX 6-1701 par la méthode de la sonde ER.

Point de Lecture	Système	Vcorr (mm/an)	Vcorr (mpy)	Période
Flow Line RB57	A blanc (sans traitement)	0,2052	8,080	Du : 09/09/2019 Au : 15/09/2019
Sonde ER	Batch 1 Fut (200L) + 33 barils de gasoil (avec traitement)	0,0078	0,305	Du : 16/09/2019 Au : 14/10/2019

Le tableau10 regroupe les résultats des lectures de la sonde ER au niveau du puits producteur d'huile RB57.

Tableau III-4 : Résultats des lectures de la sonde ER au niveau du Flow line du puits producteur d'huile RB57.

Date	Division	Heure	Division	Heure
09/09/2019	238,0 - 243,1 - 239,6	08 H 00	236,8 - 237,4 - 235,7	15 H 00
10/09/2019	239,1 - 242,8 -244,0	08 H 30	237,0 - 237,7 -240,4	15 H 30
11/09/2019	240,0 - 241,1 -239,6	08 H 20	239,0 - 235,5 - 237,1	15 H 15
12/09/2019	237,7 - 247,4 - 240,5	08 H 25	243,0 - 239,7 - 241,6	15 H 20
13/09/2019	240,6 - 240,7 - 245,3	08 H 50	240,7 - 237,6 - 236,9	15 H 20
14/09/2019	239,5 - 237,9 - 246,0	08 H 40	236,8 - 240,2 - 240,3	15 H 10
15/09/2019	242,4 - 238,7 - 235,5	08 H 15	239,9 - 242,4 - 237,5	15 H 10
16/09/2019	244,6 - 241,0 - 244,2	08 H 30	242,6 - 243,8 - 244,5	15 H 10
17/09/2019	240,7 - 242,5 -241,7	08 H 30	238,8 - 238,9 - 239,5	16 H 00
18/09/2019	240,6 - 243,4 - 244,8	08 H 15	241,0 - 242,3 - 244,5	16 H 15
19/09/2019	241,4 - 239,7 - 245,8	08 H 15	239,3 - 241,5 - 239,0	16 H 15
20/09/2019	245,4 - 242,7 - 244,8	08 H 00	240,8 - 240,8 - 237,9	15 H 00
21/09/2019	246,2 - 245,9 –247,0	08 H 00	246,4 - 246,1 - 245,7	15 H 00
22/09/2019	244,5 - 244,3 - 247,7	08 H 00	238 ,6 - 237,2 -240,1	15 H 00
23/09/2019	251,3 - 258,4 - 252,8	08 H 00	239,9 - 236,9 - 236,0	15 H 00
24/09/2019	244,7 - 243,5 - 242,8	08 H 00	237,9 - 238,9 - 239,1	15 H 00
25/09/2019	246,5 - 255,5 - 260,9	08 H 00	244,1 - 241,7 - 243,3	15 H 00
26/09/2019	251,0 - 255,8 - 259,1	08 H 00	240,5 - 240,0 - 240,1	15 H 00
27/09/2019	251,2 - 248,7 - 254,3	08 H 00	241,1 - 241,5 - 241,1	15 H 00
28/09/2019	246,9 - 243,0 - 245,0	08 H 00	242,4 - 239,6 - 240,3	15 H 00
29/09/2019	253,7 - 252,7 - 263,9	08 H 00	238,0 - 235,0 - 233,8	15 H 00
30/09/2019	249,6 - 251,2 - 244,0	08 H 00	241,0 - 251,2 - 244,0	15 H 00
01/10/2019	244,4 - 243,9 - 245,8	08 H 00	242,0 - 241,9 - 242,7	15 H 00

02/10/2019	245,5 - 246,5 - 246,8	08 H 00	242,2 - 239,3 - 238,2	15 H 00
03/10/2019	245,7 - 245,9 - 245,7	08 H 00	242,4 - 242,4 - 242,7	15 H 00
05/10/2019	245,5 - 247,6 - 249,7	08 H 00	243,0 - 244,3 - 243,3	15 H 00
06/10/2019	246,2 - 245,7 - 246,3	08 H 00	246,9 - 245,8 - 246,1	15 H 00
07/10/2019	246,6 - 248,4 - 247,7	08 H 00	247,8 - 245,9 - 245,9	15 H 00
08/10/2019	247,1 - 246,4 - 246,7	08 H 00	250,7 - 251,8 - 254,2	15 H 00
09/10/2019	250,2 - 248,7 - 248,3	08 H 00	247,3 - 248,5 - 248,3	15 H 00
10/10/2019	248,3 - 249,1 - 247,5	08 H 00	250,2 - 247,3 - 245,4	15 H 00
11/10/2019	248,0 - 250,4 - 249,6	08 H 00	246,9 - 249,1 - 246,8	15 H 00
12/10/2019	248,2 - 248,8 - 249,2	08 H 00	247,2 - 247,6 - 248,1	15 H 00
13/10/2019	248,8 - 250,4 - 250,8	08 H 00	245,9 - 246,7 - 245,5	15 H 00
14/10/2019	249,7 - 250,4 - 248,4	08 H 00	Extraction de la sonde ER et descoupons de corrosion, fin de test.	

