



Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique

Université Abbas Laghrou de Khenchela

Faculté des Sciences et Technologie

Département des Sciences de la Matière

N° de série :.....

Mémoire de Fin d'Études

Pour l'obtention du diplôme de Master (LMD)

Filière : Physique

Spécialité : Physique des Matériaux

Session : 2

Intitulé :

Etude de la corrosion des propriétés API N80

Promotion : Juin2018

Présenté par :

- Loucif Kamilia
- Nabti Hibat Allah

Dirigé par :

- Pr. Bouzid Noureddine

Devant le jury :

Président Mr. Boumaza Abdecharif

(Pr. Université Abbès Laghrou Khenchela)

Examinatrice Mme. Aissani Linda

(MCB. Université Abbès Laghrou Khenchela)

Présenté le 26 /06/2018

TABLE DES MATIERES

Introduction générale	01
Partie 1 : Etude théorique et bibliographique	
I-1:Introduction.....	04
I.1.1 Classification de la corrosion	04
I.1.1.1 Corrosion chimique	04
I.1.1.2 Corrosion électrochimique	05
I.1.1.3 Corrosion biologique	05
I. 2. Aspect morphologique de la corrosion.....	06
I. 2.1. Corrosion généralisé ou corrosion uniforme.....	06
I. 2.2. Corrosion localisée	07
I.2.2.1. Corrosion galvanique.....	08
I.2.2.2. Corrosion par piqûres	08
I.2.3. Corrosion par crevasse	09
I.2.2.4. La corrosion intergranulaire	10
I.2.2.5. Corrosion et dissolution sélective	11
I.2.2.6. La corrosion érosion.....	11
I.2.2.7. Corrosion par frottement (la tribocorrosion)	12
I.2.2.8. Corrosion sous contrainte mécanique (C.S.C.)	12
. I.3. Facteurs de corrosion	13
I.3.1. La diffusion	14
I.3.2. Conductivité	14
I.3.3. pH du milieu	14

I.3.4. La température.....	15
I.3.5. Les sels contenus dans la corrosion	16
I.4. Inhibiteurs de la corrosion	16
Partie II : partie expérimentale	
II.1.Méthodes expérimentales	18
II.2.Analyse chimique de l'eau	18
II.3.Indices de corrosion et potentiel de formation des dépôts dans l'eau	18
II.4.Diffraction des rayons X	19
II.5.Diffractomètre à compteur proportionnel.....	20
II.6.Résultats et discussion.....	22
II.6.1. Matériau étudié	22
II.6.2.Analyse chimique de l'eau.....	23
II.6.3.Analyse par diffraction des rayons X.....	23
II.6.4.Viscosité de l'eau.....	25
II.6.5.Dilatation thermique	25
II.6.6.Densité et rapport de Pilling Bedworth (PBR)	27
II.7. Perspectives	29
Conclusion	31
Références	/
Résumé	/

Liste des figures

Figure I.1 : Mécanisme de la corrosion atmosphérique : exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement.....	05
Figure I.2 : Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne.....	06
Figure I.3 : Corrosion généralisée exemple d'une pipe de transport	07
Figure I.4 : Image représentative d'une Corrosion généralisée très avancée.....	07
Figure I.5 : Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion caverneuse : Corrosion galvanique résultante d'un assemblage de deux métaux différents : robinet en cuivre et conduite en acier galvanisé.....	08
Figure I.6.a :Corrosion par piqure de l'aluminium.....	09
Figure I.6.b : Corrosion par piqure de l'aluminium.....	09
Figure I.7 : Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion caverneuse.....	10
Figure I.8 : Corrosion au niveau des joints de grains d'une structure métallique...	10
Figure I.9 :Corrosion sélective.....	11
Figure I.10 : Observation par MEB la corrosion sélective.....	11
Figure I.11 : Aspect et mécanisme de la corrosion-érosion.....	12
Figure I.12 :La tribocorrosion	12
Figure I.13 : La corrosion sous contrainte.....	13
Figure I.14 : Influence de la température sur le taux de corrosion.....	15
Figure I.15 : Métal au contact d'un milieu agressif.....	17
Figure II.1 : Vue d'ensemble d'un diffractomètre à rayon X	20
Figure II.2 : Schéma d'un puits producteur d'eau	22
Figure II.3 :Spectre de diffraction des rayons X réalisé sur le pipe API N80	23

Figure II.4 : Spectres de diffraction DRX des produits de corrosion de : (a) surface interne, (b) surface externe, (c) residu1, (d) residu 2	24
Figure II.5 : Observations macroscopiques des états de surfaces (a) Surface interne, et (b) Surface externe	29

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Classification du taux de corrosion	07
Tableau I.2 : Différentes valeurs de l'indice LI.....	19
Tableau I.3 : Indices RI.....	19
Tableau II.1 : Résultats de l'analyse chimique de l'eau.....	23
Tableau II.2 : Coefficient thermique d'expansion α_1	26
Tableau II.3 : PBR des différentes composées	28

Dédicaces

C'est avec une profonde gratitude que nous dédions ce modeste travail de fin d'études à nos chers parents, pour tous les sacrifices consentis à notre égard, leurs conseils judicieux et leur dévouement sincère pour notre réussite.

