

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

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables
et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de :

Master professionnelle

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

HAFIANE Mohamed - BELALEM Mohamed Mostapha

-THÈME-

**Lutte contre la corrosion interne des pipelines et des
équipements pétroliers par inhibiteur de corrosion Cas de la
région de Hassi Messaoud (Zone HGA)**

Soutenue le : **08/06/2026**

Devant le jury :

Président:	FIFATI AMRIA	M.A.A	Univ. Ouargla
Encadreur:	HADJADJ Sadok	M.C.A	Univ. Ouargla
Examineur:	DJEBBAS FAYCAL	M.C.A	Univ. Ouargla

Année universitaire : 2025-2026

Remerciement

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers le Tout-Puissant qui nous a accordé la force et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce projet.

*Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadreur, **M. Sadok HADJADJ**, pour sa patience, sa disponibilité et ses précieux conseils tout au long de la réalisation de ce travail.*

*Notre reconnaissance s'adresse également à **Mme FIFATI AMRIA**, qui nous fait l'honneur de présider ce jury, ainsi qu'à **M. DJEBBAS FAYCAL**, pour avoir accepté d'examiner notre travail et d'y apporter son expertise. Enfin, nous remercions l'ensemble des membres du jury pour le temps qu'ils ont consacré à l'évaluation de ce mémoire.*

Nous exprimons notre gratitude à l'ensemble du corps professoral du Département de Production des Hydrocarbures pour la qualité de leur enseignement et leur accompagnement durant notre parcours universitaire.

Nos remerciements s'étendent à tous nos camarades de promotion avec qui nous avons partagé cette expérience enrichissante, ainsi qu'à tous les étudiants à qui nous souhaitons un plein succès dans leurs études.

Dédicace

Louange à Allah, Seigneur des mondes, qui nous a accordé la force et la patience pour accomplir ce travail. Que la paix et le salut soient sur notre Prophète Mohammed, le sceau des messagers.

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents, pour leurs sacrifices, leurs prières et leur amour sans limite. À mes frères, sœurs et amis, pour leurs encouragements sincères.

*À Monsieur **Mustapha Djerada** et **Issam Louchen**, pour leur aide précieuse et leurs orientations tout au long de ce travail.*

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à sa réalisation — qu'Allah les récompense.

HAFIANE Mohamed

Dédicace

*Louange à Allah dont la grâce permet
l'accomplissement des œuvres pieuses, et que la
paix et le salut soient sur le guide de
l'humanité, notre Prophète Mohammed, le plus
noble des envoyés.*

*Je dédie ce modeste travail à mes chers
parents.*

*À mon père, pour ses sacrifices, sa rigueur et
son soutien indéfectible tout au long de mon
parcours universitaire.*

*À ma mère, pour sa tendresse, ses prières
quotidiennes et son affection qui m'ont donné la
force de réussir.*

*À mes frères et sœurs, en témoignage de ma
profonde affection.*

À tous mes amis qui ont toujours cru en moi.

Belalem Mohamed Mostapha

Résumé

Ce mémoire présente une étude sur la corrosion interne dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud, avec un accent particulier sur la **bio corrosion** liée à la présence de bactéries sulfato-réductrices (**BSR**) dans les puits salés et les réseaux de dessalage. L'objectif principal est de **tester l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion CRW85585**, développé par la firme Baker, dans différents environnements de production. Les résultats montrent que le produit atteint une **efficacité de 85 % dans l'eau de dessalage**, réduisant significativement l'impact **corrosif** malgré la présence de **BSR**. Dans le réseau de collecte de brut, les vitesses de corrosion mesurées restent **très faibles et satisfaisantes**, de l'ordre de **1 mpy**, confirmant la performance de **l'inhibiteur** en conditions réelles, confirmant ainsi que le produit a formé un **film protecteur** sur la surface métallique interne des conduites. Ce travail met en évidence l'importance d'un suivi rigoureux de la **corrosion bactérienne** et démontre que l'utilisation d'inhibiteurs adaptés constitue une solution efficace pour protéger les infrastructures métalliques et prolonger leur durée de vie dans les champs pétroliers

Mots Clés : Corrosion interne – Biocorrosion – Bactéries sulfato-réductrices (BSR) – Inhibiteur CRW85585 – Hassi Messaoud – Réseaux de dessalage – Protection des pipelines.

This thesis presents a study on internal corrosion within the Hassi Messaoud oil field, with a particular focus on biocorrosion induced by the presence of sulfate-reducing bacteria (SRB) in saline wells and desalting networks. The primary objective is to evaluate the efficiency of the corrosion inhibitor CRW85585, developed by Baker Hughes, across various production environments. The results indicate that the product achieves an efficiency of 85% in desalting water, significantly mitigating the corrosive impact despite the presence of SRB. In the crude oil gathering system, the measured corrosion rates remain remarkably low and satisfactory, at approximately 1 mpy. This confirms the inhibitor's performance under real operating conditions, demonstrating that the product successfully formed a protective film on the internal metallic surface of the pipelines. This work highlights the critical importance of rigorous monitoring of bacterial corrosion and demonstrates that the implementation of tailored inhibitors constitutes an effective solution for protecting metallic infrastructures and extending their service life in oil fields.

Keywords : Internal Corrosion – Biocorrosion – Sulfate-Reducing Bacteria (SRB) – Corrosion Inhibitor CRW85585 – Hassi Messaoud Oil Field – Desalting Networks – Corrosion Rate (mpy)

تقدم هذه المذكرة دراسة حول التآكل الداخلي في الحقل البترولي بحاسي مسعود، مع التركيز بشكل خاص على التآكل الحيوي الناتج عن وجود البكتيريا المختزلة للكبريتات (BSR) في الآبار المالحة وشبكات نزع الملوحة. ويتمثل الهدف الرئيسي في اختبار فعالية مثبط التآكل CRW85585 المطور من طرف شركة بيكر، وذلك في مختلف ظروف الإنتاج. أظهرت النتائج أن المنتج حقق فعالية بلغت 85٪ في مياه نزع الملوحة، حيث ساهم بشكل كبير في تقليل التأثيرات التآكلية رغم وجود البكتيريا المختزلة للكبريتات. كما بينت القياسات المسجلة في شبكة جمع النفط الخام أن معدلات التآكل بقيت منخفضة جداً وفي حدود 1 mpy، وهو ما يؤكد كفاءة المثبط في ظروف التشغيل الحقيقية، من خلال تكوينه لطبقة واقية على السطح المعدني الداخلي للأنابيب. ويبرز هذا العمل أهمية المتابعة الدقيقة للتآكل البكتيري، كما يثبت أن استخدام مثبطات تآكل ملائمة يعد حلاً فعالاً لحماية المنشآت المعدنية وإطالة عمرها التشغيلي في الحقول البترولية.

الكلمات المفتاحية: التآكل الداخلي، التآكل الحيوي، البكتيريا المختزلة للكبريتات (BSR)، مثبط التآكل CRW85585، مياه نزع الملوحة، شبكة جمع النفط الخام، معدل التآكل (mpy)، الحماية من التآكل، حاسي مسعود، المنشآت البترولية.

Sommaire

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Sommaire	VI
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	X
Liste des abréviations	XI
Liste des symboles	XII
Introduction Générale :	1

Chapitre I : Généralités sur la corrosion

I.1. Définition:	3
I.2. Formes de corrosion:	3
I.2.1. Corrosion généralisée :	3
I.2.2. Corrosion localisée :	3
I.2.3. Corrosion galvanique :	4
I.2.4. Corrosion érosion :	4
I.2.5. Corrosion par crevasses (caverneuse) :	5
I.2.6. Corrosion Par Piqures :	5
I.2.7. Corrosion intergranulaire (inter cristalline) :	6
I.3. Les différents mécanismes de la corrosion:	6
I.3.1. La corrosion électrochimique (humide) :	6
I.3.2. La corrosion en milieu aqueux :	7
I.3.3. Corrosion Microbienne	8
I.3.3.1. Définition des bactéries sulfato-réductrices :	8
I.3.3.2. Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfato-réductrices :	9
I.3.4. Corrosion chimique :	10
I.4. Facteurs du milieu corrosif:	11

Chapitre II : Corrosion et protection des installations

II.1. Introduction:	14
II.2. Corrosion par CO ₂ « Sweet corrosion »:	14
II.2.1. La pression partielle du CO ₂ :	15
II.2.2. Les carbonates de fer FeCO ₃ :	15
II.3. Corrosion par les composés sulfurés « Sour corrosion » :	16
II.3.1. Mécanisme de la corrosion :	16
II.3.2. La nature du film FeS :	17
II.3.3. La corrosion dans les milieux multiphasiques :	17

II.4. Corrosion-érosion et corrosion-cavitation :	18
II.5. Corrosion sous contrainte :	18
II.6. Lutte physique contre la corrosion	19
II.6.1. Généralités	19
II.6.2. La prévention par une forme adaptée de pièce	19
II.6.3. Elimination des zones humides	19
II.6.4. Réduction de l'effet d'érosion du fluide dans la canalisation	20
II.6.5. Remède au couplage galvanique :	20
II.6.6. Utilisation des joints isolants :	21
II.6.7. Utilisation des pièces échangeables :	21
II.7. La protection par revêtement métallique ou organique :	22
II.7.1. Le Décapage :	22
II.7.2. Décapage mécanique :	22
II.7.3. Décapage chimique :	22
II.7.4. Protection par revêtement métallique :	22
II.7.5. Protection par revêtement organique (non métallique) :	23
II.8. Revêtement en bitume :	23
II.9. Revêtement polymérique :	23
II.10. Protection cathodique :	24
II.10.1. Principe de la protection cathodique :	25
II.10.2. Protection cathodique par courant imposé :	25
II.10.3. Protection cathodique par anode galvanique (sacrificielle) :	25
II.11. Les inhibiteurs de corrosion :	26
II.11.1. Définition	26
II.11.2. Les biocides (bactéricides)	26

Chapitre III : Étude expérimentale des inhibiteurs de corrosion : Méthodologie, résultats et discussion

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud	28
III.1.1. Situation géographique:	28
III.1.2. Situation géologique	28
III.1.3. Le secteur périphérique de Hassi Guettar (Zone HGA)	28
III.2. Présentation des puits pilotes et conditions d'exploitation	29
III.3. Caractéristiques des matériaux - Acier API 5L	29
III.4. Analyse physico-chimique des eaux d'injection	30
III.5. Description de l'Inhibiteur de Corrosion Sélectionné	31
III.5.1. Présentation générale — CRW85585 (Baker Hughes)	31
III.5.2. Mécanisme de protection	31
III.5.3. Procédure d'homologation et de sélection	32

III.5.4. Système d'injection — Débit et dosage.....	32
III.6. Méthodologie - Mesure du Taux de Corrosion par Coupons	33
III.6.1. Principe de la méthode (NACE RP0775).....	33
III.6.2. Équipements utilisés	33
III.6.3. Protocole expérimental.....	33
III.6.3.1. Déploiement des coupons	33
III.6.3.2. Traitement des coupons après extraction	34
III.6.4. Calcul de la vitesse de corrosion.....	37
III.6.5. Calcul de l'efficacité de l'inhibiteur.....	38
III.7. Analyse des résultats et évaluation des performances.	38
III.7.1. Dans l'eau albienne (station de dessalage HGA)	38
III.7.2. Dans les puits producteurs (HGA8 et HGA9).....	38
III.7.3. Performance du débit d'injection.....	39
Conclusion Générale :.....	41
Suggestions.....	42
Bibliographie	43