III.11.3 Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion par les coupons

Les tableaux n^0 12 et n^0 07 regroupes respectivement les données techniques des coupons de corrosion installés puis extraits au niveau du circuit pilote – Puits producteur d'huile RB57 le 10/09/2019 et l'Evaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau de ce circuit pilote pour la phase à blanc.

Tableau III-5 : Données techniques des coupons de corrosion Installés /extraits pour la phase à blanc.

Point	Ø (")	Location	Désignation	Poids Initial PI (g)	Date d'installation	Poids Final PF (g)	Date d'extraction
RB57	6	Tête de puits	AR 244	37,3803	24/04/2019à 10H00	36,9674	10/09/2019à 10H00
			AR 245	37,4866		37,0685	
		Arrivée sur manifold	AR 246	37,3276		36,6554	
			AR 247	37,3401		36,6698	

Figure III-12 : Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau du circuit pilote RB 57 le 10/09/2019. [43]

Tableau III-6 : Evaluation de la V_{corr} par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote – RB 57

Location	Désignation	ΔP(g)	V corr mm/an	V Corr mpy	V corr Moy mpy	V corr Moy mm/an	Durée d'exposition
Tête de puits	AR 244	0,4129	0,0412	1,621	1,631	0,0414	Du :24/04/2019
	AR 245	0,4181	0,0417	1,642			Au :10/09/2019
Arrivée sur manifold	AR 246	0,6722	0,0670	2,639	2,635	0,0669	(139 jours)
	AR 247	0,6703	0,0668	2,632			

a)

b)

Figure III-13 : Etat de surface des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote RB 57 pour la phase à blanc : a) Avant nettoyage b) Après nettoyage. [43]

Les tableaux n^{0}15, n^0 09 et n^0 10 regroupes respectivement les données techniques des coupons de corrosion installés (le 16/09/2019), extraits (le 14/10/2019) au niveau du circuit pilote – Puits producteur d'huile RB57 et l'Evaluation de la vitesse de corrosion par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote pour la phase avec traitement.

Tableau III-7 : Données techniques des coupons de corrosion installés/Extraits au niveau du circuit pilote – Puits RB 57 pour la phase avec traitement

Point	Ø(")	Location	Désignation	Poids initial Pi(g)	Date d'installation	Poids Final PF (g)	Date d'extraction
RB 57	6	Tête de puits	H 665	32,5406	16/09/2019à 10H00	32,5305	14/10/2019à 10H30
			H 666	33,1568		33,1466	
		Arrivée sur manifold	H 667	33,3441		33,3273	
			H 668	32,6586		32,6419	

Figure III-14 : Opération d'installation des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée sur manifold sud du puits RB 57 le 16/09/2019. [43]

L'Extraction des coupons de corrosion et de la sonde de corrosion au niveau du flow line 6'' RB 57 a été réalisé le 14/10/2019 de 08 H 00 à 10 H 00. Après un arrêt du puits pendants 02 heures.

Figure III-15 : Opération d'extraction des coupons de corrosion au niveau de la ligne 6'' et arrivée sur manifold sud du puits RB 57. [43]

Figure III-16 : Opération d'extraction de la sonde ER au niveau de la ligne 6'' du puits producteur d'huile RB 57. [43]

Etat de surface des coupons de corrosion extrait au niveau du circuit pilote RB 57