Nous espérons qu'un jour, nous pourrons leur rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour nous. Que Dieu leur accorde le bonheur et une longue vie.

Nous dédions aussi ce travail à nos frères et sœurs, nos familles et nos amis, ainsi qu'à tous nos professeurs pour les enseignements prodigués durant tout notre parcours.

Remerciements

Nous tenons avant tout à remercier Dieu le Tout Puissant qui nous a donné la force et la volonté d'avoir pu accomplir ce travail.

A notre encadreur Prf. Bouzid Noureddine pour avoir assuré la direction de ce travail et pour son aide très précieuse tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude à l'ensemble des membres du jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nos remerciements vont également à tous ceux et celles qui ont contribué de près ou de loin, par leurs conseils, leurs suggestions et leurs encouragements, à la réalisation de ce travail

Introduction générale

La région de Haoud Berkaoui qui se situe à 100Km au sud de Hassi Messaoud comprend trois grands champs producteurs de pétrole. L'exploitation de ces champs c'est à dire l'extraction du pétrole des gisements nécessite l'injection, sous grande pression, d'eau dans les formations géologiques.

L'eau utilisée à cette fin était extraite de la nappe du jurassique qui se situe à des profondeurs pouvant atteindre les 3000 mètres, cette eau est traitée en tête de puits par des inhibiteurs de corrosion.

Au début des années 90 l'eau du jurassique fut abandonnée suite à des problèmes de corrosion causés par le bouchage des puits injecteurs d'eau par le sulfure de fer, du en particulier à la présence de H₂S.

Pour augmenter les capacités d'injection, l'eau du jurassique fut remplacée par l'eau qui provient de la nappe Albienne, c'est une nappe fossile et profonde (jusqu'à 2000 mètres).

La nappe Albienne représente la principale source en eau souterraine dans le Sahara Algérien, elle s'étend sur une superficie de 600000 Km² et couvre, en plus du Sud-ouest Algérien, le Sud Tunisien et le Nord-Ouest Libyen. Sa capacité est estimée par les spécialistes à 50000 milliards de m³, elle peut fournir un débit de 1000 m³/s pendant une durée de deux milles ans.

L'eau de l'Albien a d'abord été utilisée en agriculture et pour les besoins domestiques, puis suite aux développements liés à l'apparition de pétrole dans le Sahara, cette eau est utilisée à une échelle industrielle notamment dans le domaine pétrolier ; elle est surtout utilisée dans les piscines des tours de refroidissement, dans les échangeurs de chaleur et dans les opérations de maintien de pression par injection.

Dans la région de Haoud Berkaoui 15 puits producteurs d'eau ont été forés, l'eau extraite de ces puits sert à alimenter l'unité d'injection dans laquelle a eu lieu l'opération de filtration (la filtration de l'eau du sable est de 2µm). Après l'opération de filtration, l'eau ainsi obtenue est supposée saine, elle est envoyée vers les puits injecteurs (32 puits), pour assurer le maintien de pression des gisements.

Les équipements de surface et de fond du dispositif de maintien de pression par injection d'eau doivent être rigoureusement protégés contre la corrosion.

Le dispositif de maintien de pression est constitué de puits sources ou puits producteurs d'eau forés à une profondeur variant de 1000 à 1300 mètres, ils sont constitués de tubes de production de diamètre extérieure égale à 17.78cm (7 pouces) de longueur totale de 1123 mètres, et d'une garniture de traitement appelée concentriques en acier de nuance API5CT N80 de diamètre extérieur 4.216 cm (1.66 pouces), c'est à travers les concentriques que sont acheminés les produits de traitement de l'eau contre la corrosion.

Le traitement de l'eau se fait au niveau d'une unité appelée unité de traitement chimique de l'eau, cette opération permet l'injection des inhibiteurs de corrosion vers le fond de la nappe ; le traitement a eu lieu par acheminement des produits chimiques de l'une unité de pompage jusqu'à la tête des puits sources à travers des lignes de diamètres extérieur 5.08 cm (2 pouces).

Cette opération (traitement de l'eau au fond des puits) a été envisagée pour améliorer la qualité de l'eau, elle vise principalement la protection des équipements contre la corrosion, ce qui devrait nécessairement conduire à l'augmentation de la durée de vie de ces derniers. L'installation des concentriques à l'intérieur des puits producteurs d'eau à justement été envisagée pour atteindre ce but.

La durée de vie de ces derniers, prévue au départ pour 5 années, a été fortement réduite, c'est au bout de seulement 2 années que les concentriques n'assurent plus le rôle pour lequel ils étaient envisagés, ils sont sévèrement affectés par la corrosion et sont dans un état de dégradation très poussé, des perforations sont apparues sur les pipes retirés des puits, comme conséquences la société SONATRACH a subit d'énormes pertes en temps et argent(en rapport avec l'arrêt de la production), ces pertes sont estimées à 300 000 Dollars par année.