Liste des figures

Figure I.1: Corrosion Généralisée	3
Figure I.2: Corrosion localisée	4
Figure I.3: Corrosion galvanique	4
Figure I.4: Corrosion-érosion.....	5
Figure I.5: Corrosion Caverneuse	5
Figure I.6: Corrosion par piqûres	6
Figure I.7: Corrosion inter granulaire	6
Figure I.8: Corrosion bactérienne	8
Figure I.9: Corrosion électrochimique	10
Figure I.10: Corrosion chimique	10
Figure II.1: Diminution des risques de corrosion-érosion et de corrosion-cavitation.....	18
Figure II.2: Réduction des contraintes locales dans une tête de vis	19
Figure II.3: Prévention par la forme du récipient.....	20
Figure II.4: Protection contre la corrosion galvanique.....	21
Figure II.5: Protection par revêtement métallique et organique.....	24
Figure II.6: Protection cathodique par anode galvanique	25
Figure II.7: Protection cathodique par courant imposé.....	26
Figure III.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	28
Figure III.2: Les coupons du test.....	36
Figure III.3: Traitement des coupons	36

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les principaux facteurs de corrosion.	11
Tableau III.1: Paramètres opératoires des puits pilotes HGA-8 et HGA-9.....	29
Tableau III.2: Composition chimique et propriétés mécaniques — Acier API 5L	30
Tableau III.3: Analyses physico-chimiques et microbiologiques des eaux d'injection.....	30
Tableau III.4: Fiche technique - Inhibiteur CRW85585 (Baker Hughes).....	31
Tableau III.5: Résultats de la perte de masse des coupons	37
Tableau III.6: Calcul des vitesses de corrosion - Inhibiteur CRW85585, Station HGA.....	38

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
API	American Petroleum Institute
pH	Potentiel d'Hydrogène
BSR	Bactérie sulfato-réductrice
BTR	Bactérie Thiosulfato-réductrice
EPS	Extracellular Polymeric Substance
HMD	Hassi Messaoud
PPM	Partie par million
DP	Division production
CND	Contrôle non destructif
UT	Ultrason
RD	Réseau de dessalage
CI	Corrosion interne
BC	Biocorrosion
IC	Inhibiteur de corrosion
FP	Film protecteur

Liste des symboles

Symbole	Signification	Unité
T	Température	°C
C	Concentration	Mg/L ou Ppm
t	Temps	An
P	Pression	Bar
Φ	Diamètre de la conduite	Mm
F	Fréquence	Hz
V_{min r}	Valeur minimale réel de l'épaisseur de la conduite	mm
V_{min mr}	Valeur minimale mesuré du film de la Radiographie	mm
V_{corrosion}	Vitesse de corrosion	mm/an
P_{int}	Poids initial de coupon	g
P_{fin}	Poids final de coupon	g
D	Densité	-
S	Surface	Cm ²
ΔP	Différence de Poids de coupon initial et final	g
ΔP'	Différence de Poids de coupon initial et final plus l'erreur référentiel	g
η	Facteur de projection	-
T (j)	temps en jours	
D		
1mpy	Densité pour l'acier = 7,85 = 0.0254 mm/an	

Introduction Générale

Introduction Générale :

La corrosion interne des canalisations constitue l'un des problèmes majeurs rencontrés dans l'industrie pétrolière en raison de ses conséquences sur l'intégrité des installations et la continuité de la production. Ce phénomène résulte principalement de la présence d'une phase aqueuse au contact de la surface métallique, favorisant le développement des mécanismes de corrosion électrochimique et microbiologiquement influencée.

La présence de gaz corrosifs tels que le dioxyde de carbone (CO_2), le sulfure d'hydrogène (H_2S) et l'oxygène dissous, ainsi que la prolifération des bactéries sulfato-réductrices (BSR), contribue à l'accélération des processus de dégradation des matériaux. L'intensité de la corrosion dépend de plusieurs paramètres, notamment la composition chimique du milieu, la teneur en eau, les conditions hydrodynamiques et les caractéristiques des dépôts formés à la surface du métal.

Afin de maîtriser ce phénomène, l'industrie pétrolière recourt largement à l'injection d'inhibiteurs de corrosion, particulièrement les composés organiques à base d'amines, reconnus pour leur capacité à s'adsorber sur la surface métallique et à former un film protecteur limitant les réactions anodiques et cathodiques.

Dans ce contexte, la présente étude porte sur l'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion CRW85585, développé par la société Baker Hughes, destiné à la protection des réseaux de collecte et de dessalage du champ pétrolier de Hassi Messaoud contre les différentes formes de corrosion interne.

Chapitre I

Généralités sur la corrosion

I.1. Définition:

La corrosion d'un matériau métallique est la perte en surface d'une partie de celui-ci, sous l'action d'un ou de plusieurs agents agressifs qui peuvent être : l'oxygène et/ou des constituants de l'air (H_2O humide, CO_2 , SO_2 , H_2S , brouillard salin, etc.), un gaz chaud (O_2 , CO , CO_2 , etc.), une solution (acide, basique, un sel fondu) [1].

I.2. Formes de corrosion:

Il existe plusieurs formes de corrosion

I.2.1. Corrosion généralisée :

La corrosion uniforme est une perte de matière plus ou moins régulière sur toute la surface. Le métal dans ce cas est dans l'état actif. Elle est aisément contrôlable par des mesures de perte de poids ou la diminution d'épaisseur du métal [6]



Figure I.1: Corrosion Généralisée

I.2.2. Corrosion localisée :

La corrosion localisée est la forme la plus insidieuse. Elle survient sur une partie du métal qui représente un lieu spécifiquement anodique, clairement distingué, dont la surface est très faible devant le reste de la structure métallique qui constitue la zone cathodique. En Effet, pour une perte de poids minime, ce type de corrosion peut être catastrophique. La corrosion uniforme peut être réduite ou évitée par un choix convenable du matériau, La modification du milieu ou la protection cathodique.



Figure I.2: Corrosion localisée

I.2.3. Corrosion galvanique :

Corrosion galvanique entre deux métaux différents plongés dans un électrolyte, où il existe une différence de potentiel. Si ces métaux sont en contact (c'est-à-dire connectés électriquement), un courant électrique s'établit. Le métal le moins noble joue le rôle d'anode et se corrode. L'attaque peut être considérée comme localisée à un endroit précis, mais la forme de l'usure est généralisée.

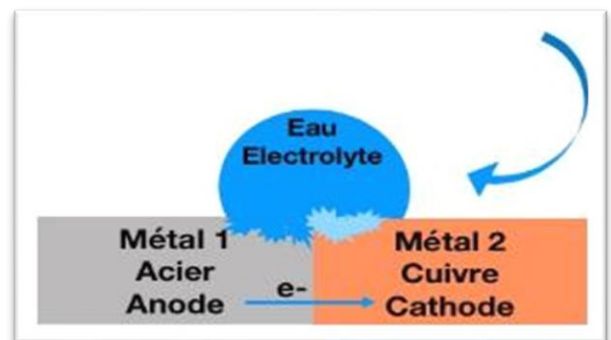


Figure I.3: Corrosion galvanique

I.2.4. Corrosion érosion :

Est due à l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de matière. Elle a souvent lieu sur des métaux exposés à l'écoulement rapide de fluide. La corrosion par érosion affecte de nombreux matériaux (aluminium, acier...), elle est due à l'action conjointe d'une réaction électrochimique et d'un enlèvement mécanique de la matière, elle est souvent favorisée par l'écoulement rapide d'un fluide.



Figure I.4: Corrosion-érosion

I.2.5. Corrosion par crevasses (caverneuse) :

Elle est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux parties d'une structure, créant ainsi une pile électrochimique. Cette attaque sélective du métal est observée dans les fissures et autres endroits peu accessibles à l'oxygène. Le processus de développement de la corrosion par crevasse (caverneuse) n'est pas fondamentalement différent de celui de la corrosion par piqûres. Cependant, la cinétique et la morphologie de l'attaque sont toutes autres. Celle-ci s'étend sur la largeur à la surface de l'interstice ou sous le dépôt, et non pas en profondeur comme pour les piqûres. La corrosion par crevasses peut prendre un caractère dangereux, notamment dans l'eau de mer



Figure I.5: Corrosion Caverneuse

I.2.6. Corrosion Par Piqures :

C'est une forme de corrosion localisée produite par certains anions, notamment les halogènes et plus particulièrement les chlorures, sur les métaux protégés par un film d'oxyde mince. Elle induit typiquement des cavités de quelques dizaines de micromètres de diamètre



Figure I.6: Corrosion par piqûres

I.2.7. Corrosion intergranulaire (inter cristalline) :

C'est une forme de corrosion localisée s'attaquant aux joints de grains, rendant la Structure mécaniquement fragile. C'est une attaque sélective aux joints de grains, souvent, il s'agit de phases qui ont précipitées lors d'un traitement thermique. C'est un type de corrosion particulièrement dangereux car, bien que la quantité de métal attaquée soit faible, les caractéristiques mécaniques du métal sont altérées car les fissures ainsi produites affaiblissent le métal. Par exemple ; l'acier inoxydable austénitique sensibilisées à chaud par précipitation du carbure de chrome aux joints des grains

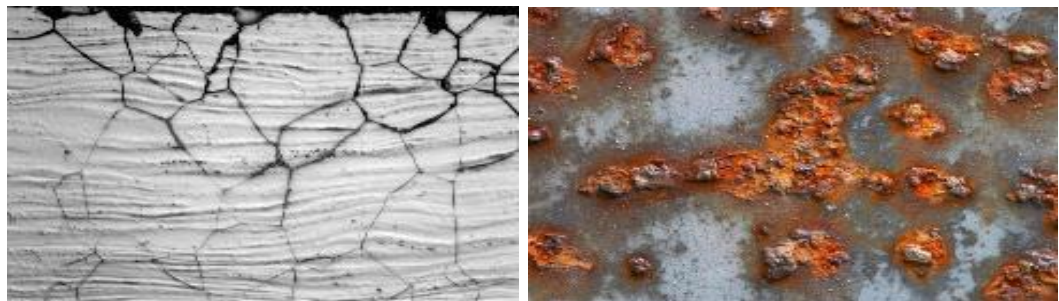


Figure I.7: Corrosion inter granulaire

I.3. Les différents mécanismes de la corrosion:

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui caractérisent chaque type de corrosion [6].

I.3.1. La corrosion électrochimique (humide) :

C'est une dégradation des matériaux et de ses propriétés par des réactions chimiques ou électrochimiques avec l'environnement. Elle est causée principalement par des réactions électrochimiques dont la plus élémentaire, pour le Fer est la suivante



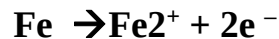
Dans le cas d'un métal en contact avec le milieu aqueux, il se produit une émission d'ions

métalliques dans la solution et une modification de l'interface métal /solution, avec formation de produits de corrosion et un dégagement gazeux. Le phénomène de corrosion électrochimique est accéléré par l'hétérogénéité du matériau, le pH, la composition de la solution et par la température. [3]

I.3.2. La corrosion en milieu aqueux :

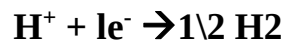
Le mécanisme de la corrosion par l'eau se résume à une action d'oxydoréduction représentée par les équations suivantes :

Aires anodiques :

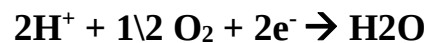


C'est une réaction rapide mais généralement la vitesse de corrosion est contrôlée par la réaction cathodique qui est plus lente.

Aires cathodiques.