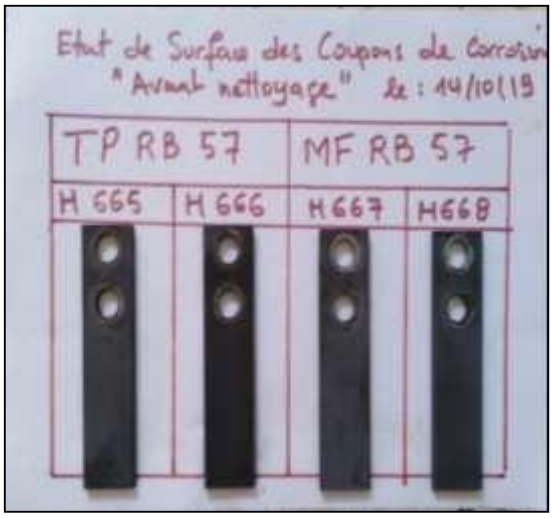
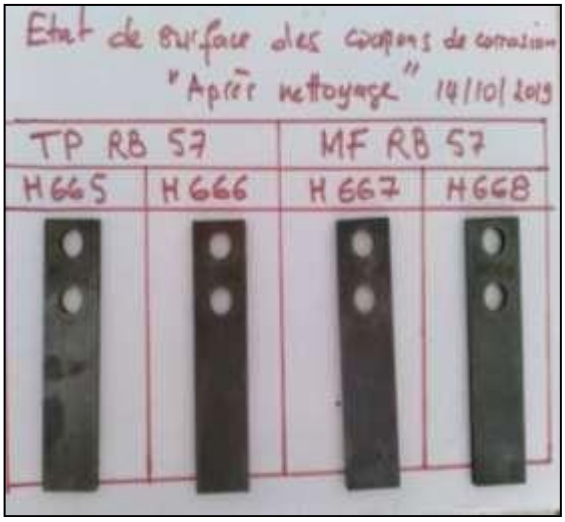
Avant Nettoyage	**Apres Nettoyage**
	

Tableau III-8 : Evaluation de la V_{Corr} par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion extraits au niveau du circuit pilote – Puits RB 57 pour la phase avec traitement. [43]

Location	Désignation	ΔP(g)	V corr mm/an	V corr mpy	V corr moy mpy	V corr moy mm/an	Durée d'exposition
Tête de puits	H 665	0,0101	0,0056	0,220	0,221	0,0056	Du :16/09/2019 Au :14/10/2019 (28 jours)
	H 666	0,0102	0,0056	0,222			
Arrivée sur manifold	H 667	0,0168	0,0093	0,366	0,365	0,0093	
	H 668	0,0167	0,0092	0,363			

III.12 Conclusion

L'évaluation du produit inhibiteur de corrosion MCMX6-1701 de la firme Multi- Chem durant le test industriel en mode choc au niveau du circuit pilote RB 57(Circuit huile) à donner les résultats suivants :

- ***Par la méthode du dosage du Fer Total :***

Le taux de fer présente des valeurs élevées pour un système sans traitement (à blanc) avec des valeurs allant de (1700 - 2380) mg/l et un pH acide (4,59 - 5,75) avec un aspect légèrement trouble des eaux et une séparation rapide huile-eau sans présence de dépôts.

- Pour la phase avec traitement le taux de fer reste toujours élevé avec des valeurs allant de (1100 - 1600) mg/l et un pH acide (4,13 - 5,29) avec un aspect trouble des eaux et une séparation rapide huile - eau avec présence de légers dépôts (noir et blanc).

- ***Par Lecture de la sonde ER :***

L'évaluation de la vitesse de corrosion sans traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de la sonde ER est représenté par une valeur de 8,08 mpy soit 0,2052 mm/an.

L'évaluation de la vitesse de corrosion avec traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de la sonde ER est représenté par une valeur de 0,305 mpy soit 0,0078 mm/an sur une période de 28 jours, ce qui donne une efficacité de traitement égale à 96,22 %.

- ***Par perte de poids des coupons :***

L'évaluation de la vitesse de corrosion sans traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de perte de poids des coupons est représenté par les valeurs de 1,631 mpy soit 0,0414 mm/an au niveau du Flow line RB57 et de 2,635 mpy soit 0,0669 mm/an au niveau de son arrivée sur manifold sud.

L'évaluation de la vitesse de corrosion avec traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de perte de poids des coupons est représenté par les

valeurs de 0,221 mpy soit 0,0056 mm/an au niveau du Flow line RB57et de 0,365 mpy soit 0,0093 mm/an au niveau de son arrivée sur manifold sud**.**

Conclusion générale

Ce travail présente une étude d'un l'inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 utilisé dans les installations pétrolières au niveau du champ de rhourde el baguel.