La cause de la dégradation rapide des pipes est en rapport avec la température ; en effet la température de l'eau qui circule à l'intérieur des concentriques (fluide descendant) est de 25°C, elle arrive eau fond du puits à 65 °C. La température de l'eau qui circule à l'extérieur du concentrique (fluide ascendant) varie quand à elle de 65°C (au fond du puits) jusqu'à 25°C (en tête de puits) si bien qu'il se crée un gradient de température $\Delta T = T_{\text{ext}} - T_{\text{int}}$ variable en profondeur et atteignant les 16°C pour une profondeur de 980m. Sur les surfaces internes et externes du pipe on peut constater une corrosion généralisée, l'objectif de cette étude est de déterminer l'effet de la température sur la nature des dépôts de corrosion.

Ce travail comporte donc trois parties suivies d'une conclusion générale dans laquelle sont reportés les principaux résultats ; la première partie est consacré à l'étude théorique et bibliographique en rapport avec le sujet, la seconde est consacré à la description des méthodes d'investigations mises en œuvre, dans la troisième partie nous discuterons et interpréterions les résultats obtenus.

I.1. Introduction

La corrosion est un fléau mondial qui a pris de nos jours une grande importance vue l'utilisation de plus en plus grande de métaux et alliages dans la vie moderne. Dans toutes les industries et dans l'industrie pétrolière spécialement, l'utilisation de pipe dans les forages des puits d'eau ou de pétrole a connue un grand développement, des matériaux proposés sur le marché sont de plus en plus résistants à la corrosion, ils ont été mis au point pour durer aussi longtemps que possible dans des environnements quelquefois très agressifs. Malgré les efforts consentis par les chercheurs du monde entier pour freiner ce phénomène et notamment par les grandes firmes de production d'acier pour les multiples usages, il est encore loin le temps où sera totalement éradiqué ce problème.

La corrosion d'un métal ou d'un alliage est la dégradation du matériau par réaction chimique ou électrochimique avec l'environnement, elle est définie comme étant l'interaction physico-chimique entre un métal et son milieu environnant entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même [1].

Les conséquences de la corrosion sur le plan économique et social sont très importantes, il y a les pertes directes qui sont liées au remplacement des matériaux corrodés et des équipements dégradés, et les pertes indirectes telles que les coûts des réparations et l'arrêt de la production (temps) [2]. Les pertes sont estimées chaque année par le quart de la production mondiale de l'acier.

La diversité des coûts rend toute estimation des charges économiques dues à la corrosion difficile et incertaine. Cependant, il s'agit sans aucun doute de montants assez élevés.

I.1.1 Classification de la corrosion

Selon la nature du milieu environnant avec lequel le matériau interagit, la corrosion peut être classée en trois grandes catégories : chimique, bactérienne et électrochimique.

I.1.1.1 Corrosion chimique

Elle est la conséquence d'une réaction hétérogène entre une phase solide, le métal, et une phase gazeuse ou liquide. Dans le cas où le réactif est gazeux et pour les hautes températures, apparaît alors un phénomène désigné sous le nom de « corrosion sèche » ou corrosion à haute température [3]. Si le réactif est un liquide il se produit une attaque du métal avec formation à sa surface de produits de corrosion.

La corrosion chimique ne fait pas intervenir le passage d'un courant électrique, lorsqu'il y a corrosion chimique, l'oxydation du métal et la réduction de l'oxydant se fait en une seule action,

c'est-à-dire les atomes du métal forment directement des liaisons chimiques avec l'oxydant qui arrache les électrons de valence des atomes métalliques.

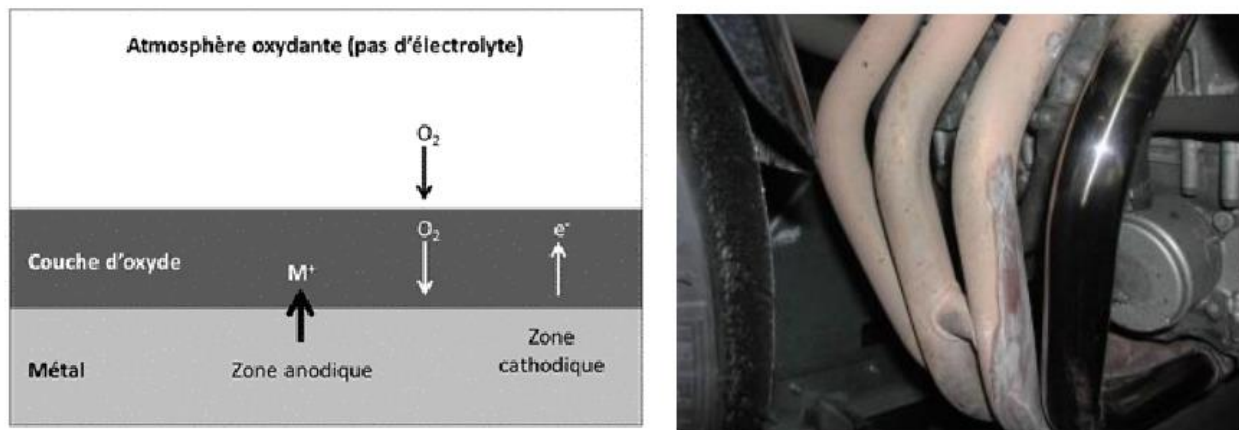


Figure I.1 : Mécanisme de la corrosion atmosphérique : exemple de la corrosion d'un collecteur d'échappement