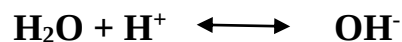
Cette réaction qui est lente en milieu aqueux neutre ou basique devient rapide en milieu acide, et peut être accéléré par l'oxygène dissous suivant une réaction de dépolarisation qui est la suivante



Dissous

Dans cette réaction l'oxygène dissout réagit avec l'hydrogène absorbé à la surface du Fer, si on tient compte de la réaction de dissociation de l'eau, on obtient la réaction globale en milieu aqueux :

➤ **Réaction de dissociation de l'eau :**

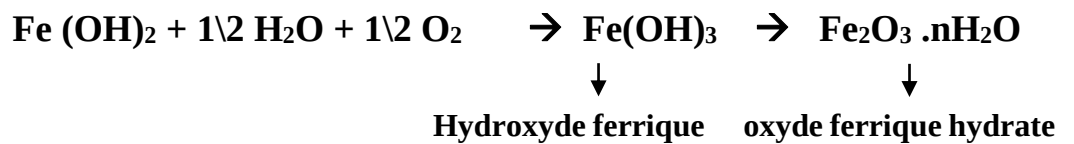


➤ **Réaction globale :**



Hydroxyde ferreux oxyde ferreux hydrate

Ces deux composants, l'hydroxyde et l'oxyde ferreux hydraté forment une barrière de diffusion à l'interface métal - solution. Le $\text{Fe}(\text{OH})_2$ est de couleur blanche tandis que le $\text{FeO} \cdot n \text{H}_2\text{O}$ est de couleur vert noir. Le film d'oxyde ou d'hydroxyde va s'oxyder à son tour en contact de l'oxygène dissous pour donner l'oxyde ferrique hydraté ou l'hydroxyde ferrique.



$\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n \text{H}_2\text{O}$ est de couleur orange brun (rouille). Avec le pH de Fe(OH)_3 qui est presque neutre il peut se former une ferrite hydratée $\text{Fe}_3\text{O}_4 \cdot n \text{H}_2\text{O}$ comme couche intermédiaire de couleur noire entre FeO et Fe_2O_3 . Ainsi les films de rouille sont constitués de trois (03) couches d'oxyde de Fer par nombre d'oxydation croissant. [5,6]

I.3.3. Corrosion Microbienne

I.3.3.1. Définition des bactéries sulfato-réductrices :

Ce sont des bactéries anaérobies, elles utilisent les sulfates comme accepteur terminal d'électrons. Ces bactéries réalisent le couplage de l'oxydation d'un substrat organique donneur d'électron avec réduction des sulfates en sulfure. Elles sont souvent rencontrées dans la plupart des eaux de fonds, leur dimension est de 0.4μ à 0.6μ de largeur, de 1.5μ à 3μ de longueur, ce qui explique leur passage à travers les filtres à sable.

Malgré l'anaérobiose des bactéries sulfato-réductrices, elles ont les possibilités de survivre en présence d'oxygène libre. La zone de pH qui est la plus favorable à leur prolifération est située entre 5.5 et 9.5. La température optimale de croissance est variable d'une souche à l'autre.

En générale une modification brusque du milieu qui leur est favorable arrête leur développement. Au contraire des variations progressives de la température, du pH ou de la salinité permettent leur adaptation. [9,16]



Figure I.8: Corrosion bactérienne

I.3.3.2. Mécanisme de corrosion par les bactéries sulfato-réductrices :

- Ionisation de l'eau



- Corrosion anodique de fer



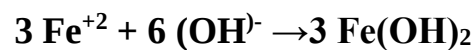
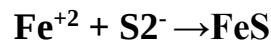
- Formation d'hydrogène à la cathode



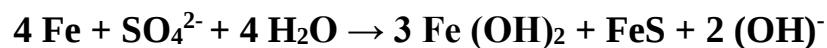
- Absorption d'hydrogène par la cathode



- Réaction anodique secondaire



- Equation bilan :



Le mécanisme de la corrosion le plus important est la dépolarisation de la cathode par les bactéries consommatrices d'hydrogène telles que les BSR. Cette consommation fait appel à un enzyme, l'hydrogénase servant de catalyseur biologique et qui, permet aux bactéries d'extraire l'énergie de la corrosion au profit de leur métabolisme.

La corrosion par les bactéries sulfato-réductrices peut présenter deux aspects :
Augmentation de la corrosion électrochimique par consommation de l'hydrogène formé.
Corrosion par hydrogène sulfuré.

Ceci a pour conséquence soit une corrosion localisée par piqûres, soit la production de H_2S qui formera des dépôts de sulfure de Fer (FeS).
C'est ainsi que le colmatage de la formation sera donc provoqué non seulement par le volume des cellules, mais surtout par les produits de la corrosion. [7,8,16]

I.3.4. Corrosion chimique :

Il s'agit d'une réaction purement chimique entre la surface d'un matériau et un gaz ou un liquide non électrolyte. Par exemple, l'oxydation de l'acier ordinaire à haute température par l'oxygène de l'air est une corrosion chimique.



Figure I.9: Corrosion électrochimique



Figure I.10: Corrosion chimique

I.4. Facteurs du milieu corrosif:

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.

Factures du milieu Corrosif	Facteurs métallurgiques	Facteurs définissant les conditions d'emploi	Factures dépendant du temps.
• Concentration du Réactif • Teneur en oxygène • pH du milieu • Température • Pression • Présence de bactéries	• Composition de l'alliage • Procédés d'élaboration • Impuretés • Traitement thermique • Traitement mécanique	• Etat de surface • Forme des pièces • Emploi d'inhibiteur • Procédés assemblage	• Vieillessement • Tensions mécaniques • Modification des revêtements protecteurs.

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

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

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. [10,15]

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 modifie les équilibres des réactions chimiques et électrochimiques. La corrosion augmente avec la diminution du pH du milieu. [5, 15]

Régime hydrodynamique :

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

La salinité :

Les chlorures sont des ions agressifs, souvent à l'origine de corrosions localisées, leur présence en solution s'accompagne d'effets complémentaires, d'une part, leur concentration locale induit une acidification du milieu et d'autre part, la salinité a une influence sur la conductivité du milieu aqueux [5].

Chapitre II

Corrosion et protection des installations

II.1. Introduction:

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 quelle que soit la teneur en eau de l'effluent. [14]

Les facteurs conférant à l'agressivité sont :

- Le CO₂ qui abaisse le pH et provoque une corrosion chimique appelé : corrosion douce ou « Sweet corrosion » dans le cas d'installation de gaz.
- L'H₂S qui provoque la corrosion de différents types suivant la nature des métaux et les conditions de production. [14]

II.2. Corrosion par CO₂ « Sweet corrosion »:

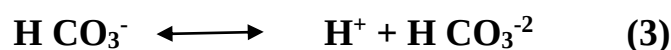
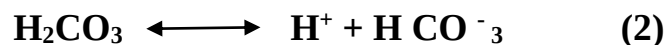
On a constaté qu'en dépit de l'absence d'oxygène dans les puits de condensation de gaz naturel, la surface des installations en acier est souvent fortement attaquée par les composés corrosifs des fluides (eau, CO₂ et acides aliphatiques légers). [6]

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

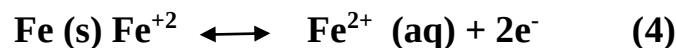
Quand l'anhydride carbonique se dissout dans l'eau, il se transforme en acide carbonique suivant la réaction (1) :



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



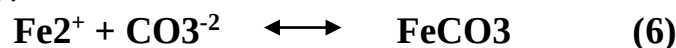
La réaction à l'anode :



La réaction à la cathode :



Produit de corrosion :



Le **FeCO₃** est un produit de corrosion qui précipite dans la solution et forme un film

sur la surface de l'acier qui réduit la corrosion, la corrosion par **CO₂** est influencée par différents facteurs tel que le **pH**, la température et la composition du fluide.

La dissolution de **CO₂** 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 **CO₂** dissous est Proportionnelle à sa pression partielle suivant la loi de **HENRY**

$$\text{Solubilité de CO}_2 \text{ dissoute} = K.P(\text{CO}_2)$$

Donc la solubilité du **CO₂** augmente avec l'augmentation de la pression et diminue avec L'augmentation de la température.

II.2.1. La pression partielle du CO₂ :

DEWAARD et **WILLIAMS** ont montré par des essais de laboratoire que la corrosion augmente linéairement avec la pression partielle du **CO₂**, tout au moins, pour des pressions partielles allant de 0.5 bar à 1 bar pour un acier au carbone X52 poli. [14]

D'autre part, **RHODES** et **CLARCK** ont étudié un acier au carbone dans des Solutions aqueuses contenant du **CO₂** dissous sous pression et à 25°C et ont montré que la vitesse de corrosion augmente rapidement avec la pression partielle de **CO₂** jusqu'à 21 ATM. Et elle devient faible entre 21 et 30 ATM. [14]

II.2.2. Les carbonates de fer FeCO₃ :

Plusieurs articles traitent de la corrosion de l'acier au carbone en présence de **CO₂** contenu dans les produits du pétrole brut.

Il y a des conditions dans lesquels le film protecteur des carbonates ferreux est formé, qui peut réduire la vitesse de corrosion par **CO₂** en présence d'une pression partiel élevée en **CO₂**, 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.

✓ 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.

La corrosion par **CO₂** conduit à la formation d'une couche protectrice, semi protectrice ou non protectrice de **FeCO₃**, en fonction du **pH**.

KERMANI a travaillé sur les inhibiteurs de corrosion et a montré que les mêmes paramètres qui affectent la corrosion par **CO₂**, affectent aussi leur inhibition Chimique. [14]

II.3. 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 thiophènes, mercaptans, disulfures, etc. La corrosivité est variable selon la composition.

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

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.

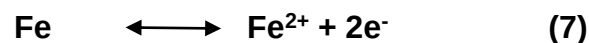
II.3.1. Mécanisme de la corrosion :

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 sulfurés.

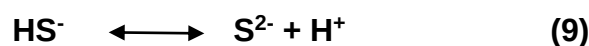
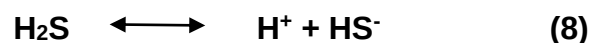
Cette corrosion est essentiellement fonction de la concentration en H₂S et de la température, mais elle est indépendante de la pression.

Si la concentration en H₂S dans le gaz est supérieure à 0.5 mol/l et supérieure à 5 ppm dans l'eau la corrosion par H₂S est provoquée selon le mécanisme suivant :

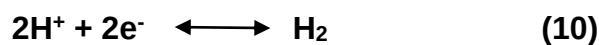
La réaction à l'anode :



Dissociation de H₂S:



La réaction à la cathode :



Réaction globale :



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 < PCO₂/PH₂S < 500**) le risque de corrosion devient élevé et les vitesses de corrosion prennent des valeurs importantes. Lorsque le rapport (**PCO₂/PH₂S < 20**) le produit de FeS est prédominant, la nature protectrice du film de FeS formé dépend d'un certain nombre de paramètres. [14]

II.3.2. La nature du film FeS :

SARDISCO et **WRIGHT** ont étudié l'interaction de l'H₂S–CO₂–H₂O à 30°C sur la composition du film du produit de corrosion par H₂S en utilisant les rayons X. Ils ont trouvé que la composition et la nature du film de FeS à une relation avec la concentration de H₂S dans le mélange H₂S –CO₂ en équilibre avec la solution corrosive. A une **C <0.1 PSia en H₂S**, le film protecteur formé est composé de la pyrite (FeS₂), Troilite (FeS).

La vitesse de corrosion durant 40 heures dans l'eau donne une Vitesse de corrosion de 1.7 mm/an. La présence d'une **C >0.1 PSia en H₂S**, 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 H₂S. [14]

Effet des chlorures :

D'après **SHANNON** et **BOGGS** la présence des chlorures empêche la formation du film de sulfure de fer sur l'acier au carbone, dans des solutions contenant entre 1 à 20% de chlorure de sodium et en présence de 540 ppm de H₂S dans la phase aqueuse.

La vitesse de corrosion dans une solution sans NaCl est de 21,6 mm/an elle passe à 25.6 mm/an dans une solution avec 1% de NaCl et 29.5 mm/an dans une solution de 18% de NaCl.