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 en utilisant trois méthodes le dosage du fer, la sonde ER et 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,

Les principaux résultats obtenus montrent que Pour la phase avec traitement le taux de fer reste toujours élevé avec des valeurs allant de (1100 - 1600) mg/l et un pH acide (4,13 - 5,29) avec présence de légers dépôts (noir et blanc), l'évaluation de la vitesse de corrosion par l'inhibiteur de corrosion fait objet du test dans le circuit huile RB 57 par la méthode de la sonde ER est représenté par une valeur de 0,305 mpy soit 0,0078 mm/an sur une période de 28 jours, ce qui donne une efficacité de traitement égale à 96,22 %. pour le test par coupon la vitesse de corrosion finale est 0.056mm/an .

Bibliographie

[1] 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.

[2] 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.

[3] 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.

[4] 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.

[5] H. E. DUNOD, «corrosion et protection,» Paris, ISBN2-100-04191-6, 1970, pp. 87-102 / 231- 240.

[6] P. GARTLAND, «Choosing the right positions for corrosion monitoring on oil and gas pipelines,» Corr Ocean USA Nace, Houston, 1998, p. 83.

[7] 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.

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

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

[10] 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.

[11] A.JENKINS, «Introduction to corrosion in oil and gas production,» Algiers, MI production, 2006.

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

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

[14] J. F.H.RHODES, « Ind and Eng Chem 28, 9,,» 1938, pp. 326-330.

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

[16] 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.

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

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

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

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

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

[22] 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.

[23] 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.

[24] G. Kheira, «Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel ; mémoire master 2015 ; Introduction générale,» p. 1.

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

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

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

[28] 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.

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

[30] 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.

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

[32] «MEMOIRE GHARBIE KHEIRA».

[33] L.Djouhri–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.

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

[35] H. M. ,. G. W. ,. A. A. ,. G. S. A.J. Coleman, 2006.

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

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

[38] G. TRABANELLI, «Marcel Dekker. Y/ Mansfield, Corrosion Mechanism.,» 1987.

[39] J. Scully, « The Fundamentals of Corrosion, International Series of Monographs on Materials Science and Technology,» Oxford, 2nd Ed. Pergamon International, 1975.

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

[41] Gastaut, «in luence de l'état du revêtement hydrocarboné sur le risque de corrosion des canalisations enterrées de transport du gaz,» École Doctorale.

[42] J. J.M.GODINEZ.ALVAREZ, «Inhibition of ferrous metal corrosion by carboxylates » Institut mexicain du pétrole, Nace international, corrosion2004,,» Houston, TX , 2004, pp. n° 04412,.

[43] «fichier de SONATRACH -DP- Direction Régionale Rhourde El Baguel.».

[44] «memoire de bouteldja malika».

[45] «mémoire Nerziou Mostapaha.».

Annexe A

سوناطراك
sonatrach

SONATRACH / Activité EXPLORATION PRODUCTION
Division Production
Direction Régionale Rhourde El-Baguel

Cette valeur est considéré élevée selon la NACE (RP-0775-99) et représente la vitesse de corrosion référence sans traitement pour le calcul de l'efficacité avec traitement par l'inhibiteur de corrosion objet du test.

- La perte de poids des coupons de corrosion est estimer au niveau de Flow line RB 57 a une valeur de V_{cor} = 1,631 mpy (soit : 0,0414 mm/an) et au niveau de l'arrivée sur Manifold sud RB 57 a une valeur de V_{cor} = 2,635 mpy (soit : 0,0669 mm/an) sur une période allant du 23/05/2019 au 10/09/2019.

2- Inviter le représentant de la firme Multi-Chem sur site de REB, afin de participer et collaborer au lancement du test en mode batch du produit MC MX 8-1701 et d'établir un plan de travail relatant les différentes étapes a suivre lors du démarrage de l'injection du produit objet du test.

3- Lors de la deuxième réunion du 14/09/2019, le représentant de la firme Multi – Chem et après échanges techniques avec SH – REB et SH - DLAB a assuré que l'injection du produit MC MX 8-1701 en mode choc, n'aura pas d'impact sur le réservoir ou des répercussions sur le process au niveau des installations de REB.

4- Le représentant de la firme Multi – Chem à proposer un batch d'un fut pour 33 barils de gasoil nécessaire pour la formation d'un film protecteur pour une durée de 04 semaines (28 jours).