I.1.1.2 Corrosion électrochimique

La corrosion électrochimique, ou corrosion humide, est le mode de corrosion le plus important et le plus fréquemment rencontrée, c'est l'oxydation du métal sous forme d'ions ou d'oxydes. Elle se produit généralement lorsqu'il existe des hétérogénéités, soit dans le métal, soit dans le milieu corrosif. Ces hétérogénéités créent la formation à la surface du métal de microanodes et de microcathodes qui constituent des micro-piles, un courant électrique circule alors entre les électrodes. Les zones appelées anodes sont attaquées et les zones appelées cathodes sont le siège d'une ou de plusieurs réactions de réduction.

Dans la corrosion électrochimique, la réaction cathodique et la réaction anodique sont indissociables. [4]

I.1.1.3 Corrosion biologique

Ce type de corrosion, appelé également bio-corrosion, correspond à l'attaque directe ou indirecte des métaux par des microorganismes (bactéries). Ceux-ci peuvent produire des composés tels que le dioxyde de carbone, l'anhydride sulfureux et les acides organiques qui attaquent le métal. Certaines bactéries comme *Desulfovibrio desulfuricans* réduisent les sulfates en soufre, et le sulfure

de fer peut se former. L'attaque bactérienne apparaît en particulier dans les canalisations enterrées, les structures immergées et les pipelines pétroliers [5].

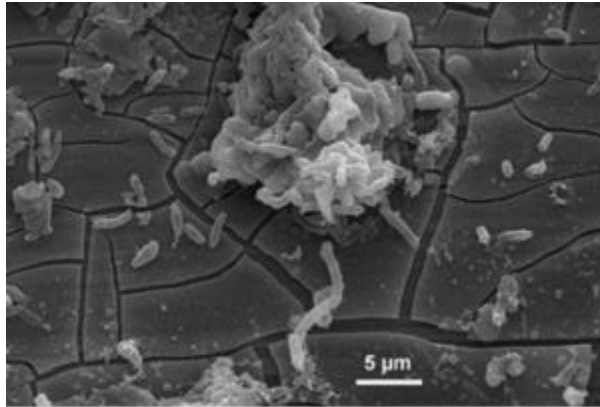


Figure I-2 : Exemple de bactéries responsable de la corrosion bactérienne

I. 2- Aspect morphologique de la corrosion

La corrosion peut affecter le métal par une multitude de moyens qui dépendent de sa nature et des conditions environnementales. On peut distinguer plusieurs types de corrosion

I. 2.1. Corrosion généralisé ou corrosion uniforme

C'est la forme la plus classique de corrosion, elle est due à une réaction chimique ou elle se traduit électrochimique qui se produit uniformément sur toute la surface considérée [6] en diminution d'épaisseur (par unité de temps) ou en perte de poids (par unité de surface, et par unité de temps) si les produits de corrosion sont solubles, ou par un dépôt uniforme s'ils ne.

Sa vitesse est généralement facile à prévoir avec une précision suffisante pour déterminer la durée de vie probable d'un appareil, elle est donnée par la relation :

$$\text{Taux de corrosion en (mm/an)} = \frac{\text{Masse perdue (mg)} \times 87,6}{\text{Surface (mm}^2\text{)} \times \text{densité (g/cm}^3\text{)} \times \text{temps (heures)}}$$

Selon cette formule il est possible de prévoir la tenue à la corrosion des matériaux selon la valeur du taux de corrosion calculé. Selon les valeurs du taux de corrosion reportés dans le tableau I.1 :

un taux inférieur à 0.05 mm/an correspond à une excellente tenue alors qu'un taux supérieur à 1,25 mm/an correspond à un état très peu satisfaisant (voir tableau I.1) :

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

Tableau I.1 : Classification du taux de corrosion



Figure I-3 : Corrosion généralisée exemple d'une pipe de transport



Figure I-4 : Image représentative d'une Corrosion généralisée très avancée

I. 2.2 Corrosion localisée

Les matériaux à l'état passif peuvent être sujets à des attaques de corrosion localisée, cette corrosion localisée n'affecte en général qu'une très faible partie de la surface du matériau, le reste demeurant à l'état passif. Cette attaque peut prendre différentes formes selon les mécanismes qui sont à son origine, elle est toujours liée à des hétérogénéités. On distingue plusieurs types de corrosion localisée.