Effet du PH :

SARDISCO et **PITTS** ont étudié l'effet du pH sur la nature protectrice du film de sulfure ferreux FeS. Le film protecteur formé à pH variant entre 6.5 et 8.8 est considéré d'une couche de Mackinawite prédominante. Tandis que la plupart des films protecteurs formés à pH variant entre 4.0 et 6.3 contiennent la **Pyrite** et **Troiliteet Mackinawite**.

Effet de L'agitation :

MILLIAMS et **KROESE** ont montré par des études sur l'effet de la température, la concentration des chlorures et le dioxyde de carbone sur la vitesse de corrosion en présence de H₂S que les coupons d'acier en rotation ont une vitesse de corrosion plus élevée que ceux utilisées dans le même test mais sans rotation

II.3.3. La corrosion dans les milieux multiphasiques :

La corrosion provoquée par l'écoulement multiphasique a été étudiée la première fois par **SYDBERGER** (1987). Trois mécanismes de corrosion ont été décrits : le transfert de masse, le transport de charge, et la corrosion érosion.

Le mécanisme de la corrosion par l'anhydride carbonique sur l'acier au carbone dans différentes conditions de pH, de température, de pression dans des milieux biphasiques (eau + huile), a été étudié dans le passé.

Ces travaux ont été réalisés par **DE WAARD** et **MILLIAMS** (1975). **IKEDA** et **d'autres** (1985) **DE WAARD** et **LOTZ** (1993). **DE WAARD** et **LOTZ** et **DUGSTAD** (1995). Ils ont proposé des modèles pour prévenir la corrosion par l'anhydride carbonique. La plupart de ces études ont été cependant entreprises dans les laboratoires. **BOCKRIS** et **d'autres** (1962) ont prouvé que l'étape de contrôle dépend du pH. La réaction globale est donnée par :



Pour un $\text{pH} < 4$, celui des puits de gaz, NESIC (1995) estime que la réduction extérieure de l'ion d'hydrogène en hydrogène est dominante.

La vitesse de corrosion est mesurée par des méthodes électrochimiques, telle que la résistance électrique. Sur site on détermine les caractéristiques du fluide.

La prévision du taux de corrosion est une tâche très difficile, particulièrement si les écoulements sont des mélanges de plusieurs phases.

Dans beaucoup de cas, le niveau de corrosion est estimé en mesurant la concentration des ions ferreux dans les pipelines. [14]

II.4. Corrosion-érosion et corrosion-cavitation :

Le risque d'apparition de ces phénomènes peut être diminué par une conception Appropriée des canalisations véhiculant des fluides à vitesse élevée. On évitera en particulier les variations brutales de section créant des zones de turbulence ou les changements brusques de direction (Figure II.3).

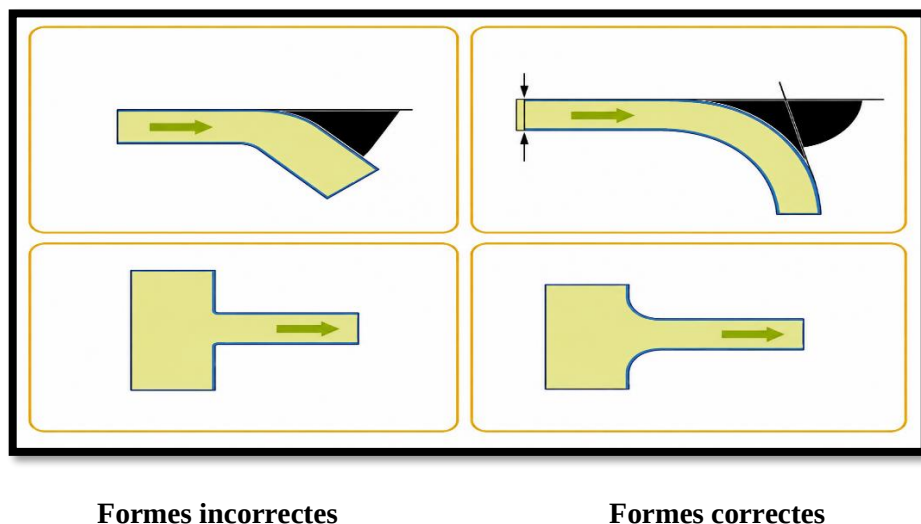


Figure II.1: Diminution des risques de corrosion-érosion et de corrosion-cavitation

II.5. Corrosion sous contrainte :

Outre les traitements thermiques que nous avons évoqués dans le paragraphe consacré à ce phénomène, une action préventive peut être entreprise sur la géométrie des structures. En effet, pour une même sollicitation globale appliquée, la distribution des contraintes dans une

pièce peut dépendre de sa géométrie.

On adoptera donc dans la mesure du possible des formes permettant de supprimer ou au moins de réduire les zones de concentration de contraintes. La (Figure II.4) montre un exemple d'une telle application à une tête de vis.

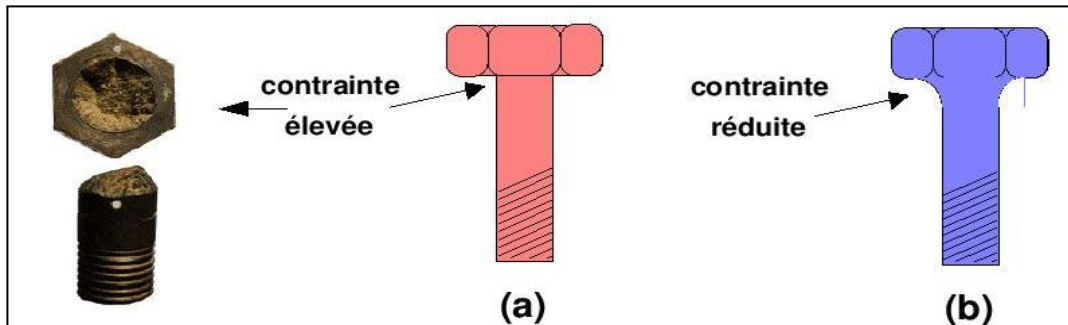


Figure II.2: Réduction des contraintes locales dans une tête de vis

(A) Contrainte locale élevée

(B) Contrainte locale peu élevée

II.6. Lutte physique contre la corrosion

II.6.1. Généralités

La prévention de la corrosion doit être envisagée dès la phase de conception d'une installation. En effet, des mesures préventives prises au bon moment permettent d'éviter de nombreux problèmes lorsqu'il s'agit de garantir une certaine durée de vie à un objet, notamment pour des industries telles que le nucléaire, l'industrie chimique ou l'aéronautique, où les risques d'accident peuvent avoir des conséquences particulièrement graves pour les personnes et l'environnement.

La protection contre la corrosion comprend les méthodes suivantes :

- ❖ La prévention par une forme adaptée de pièce
- ❖ La protection par revêtement métallique ou organique (non métallique)
- ❖ La protection par le choix du matériau
- ❖ Protection cathodique
- ❖ La protection par les inhibiteurs de corrosion
- ❖ La protection par les biocides contre la corrosion bactérienne

II.6.2. La prévention par une forme adaptée de pièce

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

II.6.3. Elimination des zones humides

De façon générale la corrosion atmosphérique ne se produit qu'en présence. D'humidité,

cela dit en prévoyant un drainage plus ou moins parfait, on évite une accumulation d'humidité d'où le risque de corrosion. Figure II.1.

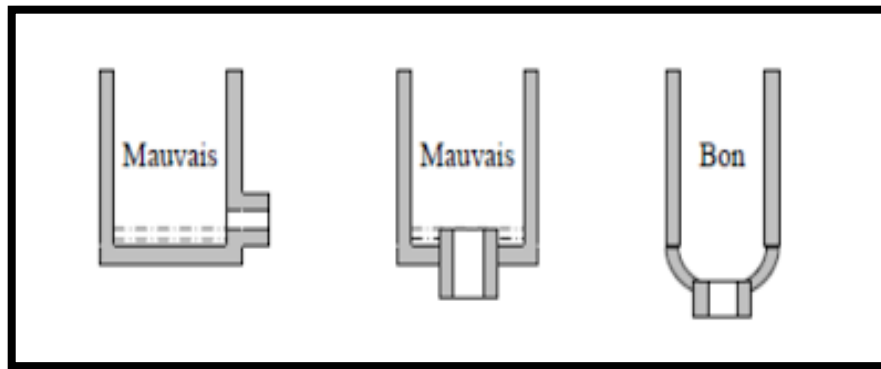


Figure II.3: Prévention par la forme du récipient

Cet aspect est particulièrement important en génie civil et en architecture, où des éléments métalliques sont périodiquement exposés aux eaux de pluie.

Dans certains cas, une bonne aération suffit à éviter les phénomènes de condensation. Par exemple, la corrosion des carrosseries d'automobiles commence souvent aux portières en se développant de l'intérieur, où l'humidité s'accumule, vers l'extérieur. Des trous d'aération évitent alors cette accumulation et diminuent ainsi le risque de corrosion.

II.6.4. Réduction de l'effet d'érosion du fluide dans la canalisation

En général les canalisations utilisées dans le transport des hydrocarbures admettent un revêtement interne, permettant de protéger la conduite contre toute forme de corrosion interne. Sachant que ce revêtement est le seul moyen prévu à cet effet, il est important de le sauvegarder le plus longtemps possible.

Or dans les changements brusques, au niveau des coudes, il se produit une abrasion pouvant emporter ce revêtement, mettant ainsi la surface intérieure de la conduite à nue. Pour éviter ce phénomène il est important d'éviter les coudes à angle droit, au profit d'une forme atténuant l'effet d'abrasion, permettant ainsi de réduire l'effet d'érosion. [5,15]

II.6.5. Remède au couplage galvanique :

On a vu dans le chapitre précédent qu'une corrosion peut naître suite à un assemblage de métaux différents, à cause de leurs différences de potentiels.

Pourtant parfois dans l'industrie, pour des raisons de conception, l'on est dans l'obligation d'assembler des pièces de matériaux différents, par exemple c'est le cas des branchements des abonnées (conduite en cuivre) sur les réseaux de distribution de gaz (conduite en acier). Cela conduit les concepteurs à prévoir des solutions pour éviter la dégradation du métal le moins noble en utilisant soit un joint isolant ou une pièce de rechange. [5,15]

II.6.6. Utilisation des joints isolants :

Dans un couplage galvanique, on distingue une zone anodique (faible potentiel) et une zone cathodique, par conséquent une circulation de courant électrique conduisant à la dégradation d'une des pièces. Pour protéger cette pièce il est nécessaire d'intercaler à la jonction bimétallique (entre les deux pièces) un raccord isolant, organe dont le rôle est de couper le circuit électrique et d'empêcher toute circulation de courant.

On distingue dans l'industrie deux types de raccord isolant à savoir :

- Joint isolant à bride
- Joint isolant monobloc

Ses raccords isolants sont aussi utilisés dans l'industrie du transport du gaz pour isoler les postes de livraison au reste du réseau et pour isoler les conduites principales des conduites secondaires lors des soutirages ou injections de gaz.

II.6.7. Utilisation des pièces échangeables :

Dans ce procédé, il n'est pas question d'isolation électrique, mais on utilise une pièce échangeable que l'on sacrifie au profit de l'équipement qui devrait se corroder.

Par exemple dans l'industrie chimique on a parfois des réacteurs en acier soudés à des conduites en cuivre, ainsi pour éviter la destruction du réacteur on utilise une pièce échangeable en acier qu'on intercale entre la conduite en cuivre et le réacteur. Ainsi c'est la pièce de rechange qui joue le rôle d'anode donc qui se corrode.