5- Avant le lancement effectif du Batch, la Division exploitation à exiger au représentant de la firme Multi - Chem, de réaliser un test de moussage et d'émulsion (au niveau du laboratoire REB) sur un échantillon d'effluent de REB, prelevé au niveau du CPF (Ballon Séparateur MP V1529).
Exigence 1 : Aucun phénomène de moussage et d'émulsion ne sera toléré au niveau du process lors du test Batch.

6- L'opération du lancement du batch treatement au niveau du circuit pilot RB 57, sera lancée si l'exigence1 est respectée.

SONATRACH EP - DP - REB
DIVISION TECHNIQUE
Chef de Service Inspection Corrosion

سوناطراك
sonatrach

SONATRACH / Activité EXPLORATION PRODUCTION
Division Production
Direction Régionale Rhourde El-Baguel

7- L'Installation des coupons de corrosion au niveau du Flow line RB57 et son arrivée sur manifold sud le jour même du lancement du test Batch juste après l'ouverture du puits RB 57.

8- L'équipe DLAB - SH présente sur site assurera le suivi du test en mode Batch durant la période nécessaire par les prélèvements journaliers des échantillons ainsi que par la lecture des données de la sonde ER, installée au niveau du Flow line RB 57.

Les techniques de monitoring de la corrosion :

- Des coupons de corrosion pour la perte de poids.
- Sonde de résistance électrique (ER).
- Les Analyses physico chimiques des échantillons d'eau prélevés.

Les Exigences de SH- REB :

Exigence 1 : Aucun phénomène de moussage et d'émulsion ne sera toléré au niveau du process lors du test Batch.

Exigence 2 : $V_{corr.} \leq 1$ mpy (sur une période de 04 semaines).

FIN

SONATRACH EP - DP - REB
DIVISION TECHNIQUE
Chef de Service Inspection Corrosion

Annexe B

سوناطراك
sonatrach

SONATRACH EXPLORATION
Division Technique
Service Inspection
Direction Régionale RHOURDE EL BAGUEL

Le but de cette réunion est d'établir un PV de fin de test industriel en mode Batch de l'inhibiteur de corrosion **MC MX6-1701** de la firme Multi-Chem dans le circuit huile de la région de Rhourde El Baguel.

Pendant ce test industriel les représentants de chaque partie à savoir, SH-DP-REB, SH-DLAB et HALLIBURTON (Multi-Chem) ont été d'accord sur les démarches suivantes :

1. Le Suivi de l'évolution de la vitesse de corrosion avec traitement (Batch) pendant une durée de 28 jours (Injection d'un fut du produit MC MX 6-1701 avec 33 barils de gasoil) jusqu'à obtention d'une vitesse de corrosion faible ($V_{corr} \leq 1$ mpy) dans le circuit huile (Circuit Pilot RB 57).
2. L'Installation des coupons de corrosion au niveau du Flow line RB57 et son arrivée sur manifold sud le 16/09/2019 de 09 H 00 à 10 H 00 le jour même du lancement du test Batch.
3. Le Démarrage de l'injection du produit MC MX6-1701 au niveau de RB 57 le 16/09/2019 à 12h00 selon les étapes suivantes :

   a- Avant le lancement effectif du Batch, la Division exploitation à exiger au représentant de la firme Multi - Chem, de réaliser un test de moussage et d'émulsion du produit objet du test (au niveau du laboratoire REB) sur un échantillon d'effluent de REB, prélevé au niveau du CPF (Ballon Séparateur HP V1529).

   b- Aucun phénomène de moussage ni d'émulsion n'a été Observer sur l'effluent prélevé au niveau du CPF lors du test de moussage et d'émulsion du produit MC MX 6-1701 réaliser par le représentant de la firme Multi-chem au niveau du Laboratoire REB.

   c- Début de l'opération de pompage de la mixture (1 Fut du produit + 33 Barils de gasoil) à 12 H 00, a partir d'un camion citerne au niveau d'un point d'injection situé a la tête du puits RB 57.
      - Fin de l'opération de pompage à 12 H 30.
      - Ouverture de la chasse pendant 40 minutes pour pousser la mixture a une profondeur de 2800 m.
      - Ouverture du puits RB 57 sur la duse 1" à 13 H 30.
      - Prélèvements des échantillons de l'effluent au niveau de RB 57 TP et MF après 1 heure de l'ouverture du puits sur la duse 1".

- réouverture du puits RB 57 sur la duse 2" 1/8 à 15 H 30.
- Prélèvements des échantillons de l'effluent au niveau de RB 57 TP et MF après 1 heure de la réouverture du puits sur la duse 2" 1/8 (c'est-à-dire 02 heures après l'ouverture du puits sur la duse 1").