I.2.2.1 Corrosion galvanique

La corrosion galvanique se produit lorsque deux métaux différents sont en contact dans une solution. Le contact doit être suffisamment bon pour conduire l'électricité, et les deux métaux doivent être exposés à la solution. La force motrice de la corrosion galvanique est la différence de potentiel électrique qui se développe entre deux métaux. Cette différence augmente à mesure que la distance entre les métaux dans la série galvanique augmente.

Quand deux métaux sont en contact en solution, le taux de corrosion du métal le plus actif (anodique) augmente et le taux de corrosion du métal le plus noble (cathodique) diminue.

Trois conditions doivent être réunies pour que la corrosion galvanique survienne ; des métaux électrochimiquement différents doivent être présents, les métaux doivent être en contact électrique et doivent être exposés à un électrolyte, la figure I-5 illustre cet aspect. [7]

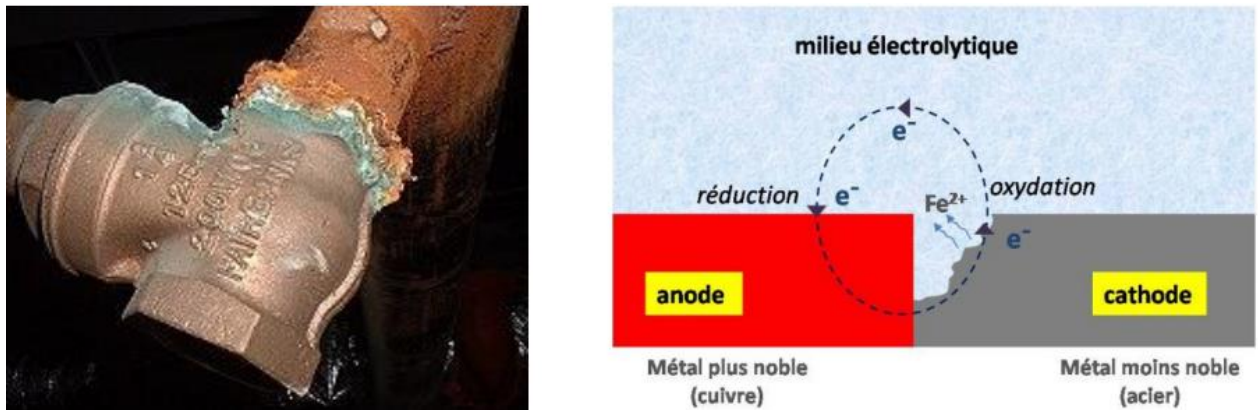


Figure I-5 : Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion caverneuse : Corrosion galvanique résultante d'un assemblage de deux métaux différents : robinet en cuivre et conduite en acier galvanisé

I.2.2.2 Corrosion par piqûres

Ce type de corrosion se développe initialement sur un germe de piqûre à la surface du métal. Les piqûres sont une forme d'attaque extrêmement localisée qui se traduit par des trous dans les parois. Ceci se produit lorsque le milieu corrosif pénètre le film passivé dans seulement quelques endroits (très localisée), par rapport à la surface globale. [8]

C'est un phénomène pratiquement immédiat qui se déclenche en principe peu de temps seulement après l'immersion du métal dans un solution (l'eau de mer par exemple).

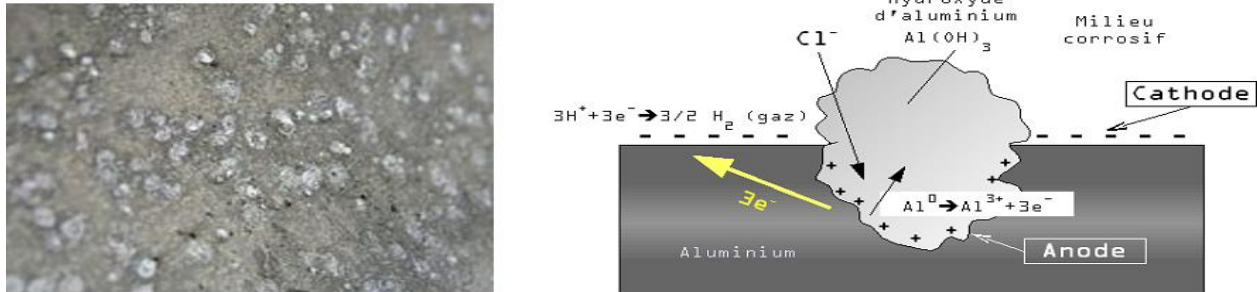


Figure I-6-a: Corrosion par piqûre de l'aluminium.



Figure I-6-b : Corrosion par piqûre de l'aluminium.

I.2.2.3 Corrosion par crevasse

Ce type de corrosion appelé également corrosion caverneuse est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux zones d'une structure métallique, il y a alors une attaque des parties métalliques les moins accessibles à l'oxygène. Cette forme d'attaque est généralement associée à la présence de petits volumes de solution électrolytique stagnante dans des interstices, sous des dépôts et dans les joints, ou dans des cavernes ou crevasses, par exemple sous les écrous et têtes de rivets. Le sable, la poussière, le tartre, les produits de corrosion sont autant de corps

solides susceptibles de créer des zones dans lesquelles le liquide n'est que difficilement renouvelé. [9].