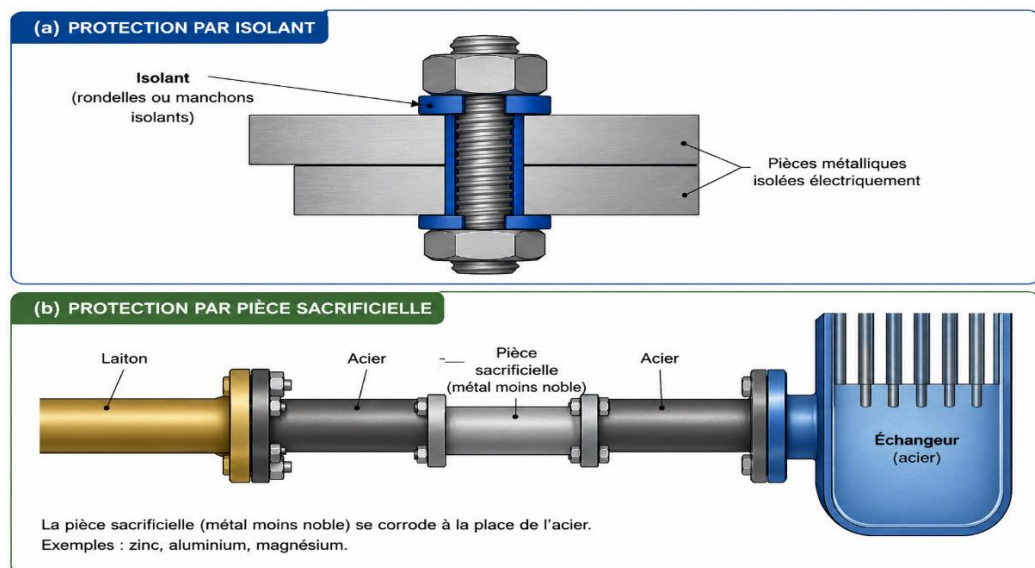


Figure II.4: Protection contre la corrosion galvanique

II.7. La protection par revêtement métallique ou organique :

Il s'agit de la protection passive. En effet elle est constituée par le revêtement extérieur, dont le rôle est de créer un effet de barrière électrique entre le métal des canalisations et le milieu environnant. Ce revêtement ne constitue cependant pas une protection absolue et définitive en raison des imperfections ou blessures susceptibles de se produire lors de la pose ou au cours de la vie de l'ouvrage. C'est pourquoi on maîtrise ces risques potentiels par l'installation d'une protection active complémentaire. [5,15]

II.7.1. Le Décapage :

Avant d'effectuer toute procédure de revêtement il est important d'effectuer une préparation de surface du métal à protéger de façon à ce que le revêtement soit adhérent. Dans le domaine du transport des hydrocarbures par canalisation, en général les tronçons de conduite utilisés sont recouverts de corps gras destinés à éviter toute forme de corrosion durant leurs stockages.

Le décapage est donc un moyen permettant de débarrasser le métal de cette couche. Ainsi on peut réaliser un décapage par voie mécanique ou chimique. [5]

II.7.2. Décapage mécanique :

Pour effectuer un décapage mécanique, on utilise les procédés suivants :

- Le sablage
- Le brossage

II.7.3. Décapage chimique :

L'élimination des corps gras se fait par des solvants chlorés et des détergents alcalins (basiques).

Quant à l'élimination de la rouille, elle est effectuée par les acides ; on parle de décapage acide. Ce procédé présente un grand inconvénient qui réside dans la formation de l'hydrogène qui a tendance à pénétrer dans le métal et à le fragiliser.

Pour y remédier, on utilise lors de cette opération des inhibiteurs de décapage (certains Aldéhydes et alcools) qui empêche par adsorption la pénétration de l'hydrogène dans le métal.

II.7.4. Protection par revêtement métallique :

On distingue deux types de revêtement métallique qui sont le revêtement métallique anodique et le revêtement métallique cathodique, suivant la place relative qu'occupe dans la classification électrochimique le métal qui constitue le revêtement et le métal à protéger. Ainsi dans le cas de l'acier (fer) les revêtements à base de zinc, d'aluminium sont des revêtements métalliques anodiques et ceux à base de plomb, de cuivre, d'étain, de nickel, d'or constituent des revêtements métalliques cathodiques.

Pour la réalisation de cette protection il existe plusieurs procédés dont :

- Immersion dans un bain fondu : le métal à protéger est immergé dans un bain chaud du métal protecteur
- Métallisation au pistolet : le métal fondu est projeté en fine gouttelette sur la structure à protéger.

Avant de passer à la partie suivante, il est important de noter que la protection métallique cathodique doit être effectuée avec beaucoup de précision, et prudence, car il suffit une seule faille pour que le métal qui était censé être protéger se dégrade au profit du métal protecteur.

II.7.5. Protection par revêtement organique (non métallique) :

C'est le mode de protection passive appliqué sur les canalisations de transport de produits pétrolier et gazier. Il est important de savoir que l'efficacité de ce type de revêtement repose sur l'absence de défaut, mais en pratique cela est quasi impossible. [5]

Pour la réalisation de ce genre de revêtement, les caractéristiques suivantes sont exigées :

- Une résistance d'isolement élevée pour présenter sous l'épaisseur d'application une résistance électrique convenable.
- Une excellente adhérence avec le métal, pour éviter toute propagation d'un défaut de continuité accidentel.
- Une étanchéité, continuité et homogénéité satisfaisante, pour ne pas être envahir par le milieu environnant.
- Présenter une résistance assez élevée aux agents biologiques et aux produits transportés.

II.8. Revêtement en bitume :

Il est utilisé pour la protection des conduites en acier et en fonte. En général le revêtement en bitume a une épaisseur de 5 mm, grâce à sa plasticité il permet de réduire considérablement les risques d'endommagement mécanique provoqué lors de la pose et du transport des tubes.

II.9. Revêtement polymérique :

On en distingue trois types :

- Les thermoplastiques : polyéthylènes, polypropylène, poly vinyle chloré (PVC)
- Les thermodurcissables : polyester, époxy
- Les caoutchoucs : naturels et synthétiques

Pour ce type de revêtement on utilise une épaisseur très faible qui varie entre 100 et 500 microns. Les procédés de réalisation sont nombreux à savoir celui à la poudre, au pistolet et par immersion. Mais c'est celui à la poudre qui reste le plus répandu car il suffit de plonger le métal

dans un lit de poudre agité et la poudre se dépose sur le métal.

- Revêtement par peinture :

En ce qui concerne ce type de revêtement on utilise en général une peinture primaire, puis une autre secondaire ayant un rôle beaucoup plus esthétique que protecteur. Ce type de revêtement organique protège le métal par plusieurs mécanismes :

- Effet barrière : comme tous les autres types de revêtements, la couche de peinture forme une barrière entre le substrat métallique et le milieu ambiant. Il protège donc le métal dans la mesure de l'imperméabilité à l'eau et aux gaz.
- Inhibition de réaction électrochimique : les additifs (pigments ou colorations) qui se trouvent dans la peinture (Pb_3O_4) jouent un rôle d'inhibiteur, donc il conduit le métal dans un état de passivation.
- Effet électrochimique : certaines peintures sont composées de 90% de zinc (Zn), donc l'effet de protection sera électrochimique car on a ici une protection par métallisation.



Figure II.5: Protection par revêtement métallique et organique

II.10. Protection cathodique :

Cette protection s'applique sur les structures corrodées de l'extérieur, son principe consiste à abaisser le potentiel d'acier (canalisation) à l'électrode modifiant ainsi les conditions thermodynamiques.

Nous avons deux types de protection :

- * protection par soutirage de courant
- * protection par anode galvanique

II.10.1. Principe de la protection cathodique :

C'est la possibilité de créer la circulation d'un courant électrique entre un métal et la solution qui l'entoure, circulation telle que le sens du courant passe de la solution vers le métal, et de favoriser ainsi la réaction cathodique au niveau de ce métal que l'on veut protéger contre la corrosion, en reportant la réaction d'oxydation sur une autre structure, dont on accepte a priori la dégradation.

C'est le principe de la protection cathodique.

D'après ce qui vient d'être dit, il existe deux manières de réaliser la protection cathodique.

II.10.2. Protection cathodique par courant imposé :

La première consiste à utiliser un générateur extérieur au système métal/solution qui débitera un courant continu, de sens tel que dans la solution il "sortira" d'une pièce anodique appelée déversoir pour pénétrer dans le métal à protéger et le rendre cathodique.

II.10.3. Protection cathodique par anode galvanique (sacrificielle) :

Dans le second cas, le métal est relié électriquement avec un autre métal moins noble que lui, c'est-à-dire dont le potentiel dans la solution est plus négatif. Ce métal moins noble va se dissoudre par oxydation en émettant dans le sol un courant qui viendra protéger la structure. Les figures II.6 et II.7 décrivent ces deux méthodes.

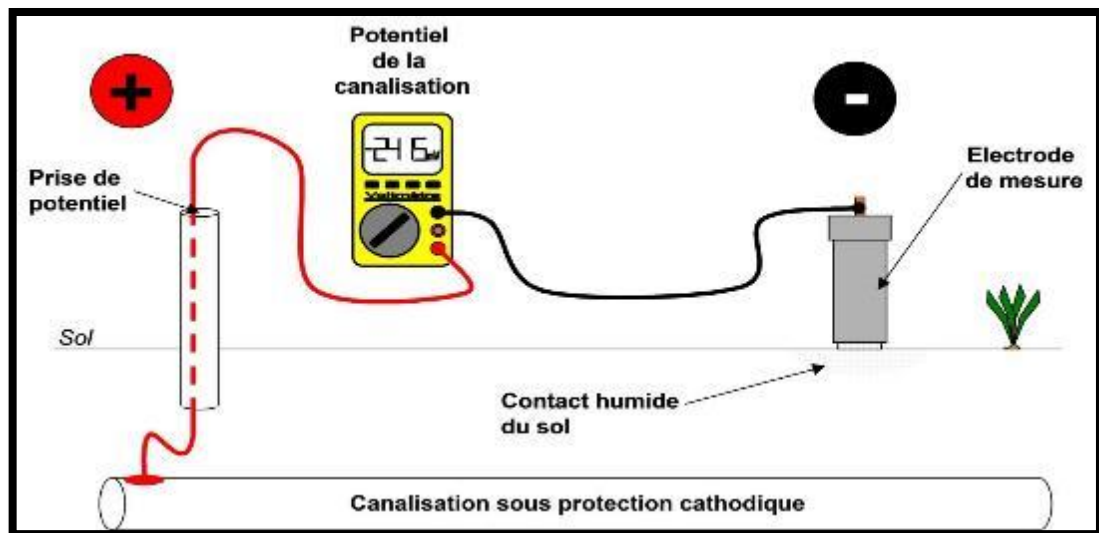


Figure II.6: Protection cathodique par anode galvanique

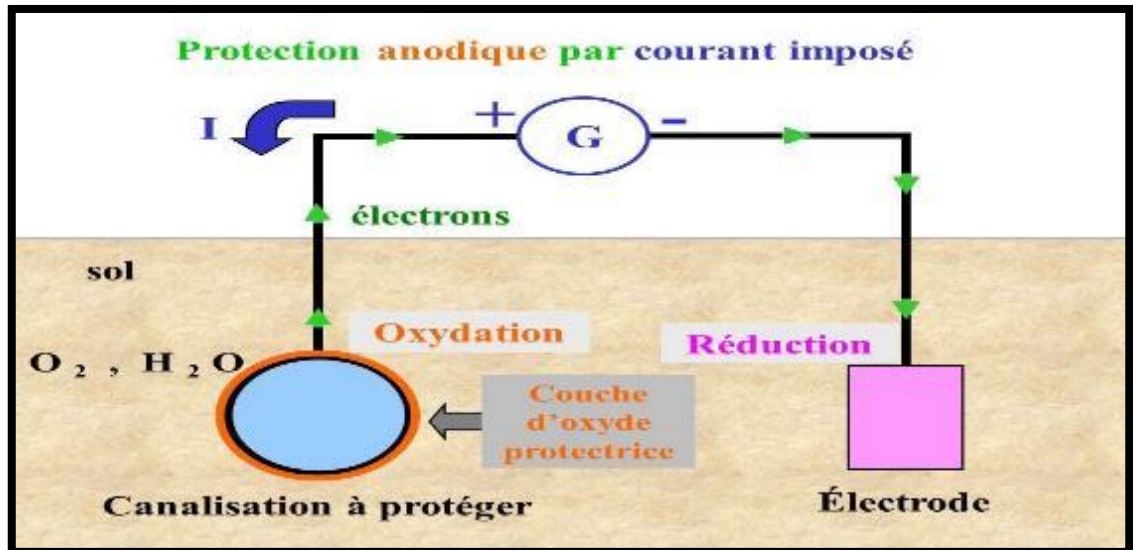


Figure II.7: Protection cathodique par courant imposé

II.11. Les inhibiteurs de corrosion :

II.11.1. Définition

La définition d'un inhibiteur de corrosion n'est pas unique, néanmoins celle retenue par la National Association of Corrosion Engineers (NACE) est la suivante : un inhibiteur est une substance qui diminue la vitesse de corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration.