4. L'équipe DLAB - SH présente sur site a assurer le suivi du test industriel en mode Batch durant toute la période nécessaire par les prélèvements journaliers des échantillons ainsi que par la lecture des données de la sonde ER, installée au niveau du Flow line RB 57 jusqu'à la date de l'extraction des coupons de corrosion.

5. L'Extraction des coupons de corrosion s'est effectué le 14/10/2019 après 28 jours de leur exposition à un système avec traitement au niveau du Flow line RB57 et au niveau de son arrivée sur manifold sud.
   Les coupons de corrosion ont subit divers étapes de nettoyage selon la NACE RP0775-99 et la pesé est réalisé au niveau du laboratoire de la région de REB.

6. Une évaluation de la vitesse de corrosion du système avec traitement (Batch) par la méthode de la sonde ER (type : 3705-S8-K03005-18-1) et par la méthode de perte de poids des coupons a été réalisé sur une période de 28 jours (du 16/09/2019 au 14/10/2019) et les résultats sont consignées respectivement dans les tableaux numérotés n° 01 et n° 02 additivement à l'évaluation du système à blanc (sans traitement).

Tous les détails et les résultats du déroulement du test industriel du produit inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 de la firme Multichem seront portés dans un rapport qui sera envoyé prochainement par la Direction Assistance aux Unités Industrielles de la DLAB/SH.

سونا طراك
sonatrach

SONATRACH EXPLORATION
Division Technique
Service Inspection
Direction Régionale RHOURDE EL BAGUEL

Tableau n°01 : Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion sans et avec traitement par l'inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 de la firme Multi-Chem dans le circuit huile RB 57 de la région de REB par la méthode de la sonde ER.

Point de Lecture	Système	V_{corr} (mm/an)	V_{corr} (mpy)	Période
Flow Line RB57 Sonde ER	A blanc (sans traitement)	0,2052	8,080	Du : 09/09/2019 Au : 15/09/2019
	Batch 1 Fut (200L) + 33 barils de gasoil (avec traitement)	0,0078	0,305	Du : 16/09/2019 Au : 14/10/2019

Tableau n°02 : Résultats de l'évaluation de la vitesse de corrosion sans et avec traitement par l'inhibiteur de corrosion MC MX 6-1701 de la firme Multi-Chem dans le circuit huile RB 57 de la région de REB par la méthode de perte de poids des coupons de corrosion.

Points de contrôle	Système	V_{corr} (mm/an)	V_{corr} (mpy)	Période
Tête de puits RB57 -CC-	A blanc (sans traitement)	0,0414	1,631	Du : 23/05/2019 Au : 10/09/2019
	Batch (avec traitement)	0,0056	0,221	Du : 16/09/2019 Au : 14/10/2019
Arrivée sur Manifold huile sud RB 57 -CC-	A blanc (sans traitement)	0,0669	2,635	Du : 23/05/2019 Au : 10/09/2019
	Batch (avec traitement)	0,0092	0,365	Du : 16/09/2019 Au : 14/10/2019

RP0775-99

Table 2 — Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems

	Average Corrosion Rate		Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5)	
	mm/y[a]	mpy[b]	mm/y	mpy
Low	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderate	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
High	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severe	>0.25	>10	>0.38	>15

[a] mm/y = millimeters per year
[b] mpy = mils per year

Fin.

PV-FIN DE TEST INDUSTRIEL BATCH-MULTICHEM-REB.

Annexe C

multi-chem
A HALLIBURTON SERVICE

FICHE DE DONNÉES DE SÉCURITÉ

Nom Commercial du Produit:
MC MX 6-1701

Date de révision :
06-avr.-2017

Numéro de révision:
4

1. IDENTIFICATION/PREPARATION DE LA SUBSTANCE ET DE LA SOCIETE/ENTREPRISE

Identificateur de produit
Nom Commercial du Produit:
MC MX 6-1701
Synonymes
Aucun(e)
Famille chimique
Indéterminé(e)(s)
Code d'identification interne
MC001897

Utilisation recommandée et restrictions d'utilisation
Application:
Inhibiteur de corrosion
Utilisations déconseillées
Utilisation par les consommateurs

Nom et les coordonnées du fabricant
Fabricant/fournisseur
Halliburton Energy Services
14th Floor, CitiBank Tower, Al-Qutayat Street
Dubai, UAE
Telephone Number : +971 43036666