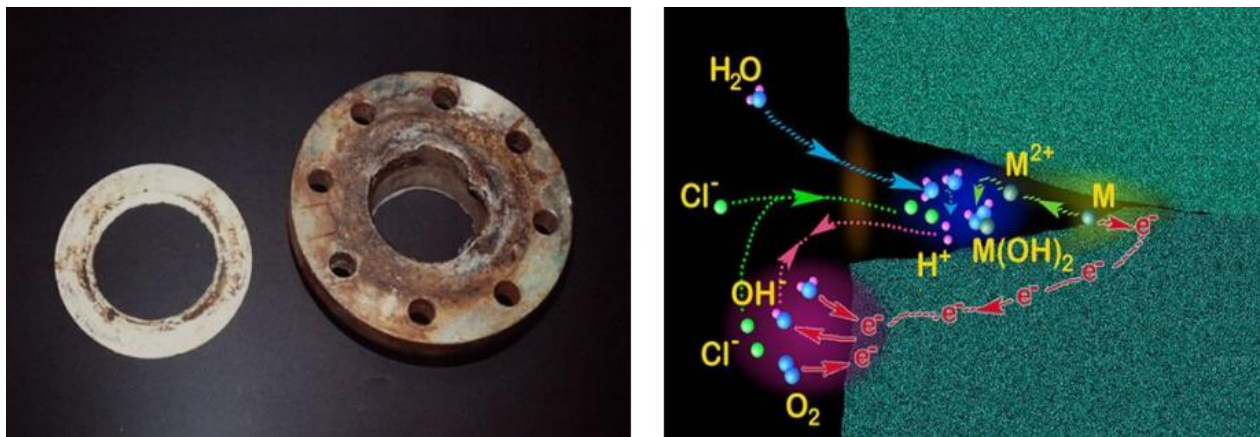


Figure I-7 : Aspect et mécanisme d'attaque de la corrosion caverneuse.

I.2.2.4 La corrosion intergranulaire

La corrosion intergranulaire est une attaque sélective aux joints de grains ou à leur voisinage immédiat, alors que le reste du matériau n'est pas attaqué. Cette forme de corrosion est due soit à la présence d'impuretés dans le joint, soit à l'enrichissement (ou l'appauvrissement) local en l'un des constituants ou bien à la précipitation des phases et combinaisons chimiques lors d'un traitement thermique (martensite, nitrures, carbures, etc.) [9]. Ce type de corrosion est particulièrement dangereux car, même si la quantité de matière attaquée soit faible, le métal se désagrège, ses propriétés mécaniques sont ainsi altérées, des fissures apparaissent alors et affaiblissent le métal.



Figure I-8 : Corrosion au niveau des joints de grains d'une structure métallique.

I.2.2.5 Corrosion et dissolution sélective

Comme son nom l'indique, ce mode de corrosion se traduit par la dissolution sélective de l'un des éléments de l'alliage si celui-ci est homogène, ou de l'une des phases si l'alliage est polyphasé, conduisant ainsi à la formation d'une structure métallique poreuse [6].



Figure I-9 : corrosion sélective

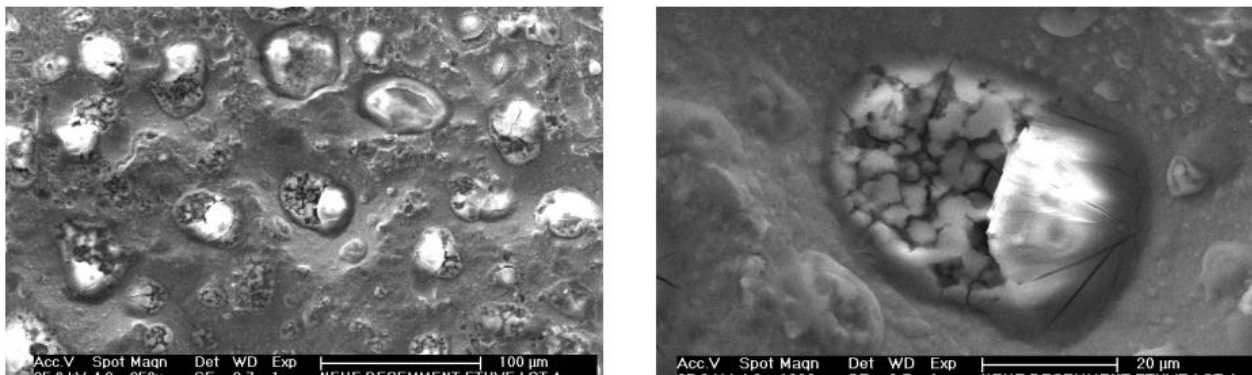


Figure I-10 : observation par MEB la corrosion sélective

I.2.2.6 La corrosion érosion

Cette corrosion est produite par le mouvement relatif d'un fluide corrosif et d'une surface métallique, l'aspect mécanique du mouvement est important et les phénomènes de frottement et d'usure peuvent intervenir. On a apparition de sillons, de vallées, de surfaces ondulées, ou de trous avec un aspect directionnel caractérisé (sous forme de sabot d'un cheval...). La plupart des métaux et alliages y sont sensibles, en particulier les métaux mous (cuivre, plomb...) ou ceux dont la résistance à la corrosion dépend de l'existence d'un film superficiel (aluminium, aciers inoxydables) [6].