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. [12,13,14].

II.11.2. Les biocides (bactéricides)

Les biocides (ou bactéricides) sont des substances chimiques utilisées pour éliminer, inhiber ou contrôler le développement des micro-organismes tels que les bactéries, les champignons et les algues. Dans l'industrie pétrolière, ils sont principalement utilisés pour lutter contre les bactéries sulfato-réductrices (BSR) responsables de la corrosion bactérienne des pipelines et des équipements métalliques.

Chapitre III

***Étude expérimentale des
inhibiteurs de corrosion :
Méthodologie, résultats et
discussion***

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud

III.1.1. Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans le Sahara algérien, au sud-est de l'Algérie, à environ 800 km d'Alger, 80 km au sud-est d'Ouargla et 176 km au sud de Touggourt. Avec une superficie importante, il constitue l'un des plus grands gisements pétroliers d'Afrique. Ses coordonnées Lambert (Sud Algérie) sont comprises entre **X = 790 000–840 000 m Est** et **Y = 110 000–150 000 m Nord**.

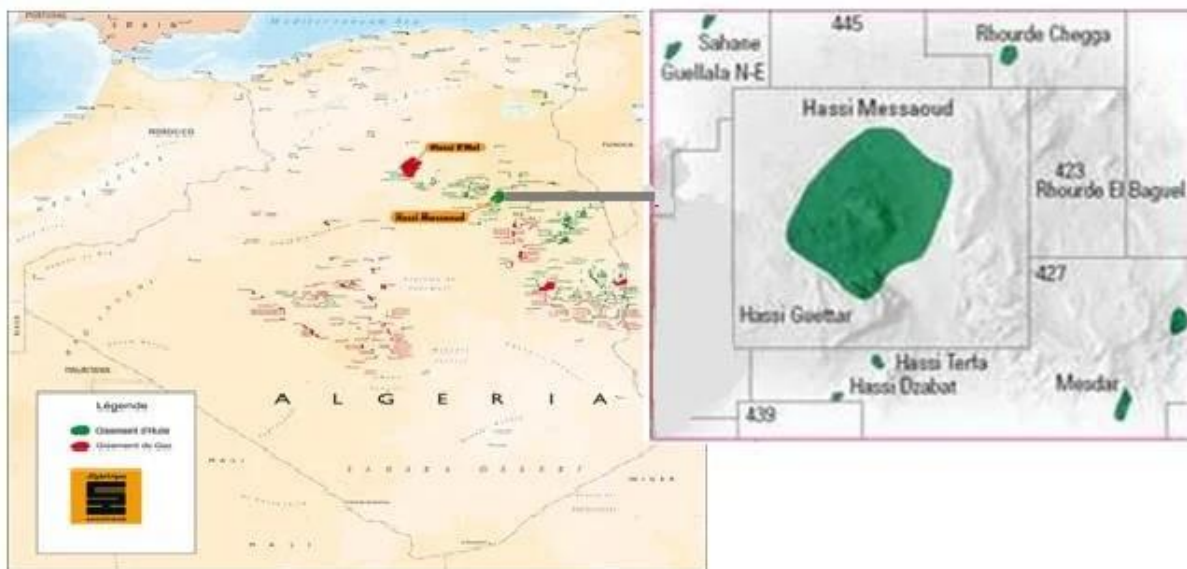


Figure III.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

III.1.2. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud s'étend sur près de **2 200 km²** et représente le plus important gisement pétrolier d'Algérie. Il est délimité à l'ouest par la dépression d'Oued M'ya, au sud par le môle d'Amguid El Biod, au nord par la structure Djamaa-Touggourt et à l'est par les hauts-fonds du Dahar, R'hourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

III.1.3. Le secteur périphérique de Hassi Guettar (Zone HGA)

La structure de Hassi Guettar (HGA), située à 20 km au sud-ouest du centre de HMD, constitue une zone satellite d'intérêt stratégique. Son architecture géologique est régie par une tectonique compressive complexe marquée par des failles de chevauchement.

L'exploitation cible les réservoirs du Cambro-Ordovicien, composés de grès quartzitiques à porosité intergranulaire. Malgré un volume d'hydrocarbures en place substantiel, la faible perméabilité matricielle de ces grès compacts limite la productivité naturelle des puits et restreint la dynamique de drainage. Les corrélations sédimentologiques indiquent que les caractéristiques réservoirs optimales se concentrent préférentiellement sur la bordure nord-est

de la structure.

III.2. Présentation des puits pilotes et conditions d'exploitation

Les puits producteurs HGA-8 et HGA-9 ont été sélectionnés comme puits pilotes pour l'évaluation de l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion dans le réseau de collecte d'huile. Ces puits ont été sélectionnés en raison de leurs caractéristiques de production représentatives et de leurs conditions d'exploitation distinctes. Le **tableau III.1** présente les principaux paramètres opératoires ainsi que les caractéristiques des fluides produits

Tableau III.1: Paramètres opératoires des puits pilotes HGA-8 et HGA-9

Localisation	N° Coupon	Réseau	Q huile (m³/j)	Q Gas (m³/j)	Q eau (m³/j)	Fluide en contact	W Cut (%)
Puits HGA 8 – producteur	BC603	Collecte huile	2.19	3 631,68	114,96	Huile + eau + gaz	37.8
Puits HGA 9 – producteur	BC602	Collecte huile	3.39	10 087,68	80,40	Huile + eau + gaz	24.7

Le **Water Cut (WC)** représente la fraction volumique d'eau dans le mélange liquide produit. Les calculs effectués à partir des débits de production montrent des teneurs en eau relativement élevées, atteignant **37.8 % pour le puits HGA8** et **24.7 % pour le puits HGA9**. Ces valeurs indiquent une présence importante de phase aqueuse dans les effluents produits.

La présence d'eau, combinée aux gaz dissous et aux espèces corrosives potentiellement présentes dans le milieu de production, constitue un facteur favorable au développement des mécanismes de corrosion interne. Par conséquent, les puits **HGA-8** et **HGA-9** représentent des sites pertinents pour l'évaluation de la performance de l'inhibiteur de corrosion et pour le suivi du comportement corrosif du réseau de collecte en conditions réelles d'exploitation

III.3. Caractéristiques des matériaux - Acier API 5L

Les conduites du réseau sont fabriquées en acier au carbone conforme à la spécification API 5L.[11] Leurs propriétés mécaniques et leur composition conditionnent directement la susceptibilité à la corrosion et la durée de vie des installations.

Tableau III.2: Composition chimique et propriétés mécaniques — Acier API 5L

Nuance	% C max	% Mn max	% Si max	Re (MPa)	Rm (MPa)	Densité (g/cm ³)
API 5L Grade B	≤ 0,22	≤ 1,20	≤ 0,45	241	413	7,86
API 5L X52	≤ 0,22	≤ 1,40	≤ 0,45	358	455	7,86

III.4. Analyse physico-chimique des eaux d'injection

La caractérisation des fluides en contact avec les parois métalliques est indispensable pour quantifier leur agressivité et orienter le choix du traitement chimique. Les analyses portent sur les deux eaux d'injection utilisées dans la zone HGA : l'eau albienne (HGAHA1 et HGAHA2) et l'eau cambrienne.

Tableau III.3: Analyses physico-chimiques et microbiologiques des eaux d'injection

Paramètre	Unité	Eau Albienne	Eau Cambrienne	Seuil corrosif [10]
pH	—	7,2	6,8	< 6 : très corrosif
TDS (total dissolved solids)	mg/L	120 000	180 000	Salin > 10 000
Chlorures Cl ⁻	mg/L	65 000	95 000	Agressif > 500
Sulfates SO ₄ ²⁻	mg/L	3 500	5 200	BSR actives > 200
Fer total Fe ²⁺ /Fe ³⁺	mg/L	8–15	12–20	Corrosion active > 2
H ₂ S dissous	Ppm	1,5–4	3–8	Corrosif > 0,5
BSR (bactéries sulfato-réductrices)	UFC/mL	10 ⁴ – 10 ⁵	10 ³ – 10 ⁴	Risque MIC > 10 ³

L'eau albienne présente des teneurs en chlorures (65 000 mg/L), en sulfates (3 500 mg/L) et en BSR (10⁴–10⁵ UFC/mL) très élevées. Ces valeurs sont largement supérieures aux seuils de corrosion active, expliquant les taux élevés mesurés avant traitement.

III.5. Description de l'Inhibiteur de Corrosion Sélectionné

III.5.1. Présentation générale — CRW85585 (Baker Hughes)

L'inhibiteur CRW85585 est un inhibiteur filmant utilisé pour la protection interne des conduites pétrolières [12].est un inhibiteur de corrosion filmogène à base d'amines quaternaires et d'imidazolines, formulé spécifiquement pour la protection des réseaux de collecte et de dessalage dans l'industrie pétrolière. Il est fourni par Baker Hughes dans le cadre d'un contrat pluriannuel signé avec Sonatrach - Région HMD après évaluation concurrentielle.

Tableau III.4: Fiche technique - Inhibiteur CRW85585 (Baker Hughes)

Caractéristique	Spécification
Famille chimique	Amines quaternaires + Imidazolines (inhibiteur filmogène)
Aspect	Liquide visqueux, légèrement ambré
Densité (20°C)	0,98 – 1,02 g/mL
Viscosité (25°C)	50 – 80 cP
Solubilité	Miscible à l'eau et aux hydrocarbures
Point d'éclair	$\geq 55^{\circ}\text{C}$
Concentration d'injection recommandée	30 – 80 ppm (optimum : 50 ppm)
Température d'utilisation	5 – 120°C
Mode d'injection	Continu (pompe doseuse)
Compatibilité	Compatible avec biocides THPS et Glutaraldéhyde

III.5.2. Mécanisme de protection

Le CRW85585 agit selon un mécanisme mixte — anodique et cathodique — par adsorption sur la surface interne des conduites. Les molécules d'amines et d'imidazolines se fixent sur la surface métallique via leur groupement polaire (atome d'azote), orientant leur chaîne hydrophobe vers le fluide corrosif.

Ce mécanisme développe trois effets protecteurs complémentaires :

- Formation d'un film moléculaire hydrophobe continu qui isole la surface de l'acier du milieu aqueux corrosif.
- Inhibition de la réaction anodique (dissolution du fer) en bloquant les sites actifs d'oxydation.