Informations supplémentaires

Préparée par
Conformité chimique
Téléphone : 1-580-251-4335
e-mail: fdunexchem@halliburton.com

Numéro d'appel d'urgence
1-760-476-3962
Code d'accès de l'intervention en cas d'incident généralisé : 334305
Numéro de contrat : 14012

2. Identification des dangers

Classification

Danger par aspiration	Catégorie 1 - H304
Toxicité aiguë par voie orale	Catégorie 5 - H303
Toxicité aiguë - cutanée	Catégorie 5 - H313
Corrosion/irritation cutanée	Catégorie 2 - H315
Lésions oculaires graves/irritation oculaire	Catégorie 1 - H318

ANNEXE

PRODUCT DATA BULLETIN

MC MX 6-1701 Corrosion Inhibitor

Oil Soluble

Product Description

MC MX 6-1701 is an oil soluble corrosion inhibitor designed for application in wells, flowlines, pipelines and in surface equipment. It controls carbon dioxide and hydrogen sulfide induced corrosion by adsorbing onto pipeline and equipment surfaces to form a protective film.

Usage and Application

MC MX 6-1701 is typically applied at treatment rates of 50 to 300 ppm with respect to the produced water, depending on the corrosivity of the system. The optimum dosage rate for a given system must be determined by monitoring corrosion with inline instruments or removable coupons.

A Multi-Chem technical specialist should be consulted to optimize the total treatment package.

Features and Benefits

- Continuous or batch application
- Effective against carbon dioxide and/or hydrogen sulfide attack
- Concentrated formulation

Typical Physical Properties

Clarity:	Clear to Slightly Hazy
Color:	Light to Dark Amber
Physical State:	Liquid
Density, 60° F:	7.27 - 7.48 lbs./gal
pH (10% in 3:1/IPA:H2O):	9.4 - 11.4
Flashpoint, SFCC:	104°F

Solubility

Aromatic	Soluble
Kerosene	Dispersible
Water	Dispersible
Brine (15% NaCl)	Dispersible
Acid (15% HCl)	Dispersible

Shipping and Handling

Available in the following containers:

55 Gallon Drum
Bulk

Before handling, storage, or use, consult the Material Safety Data Sheet (MSDS) for details.

Dial For Emergencies

+1 (866) 519-4752 (USA, Canada, Mexico)
+1 (760) 476-3962

© 2019 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale.

www.halliburton.com/multichem

multi-chem
A HALLIBURTON SERVICE

Tableau III- 9 : Résultats du dosage du fer total, salinité, conductivité et mesure de pH au niveau du circuit pilote RB 57.

Date	RB57T P/ MF	ph	Fer mg/l	Salinité mg/l	Cond. $ms.cm^{-1}$	Observations surles échantillons
09/09/2019	TP	5,50	1150	2200	4,02	**Phase à blanc** - Eau légèrement trouble. - Séparation rapide entre les deuxphases (huile - eau).
	MF	5,67	1608	1020	1,75	
10/09/2019	TP	5,75	1245	3700	6,57	
	MF	5,20	1730	1100	2,20	
11/09/2019	TP	5,27	1760	1010	2,07	- Interface ligne (huile - eau). - Absence de dépôts.
	MF	5,36	2190	636	1,32	
12/09/2019	TP	5,15	1936	900	2,08	
	MF	5,27	2085	650	1,42	
13/09/2019	TP	5,05	2140	700	1,38	
	MF	5,18	1980	432	0,90	
14/09/2019	TP	5,16	2040	700	1,35	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide entre les deuxphases (huile - eau).
	MF	5,10	2090	430	0,83	

15/09/2019	TP	4,95	1900	210	0,45	- interface ligne (huile - eau). . - Absence de dépôts.
	MF	5,02	2380	153	0,34	
16/09/2019	TP Blanc	4,59	1360	700	1,54	**<u>Phase avec traitement</u>** Lancement du batch le 16/09/2019a 12H00.
	TP 1er h	7,12	68	1150	2,41	- Présence de dépôts noirs à la surfacede la phase aqueuse. - Absence de la phase huile. - Eau trouble virant vers une couleurverte. - Présence de gasoil.
	TP 2eme h					- Absence des deux phases, aqueuse ethuileuse. - Présence de gasoil.
	MFBlanc	4,97	1710	800	1,58	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide huile –eau. Interfaceligne. - Pas de dépôts ni d'impuretés.
						- Présence de dépôts noirs à la surface
	MF 1er h	7,54	42	100	0,27	de la phase aqueuse. - Absence de la phase huile - Eau trouble. - Présence de gasoil.