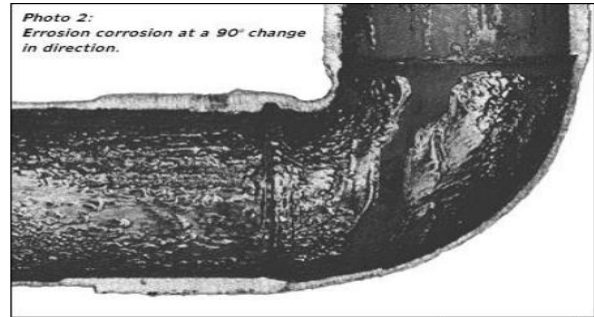
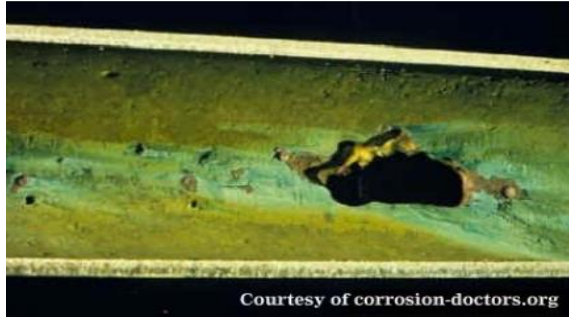


Figure I-11 : Aspect et mécanisme de la corrosion-érosion.

I.2.2.7 Corrosion par frottement (la tribocorrosion)

La corrosion-frottement concerne les dommages provoqués par la corrosion au niveau du contact de deux surfaces métalliques en mouvement relatif l'une par rapport à l'autre. Elle se produit essentiellement lorsque l'interface est soumise à des vibrations (mouvement relatif répété de deux surfaces en contact) et à des charges de compression [6]

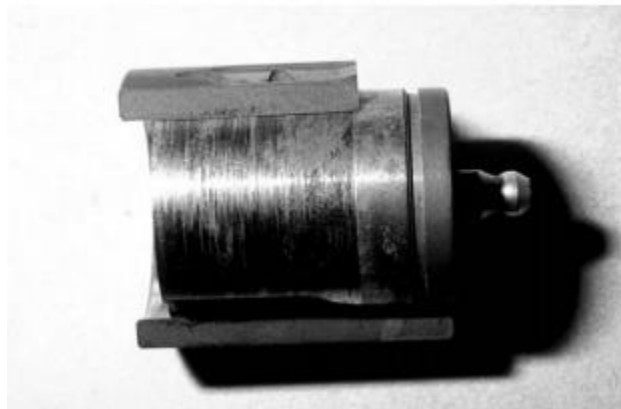


Figure I-12 : corrosion par frottement

I.2.2.8 Corrosion sous contrainte mécanique (C.S.C.)

Ce type de corrosion se définit comme un processus de développement de fissures, pouvant aller jusqu'à la rupture complète de la pièce sous l'action combinée d'une tension mécanique et d'un milieu corrosif.

Ce sont les contraintes de tension, d'où le nom donné parfois à ce mode de corrosion, qui sont dangereuses ; les contraintes de compression exerçant au contraire une action protectrice [6].

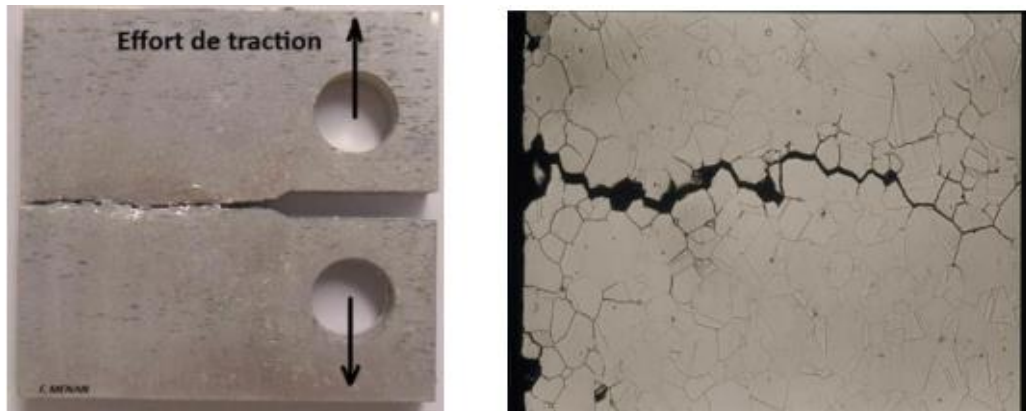


Figure I-13 : La corrosion sous contrainte

I.3. Facteurs de corrosion

Les phénomènes de corrosion dépendent de plusieurs facteurs, ces facteurs sont de deux types : ceux liés au métal ou l'alliage et ceux en rapport avec leur milieu environnant,