- Inhibition de la réaction cathodique (réduction des protons H^+) en réduisant la diffusion des espèces corrosives vers la surface.

En présence de H_2S (corrosion acide soufrée) et de CO_2 (corrosion carbonique), le film formé par CRW85585 reste stable jusqu'à $120^\circ C$, ce qui le rend adapté aux conditions thermiques des puits de HMD ($80-150^\circ C$).

III.5.3. Procédure d'homologation et de sélection

Conformément à la procédure Sonatrach, le produit CRW85585 a été retenu à l'issue d'un cycle d'homologation en trois phases déclenché tous les trois ans :

- **Phase 1** : Test de laboratoire : évaluation de l'efficacité en cellule électrochimique (milieu synthétique représentatif, $T = 60^\circ C$, $[Cl^-] = 65 \text{ g/L}$, $BSR = 10^4 \text{ UFC/mL}$).
- **Phase 2** : Test pilote sur site : déploiement de coupons de corrosion in situ sur les puits pilotes pendant 52 jours à 50 ppm.
- **Phase 3** : Sélection commerciale : attribution du contrat au mieux-disant technique et financier parmi les produits ayant atteint le seuil d'efficacité requis ($\geq 80 \%$).

Le CRW85585 a obtenu une efficacité de 85,26 % lors des tests sur site (voir section III.7), lui permettant d'accéder à la phase commerciale où il a été retenu en raison de son prix unitaire compétitif par rapport au Norust 720 [13] (91 % d'efficacité mais coût plus élevé).

III.5.4. Système d'injection — Débit et dosage

L'inhibiteur de corrosion CRW85585 est injecté en continu au moyen d'une pompe doseuse afin d'assurer une protection permanente des équipements contre les phénomènes de corrosion interne. Le dosage est déterminé en fonction du débit d'eau circulant dans chaque réseau et de la concentration de traitement retenue, fixée à 50 ppm, conformément aux recommandations d'exploitation.

Le débit d'injection de l'inhibiteur est calculé à partir de la relation suivante :

$$Q_{in} = V_{eau} \times C \times 10^{-3}$$

où :

- Q_{inh} : débit d'injection de l'inhibiteur (L/j)
- V_{eau} : volume d'eau traité (m^3/j)
- C : concentration cible de l'inhibiteur (ppm)

Les débits ainsi obtenus sont programmés sur les pompes doseuses afin de garantir une distribution régulière du produit dans l'ensemble du système. Un suivi opérationnel est assuré par des contrôles périodiques des équipements d'injection et par la vérification des volumes

effectivement injectés. Cette démarche vise à maintenir l'efficacité du traitement et à prévenir toute sous-dose ou surdose susceptible d'affecter les performances de protection.

L'efficacité du dosage retenu est ensuite appréciée à travers l'analyse des résultats des coupons de corrosion et des mesures de perte de métal réalisées sur les différents réseaux étudiés. Ces résultats permettent de vérifier la capacité du traitement à réduire les vitesses de corrosion dans les conditions réelles d'exploitation.

III.6. Méthodologie - Mesure du Taux de Corrosion par Coupons

III.6.1. Principe de la méthode (NACE RP0775)

La méthode de mesure par perte de masse (weight loss coupons) est la technique de référence pour le monitoring de la corrosion interne dans l'industrie pétrolière. Elle est conforme à la norme NACE RP0775 [10] et consiste à exposer des coupons en acier au carbone directement au fluide de production pendant une durée définie, puis à mesurer leur perte de masse après extraction et traitement.

Contrairement aux sondes ER (résistance électrique) qui donnent une mesure instantanée, les coupons de perte de masse intègrent l'ensemble des mécanismes de corrosion (électrochimique et bactérienne) sur la durée d'exposition, fournissant un taux moyen représentatif.

III.6.2. Équipements utilisés

- Porte-coupon rétractable (hot-tap) : permet l'insertion et l'extraction des coupons sans interruption de la production.
- Coupons en acier au carbone CS : surface exposée $S = 32,12 \text{ cm}^2$, densité $D = 7,86 \text{ g/cm}^3$, état de surface normalisé (Sa 2,5).
- Balance analytique de précision : $\pm 0,001 \text{ g}$ (résolution $0,0001 \text{ g}$).
- Bain ultrasonique : nettoyage mécanique des dépôts surfaciques.
- Bain acide inhibé (HCl 15 % + inhibiteur de décapage) : dissolution des produits de corrosion (oxydes, sulfures, carbonates de fer).
- Coupon de référence : coupon non exposé au fluide, soumis au même protocole de traitement chimique pour corriger les pertes dues aux réactifs.

III.6.3. Protocole expérimental

III.6.3.1. Déploiement des coupons

Les coupons sont pesés sur balance analytique (masse initiale M_0), placés dans leurs porte-coupons et installés en position représentative sur les lignes de production. La date de mise en place est enregistrée précisément.

- Période d'exposition : 04 février 2026 → 28 mars 2026 ($T = 52 \text{ jours}$).

- Test à blanc (**BC600**) : coupon installé avant le point d'injection de l'inhibiteur, exposé à l'eau albienne brute non traitée.
- Test inhibiteur (**BC604**) : coupon installé après le point d'injection, exposé à l'eau albienne traitée à 50 ppm CRW85585.
- Puits HGA8 (**BC603**) et HGA9 (**BC602**) : coupons installés dans le réseau de collecte d'huile.

III.6.3.2. Traitement des coupons après extraction

Après extraction, chaque coupon est traité selon la séquence suivante, conformément à NACE RP0775 [10] :

Afin d'obtenir des valeurs représentatives de la vitesse de corrosion, il est nécessaire de corriger la perte de masse mesurée en tenant compte de l'attaque du métal provoquée par la solution de décapage. Pour cela, un cinquième coupon non exposé est utilisé comme coupon de référence, de masse initiale égale à **37,367 g**.

Étape 1 : Dégraissage des coupons

Les coupons **BC600**, **BC604**, **BC603**, **BC602** ainsi que le coupon de référence sont immergés dans un solvant hydrocarboné approprié (xylène ou toluène) afin d'éliminer les dépôts huileux et les contaminants organiques.

Étape 2 : Rinçage au solvant

Après dégraissage, les coupons sont rincés à l'alcool isopropylique ou à l'acétone afin d'éliminer les résidus du solvant utilisé.

Étape 3 : Séchage initial

Les coupons sont ensuite séchés à l'air libre jusqu'à disparition complète des traces de solvant.

Étape 4 : Décapage chimique

Les coupons sont immergés dans une solution de **15 % d'acide chlorhydrique inhibé (HCl)** pendant **30 minutes** afin d'éliminer les produits de corrosion et les dépôts minéraux adhérent à leur surface.

Étape 5 : Rinçage et nettoyage mécanique

À la fin de chaque période de 30 minutes :

- Les coupons sont rincés à l'eau du robinet ;
- Les surfaces sont frottées délicatement à l'aide d'un chiffon propre ;
- Les coupons sont ensuite séchés.

Étape 6 : Répétition du traitement

Les étapes de décapage, rinçage et séchage sont répétées **6 à 7 fois**, jusqu'à l'élimination

complète des produits de corrosion visibles sur les surfaces métalliques.

Étape 7 : Neutralisation de l'acide

Après nettoyage, les coupons sont immergés pendant **une minute** dans une solution saturée de bicarbonate de sodium afin de neutraliser les résidus d'acide.

Étape 8 : Rinçage final

Les coupons sont rincés à l'eau distillée pour éliminer toute trace de neutralisant.

Étape 9 : Séchage en étuve

Les coupons sont placés dans une étuve à **90 °C pendant 24 heures** afin d'éliminer toute trace d'humidité susceptible d'influencer les mesures de masse.

Étape 10 : Pesée finale

Après refroidissement à température ambiante, chaque coupon est pesé avec une balance analytique afin de déterminer sa masse finale.

Étape 11 : Correction de la perte de masse

La perte de masse du coupon de référence est calculée puis soustraite aux pertes de masse brutes des coupons exposés :

$$\Delta P_{\text{corr}} = \Delta P - \Delta P_{\text{réf}}$$

avec :

$$\Delta P_{\text{réf}} = P_{i,\text{réf}} - P_{f,\text{réf}}$$

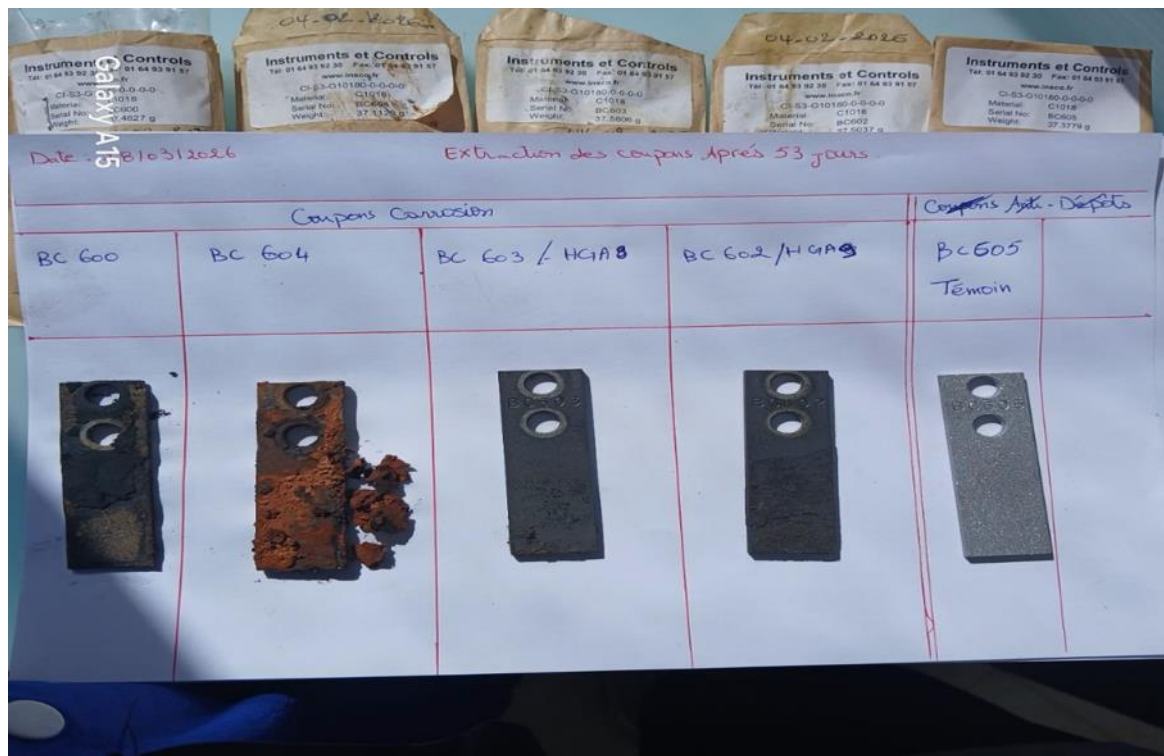


Figure III.2: Les coupons du test



Figure III.3: Traitement des coupons

Tableau III.5: Résultats de la perte de masse des coupons

Point de mesure	N° Coupon	Pi (g)	Pf (g)	ΔP (g)	ΔP_{corr} (g)
St HGA - avant traitement	BC600	37.482	30.325	7.157	7.149
St HGA - après traitement	BC604	37.112	36.051	1.061	1.053
Puits HGA 8 - huile	BC603	37.559	37.419	0.140	0.132
Puits HGA 9- huile	BC602	37.503	37.391	0.112	0.104

$$\Delta P_{corr.} = \Delta P - \Delta P_{réf} (0.008 \text{ g}) \quad | \quad D = 7.86 \text{ g/cm}^3 \quad | \quad S = 32.12 \text{ cm}^2$$

La perte de masse corrigée (ΔP_{corr}) a été déterminée après récupération, nettoyage et pesée des coupons de corrosion, en tenant compte de la perte de masse du coupon de référence ($\Delta P_{réf} = 0,008 \text{ g}$). Les essais ont été réalisés sur une durée d'exposition de **52 jours**, en considérant une densité de l'acier carbone de **7,86 g/cm³** et une surface exposée de **32,12 cm²**. Le produit **T × D × S = 13 128** a été utilisé comme dénominateur constant pour le calcul du taux de corrosion. Les valeurs obtenues en **mm/an** ont ensuite été converties en **mpy (mils per year)** selon la relation : **Vcor (mpy) = Vcor (mm/an) × 39,37**, conformément aux pratiques industrielles de la norme NACE.