	MF 2eme h	5,12	1040	500	0,97	- Absence de dépôts. - Présence de la phase huile. - Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Apparition d'une phase intermédiaire instable d'épaisseur 0,1mm quidisparait en mois de 4 minutes.
17/09/2019	TP	6,33	1280	600	1,17	- Eau légèrement claire. - Absence de la phase huile. - Présence de gasoil - Pas de dépôts noirs.
	MF	5,11	1310	600	1,22	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence de gasoil. - Présence de légères impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
18/09/2019	TP	4,79	1530	600	1,22	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence de dépôts noirs - Pas émulsion ni de moussage
	MF	5,01	1630	600	1,15	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
19/09/2019	TP	4,85	1315	450	0,94	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence de dépôts noirs - Pas émulsion ni de moussage - Absence d'impuretés.
	MF	5,05	1115	500	1,02	
20/09/2019	TP	4,93	1305	320	0,68	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage

	MF	5,03	1165	380	0,81	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
21/09/2019	TP	5,01	1225	260	0,55	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile.
	MF	5,09	1120	330	0,69	- Absence d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
22/09/2019	TP	4,63	1435	900	1,82	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc etd'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
	MF	4,72	1320	900	1,88	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
23/09/2019	TP	4,29	1250	1000	2,00	- Eau légèrement claire. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
	MF	4,68	1430	900	1,82	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
24/09/2019	TP	4,39	1265	1100	2,13	- Eau légèrement claire. - Absence de la phase huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage

	MF	4,61	1480	1000	2,05	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
25/09/2019	TP	4,45	1270	900	1,81	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
	MF	4,60	1445	1000	2,06	
26/09/2019	TP	4,62	1265	900	1,71	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
	MF	4,65	1350	800	1 ,55	
27/09/2019	TP	4,86	1580	700	1,44	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc etd'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage - Eau trouble.
	MF	4,80	1495	700	1,41	- Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
28/09/2019	TP	4,61	1400	800	1,52	- Eau légèrement claire. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage

	MF	4,78	1315	800	1,66	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
29/09/2019	TP	4,69	1445	600	1,22	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
	MF	4,73	1350	600	1,23	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
30/09/2019	TP	4,53	1593	800	1,55	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
	MF	4,71	1435	800	1,58	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
01/10/2019	TP	4,69	1255	700	1,42	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Présence d'un dépôt blanc et absenced'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
	MF	4,81	1340	700	1,48	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage

02/10/2019	TP	4,72	1260	600	1,26	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage. - Eau trouble.
	MF	4,79	1365	700	1,38	- Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage
03/10/2019	TP	4,73	1175	600	1,15	- Eau légèrement trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
	MF	4,85	1395	600	1,21	- Eau trouble. - Séparation rapide eau-huile. - Absence du dépôt blanc et d'impuretés. - Pas émulsion ni de moussage.
05/10/2019	TP	4,80	1550	523	1,09	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts.
	MF	4,90	1130	516	1,08	
06/10/2019	TP	4,87	1210	460	0,95	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts.
	MF	4,90	1450	570	1,18	
07/10/2019	TP	5,00	1330	502	1,04	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile

	MF	4,95	1310	560	1,15	et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts.
08/10/2019	TP	5,00	1050	578	1,18	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts.
	MF	4,97	1580	532	1,11	
09/10/2019	TP	5,04	1390	470	0,95	
	MF	4,84	1500	511	1,06	
10/10/2019	TP	4,81	1600	510	1,06	
	MF	4,71	1240	390	0,81	
11/10/2019	TP	4,97	1640	536	1,11	- Eau trouble.
	MF	4,95	1350	510	1,05	- Séparation rapide entre les deux phases eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts.
12/10/2019	TP	4,91	1290	457	0,95	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Présence de dépôts Blanc.

	MF	5,13	1240	481	1,00	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Pas de dépôts
13/10/2019	TP	4,89	1500	436	0,91	- Eau trouble. - Séparation rapide entre les deux phases Eau-huile et interface ligne. - Absence de mousse et d'émulsion. - Présence de dépôt blanc au niveau TP. - Absence de dépôts au niveau MF
	MF	4,88	1160	413	0,86	
14/10/2019	TP .	Extraction des coupons et de lasonde ER.				Fin de test par arrêt du puits RB 57 pendant 02 heures pour extraction des coupons de corrosion et de la sonde ER
	MF	Extraction des coupons				