III.6.4. Calcul de la vitesse de corrosion

Le taux de corrosion Vcor en mm/an est calculé selon la formule normalisée NACE RP0775 [10] :

$$V_{corrosion} = \frac{3650 \times \Delta P \text{ (mg)}}{\text{Densité} \left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) \times \text{Surface (cm}^2\text{)} \times \text{temps (jour)}}$$

Tableau III.6: Calcul des vitesses de corrosion - Inhibiteur CRW85585, Station HGA

Point de mesure	N° Coupon	ΔP_{corr} (g)	Calcul mm/an	V _{cor} (mm/an)	V _{cor} (mpy)
St HGA - avant traitement	BC600	7,159	$(7,159 \times 3650) / 13128$	1,9902	78,35
St HGA - après traitement	BC604	1,053	$(1,053 \times 3650) / 13128$	0,2927	11,55
Puits HGA 8 - huile	BC603	0,132	$(0,132 \times 3650) / 13128$	0,0366	1,44
Puits HGA 9- huile	BC602	0,104	$(0,104 \times 3650) / 13128$	0,0289	1,13

Période : 04/02/2026 → 28/03/2026

$V_{cor} = (\Delta P_{Corr} \times 3650) / (T \times D \times S) \rightarrow \text{mm/an} \mid \text{mpy} = \text{mm/an} \times 39.37$

$T = 52 \text{ j} \mid D = 7.86 \text{ g/cm}^3 \mid S = 32.12 \text{ cm}^2 \mid \text{Dénominateur} = 13128$

$1 \text{ mpy} = 25.4 \text{ micron/an} = 0.0254 \text{ mm/an}$

Application de la formule $V_{cor} = (\Delta P_{corr.} \times 3\,650) / 13\,128$ pour chaque coupon

III.6.5. Calcul de l'efficacité de l'inhibiteur

L'efficacité η de l'inhibiteur est calculée à partir des taux mesurés avant ($V_i = 78,35$ mpy) et après traitement ($V_f = 11,55$ mpy) :

$$\eta (\%) = (V_i - V_f) \times 100 / V_i = (78,35 - 11,55) \times 100 / 78,35$$

Efficacité $\eta = 85,26 \%$

III.7. Analyse des résultats et évaluation des performances.

III.7.1. Dans l'eau albienne (station de dessalage HGA)

Les résultats montrent que l'eau albienne est un milieu fortement corrosif, avec une vitesse de corrosion initiale de **78,35 mpy**, révélant une attaque sévère de l'acier carbone.

L'injection de l'inhibiteur **CRW85585** à une concentration de **50 ppm** a permis de réduire cette valeur à **11,55 mpy**, soit une efficacité de **85,3 %**. Cette diminution significative confirme la bonne performance de l'inhibiteur dans la maîtrise de la corrosion. Toutefois, la vitesse résiduelle demeure supérieure au seuil généralement recommandé pour une protection optimale des installations (**< 5 mpy**), ce qui suggère qu'une optimisation des conditions d'injection pourrait être envisagée.

III.7.2. Dans les puits producteurs (HGA8 et HGA9)

Les vitesses de corrosion mesurées dans les puits producteurs sont respectivement de **1,44 mpy** pour HGA8 et **1,14 mpy** pour HGA9. Ces valeurs, nettement inférieures à celles

observées au niveau de l'eau de dessalage, traduisent une corrosion faible et acceptable selon les critères industriels. Cette amélioration peut être attribuée à la dilution de l'eau produite dans le pétrole brut ainsi qu'à l'action de l'inhibiteur tout au long du réseau de production.

Dans l'ensemble, les résultats mettent en évidence l'efficacité du traitement inhibiteur, avec une maîtrise satisfaisante de la corrosion dans les lignes de production. Le point le plus critique demeure toutefois l'eau de dessalage, où l'agressivité du milieu est maximale en raison de la forte salinité, de la présence de gaz dissous et de l'activité potentielle des bactéries sulfato-réductrices (BSR). Cette zone nécessite donc une surveillance renforcée et une optimisation continue du programme de traitement anticorrosion

III.7.3. Performance du débit d'injection

Le seuil d'acceptabilité NACE pour la corrosion interne est fixé à 5 mpy (0,127 mm/an) pour les réseaux en acier au carbone. Malgré une efficacité de 85,26 %, la vitesse résiduelle de 11,55 mpy dans le réseau de dessalage reste supérieure à ce seuil, ce qui indique que le dosage actuel de 50 ppm est insuffisant.

Pour le réseau de dessalage, le dosage devrait être porté à 75–100 ppm. Cette recommandation est étayée par les courbes de performance des inhibiteurs à base d'imidazolines qui montrent une réponse quasi-linéaire entre 30 et 100 ppm avant d'atteindre un plateau d'efficacité.

Dans le réseau de collecte d'huile, le dosage actuel de 50 ppm est approprié, avec des vitesses de corrosion (1,13 et 1,44 mpy) bien inférieures au seuil NACE, confirmant la pertinence du débit réglé sur les pompes doseuses.

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

L'étude réalisée sur la corrosion interne des réseaux de dessalage et de collecte à Hassi Messaoud a mis en évidence la nature bidimensionnelle du phénomène, combinant corrosion électrochimique et bactérienne. Les résultats obtenus montrent une réduction significative de la vitesse de corrosion, passant de **78,35 mpy** à **11,55 mpy** dans le réseau de dessalage (efficacité de **85,26 %**), malgré la présence persistante des bactéries sulfato-réductrices (**BSR**), et jusqu'à **1,1 mpy** dans le réseau de collecte d'huile. Ces performances confirment l'efficacité des traitements chimiques appliqués dans les conditions sévères (salinité, température et pression) propres aux puits producteurs.

Ces observations soulignent que la corrosion à Hassi Messaoud n'est pas uniquement un phénomène physico-chimique, mais qu'elle est fortement influencée par l'activité microbiologique. La compréhension de cette interaction entre corrosion électrochimique et bactérienne constitue un enjeu majeur pour la durabilité des infrastructures industrielles. Les résultats obtenus ouvrent la voie à une optimisation des stratégies de prévention et de traitement, en intégrant à la fois des approches chimiques et biologiques, afin de garantir la pérennité des réseaux et la sécurité des installations.

Cependant, il convient de souligner que ce travail s'est limité à un réseau de dessalage et à la collecte de deux puits seulement, alors que le champ de Hassi Messaoud compte plusieurs réseaux de dessalage et de collecte. Cette immensité rend le **monitorage de la corrosion** un enjeu stratégique majeur. La généralisation des résultats nécessite donc la mise en place d'un système de suivi global, capable de couvrir l'ensemble des infrastructures. Le monitoring doit intégrer :

- Un suivi continu des vitesses de corrosion par sondes et coupons,
- Un contrôle microbiologique régulier pour détecter l'activité des bactéries sulfato-réductrices,
- Une centralisation des données pour établir des cartes de risque et prioriser les interventions.

Ainsi, cette étude constitue une première étape démonstrative, mais elle met en lumière la nécessité d'élargir le champ d'investigation afin de développer une stratégie de gestion intégrée de la corrosion à l'échelle de tout le champs Hassi Messaoud.

Suggestions

- ✓ Optimisation de l'inhibiteur de corrosion eau jusqu'à l'obtention d'une vitesse de corrosion inférieure à 5mpy dans le réseau collecte (huile)
- ✓ Dosage des produits injectés, et l'étude de comptabilité physique avec d'autres produits utilisés dans le traitement
- ✓ Test de performance de l'inhibiteur de corrosion en présence des autres produits (anti dépôt et biocide)
- ✓ Suivi de la vitesse de corrosion dans les deux réseaux collecte et dessalage par au moins deux méthodes : perte au poids (coupons) et la sonde ER dans le réseau collecte (huile)
- ✓ Analyse et dosage au laboratoire de (O_2 , CO_2 , H_2S , Cl^- , Fer) des produits de corrosion et démembrement des BSR
- ✓ Installation d'un logiciel pour la prédiction de la corrosion pour faciliter le suivi statistique
- ✓ Changement de tronçons au niveau de réseaux
- ✓ Fuites enregistrées
- ✓ Placement des colliers

Puisque on remarque que la corrosion bactérienne prédomine la vitesse électrochimique alors il faut :

- ✓ Revoir la stratégie de traitement en biocide
- ✓ Traitement des puits albiens ou fond par le coiled tubing (foyer bactérien)
- ✓ Alternance du traitement par deux biocides (THPS et Glutaraldéhyde) et cela pour éviter le phénomène d'accoutumance.

Bibliographie

- [1] UHLIG, H. (1970). Corrosion et protection (Traduit par J. Voeltzel). Éditions Dunod, Paris.
- [2] LAMOUREUX, J.-J. (1980). Précis de corrosion. Éditions Beauchemin Masson, Montréal.
- [3] CPE. (1985). La corrosion (Tome I et Tome II). Centre de Perfectionnement de l'Entreprise, Paris.
- [4] HADJADJ, S. (2021). Corrosion et protection cathodique — Cours et Exercices Corrigés. Polycopié pédagogique, 2ème Année Master Production Académique, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [5] KHOUKHI, F. (2008). Étude de l'efficacité de deux inhibiteurs de corrosion dans les milieux multiphasiques (Eau, huile et gaz). Mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès.
- [6] BOUDIEB, N. (2008). Évaluation des performances des peintures par des techniques électrochimiques. Mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès.
- [7] BROU, N. B. S. (2010). Étude du dimensionnement optimal d'un système de protection cathodique alimenté par énergie solaire. Mémoire d'Ingénieur d'État, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès.
- [8] VERVISCH-FORTUNÉ, I. (2009). Sensibilité de la technique d'émission acoustique à la corrosion des armatures dans le béton. Thèse de Doctorat, Université de Toulouse III — Paul Sabatier.
- [9] DUCOTTERD, J. P. (1989). La microbiologie dans les installations pétrolières. Rapport technique UMP Chemical, Sonatrach / Région Stah Alrar.
- [10] NACE International. (2018). NACE Standard RP0775: Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. NACE International, Houston, TX, USA.
- [11] API. (2020). API Specification 5L: Specification for Line Pipe. American Petroleum Institute, Washington, D.C., USA.
- [12] Baker Hughes. (2024). Technical Data Sheet — Corrosion Inhibitor CRW85585. Baker Hughes Incorporated, Houston, Texas.
- [13] CECA / Arkema. (2022). Fiche Technique — Inhibiteur de Corrosion Norust 720. Groupe Arkema, France.
- [14] DE WAARD, C., & MILLIAMS, D. E. (1975). Carbonic Acid Corrosion of Steel. Corrosion Journal, Vol. 31, No. 5, pp. 177–181.
- [15] REVIE, R. W., & UHLIG, H. H. (2011). Uhlig's Corrosion Handbook (3rd Edition). John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, USA.

- [16]** JAVAHERDASHTI, R. (2017). Microbiologically Influenced Corrosion: An Engineering Insight. Springer International Publishing, Cham, Suisse.