Les facteurs en rapport avec le matériau sont :

- Les facteurs métallurgiques tels que la composition de l'alliage, le procédé de sa fabrication, les impuretés qu'il contient et les traitements mécaniques qu'il a subit.
- Les facteurs définissant les conditions d'emploi tels que l'état de surface, la forme des pièces, les sollicitations mécaniques, les procédés d'assemblage et l'emploi d'inhibiteurs.
- Les facteurs dépendant du temps tels que le vieillissement, les tensions mécaniques, la température.

Les facteurs qui sont en rapport avec le milieu environnant, c'est-à-dire ceux définissant les modes d'attaque sont :

- La concentration du réactif
- La teneur en oxygène
- Le pH du milieu
- L'addition des inhibiteurs (natures et concentrations)
- La température

Notons que le taux de corrosion peut être contrôlé ou réduit en appliquant des revêtements anti-corrosion ou des techniques de protection contre la corrosion telles que les composés de réparation composites ou les mastics de réparation en métal.

I.3.1. La diffusion

Dans la majorité des cas, les vitesses de corrosion des métaux sont contrôlées par la diffusion des réactifs vers et depuis la surface métallique. Les surfaces d'acier nu fraîchement exposées se corrodent plus rapidement que celles recouvertes d'une couche compacte de rouille. La vitesse de corrosion est également fortement contrôlée par la diffusion de l'oxygène à travers l'eau à la surface de l'acier. Dans les régions où la diffusion d'oxygène est répandue, la corrosion semble se produire à des vitesses plus rapides. Les zones à haut débit, comme celles à proximité des embouchures des cloches, auront tendance à présenter des taux de corrosion plus élevés en raison de l'augmentation des niveaux d'oxygène, bien que l'érosion soit également un facteur. Les zones recouvertes d'un mince film d'humidité conducteur corrodent plus rapidement que les zones en immersion [10].

I.3.2. Conductivité

Conductivité Pour que la corrosion se produise, il doit y avoir un milieu conducteur entre les deux parties de la réaction de corrosion. La corrosion ne se produira pas dans l'eau distillée et la vitesse de corrosion augmentera à mesure que la conductivité augmente en raison de la présence de plus d'ions dans la solution. Le taux de corrosion de l'acier atteint un maximum proche de la teneur ionique normale de l'eau de mer. L'eau douce corrode l'acier dans une moindre mesure que l'eau saumâtre ou estuarienne, l'eau de mer étant généralement la plus corrosive pour l'acier [10].

I.3.3. pH du milieu

En général, le taux de corrosion est plus élevé en pH acide qu'en pH neutre ou alcalin. Dans le cas du fer, il se forme à fort pH, un revêtement protecteur d'oxyde de fer qui empêche la corrosion. Pour des pH plutôt bas, une corrosion sévère se produit. Cette caractéristique relative au fer n'est pas toujours vraie car pour certains métaux tel que l'aluminium, le taux de corrosion est élevé même à pH élevé, le rôle du pH sera étudié avec plus de détails dans la partie expérimentale [10].

I.3.4. La température

Dans un système ouvert, le taux de corrosion uniforme ou par piqûre d'un acier ou du fer augmente avec l'augmentation de la température jusqu'à 80°C. Aux températures élevées, le taux de corrosion diminue à cause de la réduction de l'oxygène dans l'eau. D'autre part, dans un système fermé, où l'oxygène est emprisonné dans la solution, le taux de corrosion augmente avec l'augmentation de la température.

La température peut affecter de différentes manières la corrosion des pipes, pour une même qualité de l'eau, la corrosion peut être significativement différente d'une température à une autre. Les pipes sujets à des variations de températures (augmentation ou diminution) se corrodent totalement différemment de ceux se trouvant dans des environnements où la température est constante.

Des études menées sur des Pipes API N80 par S.D. Zhu and al. [11] dans un milieu contenant du CO₂ ont montré que l'augmentation de la température du milieu accélère la dissolution du métal et favorise la précipitation de FeCO₃.

L'effet du gradient de température sur la corrosion des pipes en cuivre dans des conditions stagnantes était examinées par J.C. Rushing and al. [12], ces auteurs ont montré qu'un gradient de température de 20°C influence considérablement la nature des dépôts de corrosion.

La température de l'eau dans une conduite peut changer tout au long de l'année en raison des variations saisonnières de la source d'eau. Ainsi, les pipes peuvent présenter un comportement à la corrosion, totalement différent selon que l'on soit en hiver ou en été. Selon une étude réalisée par L. Fiksdal, la perte de poids a diminué pour les échantillons de fer maintenus à 13°C contre ceux se trouvant à 20°C [13].

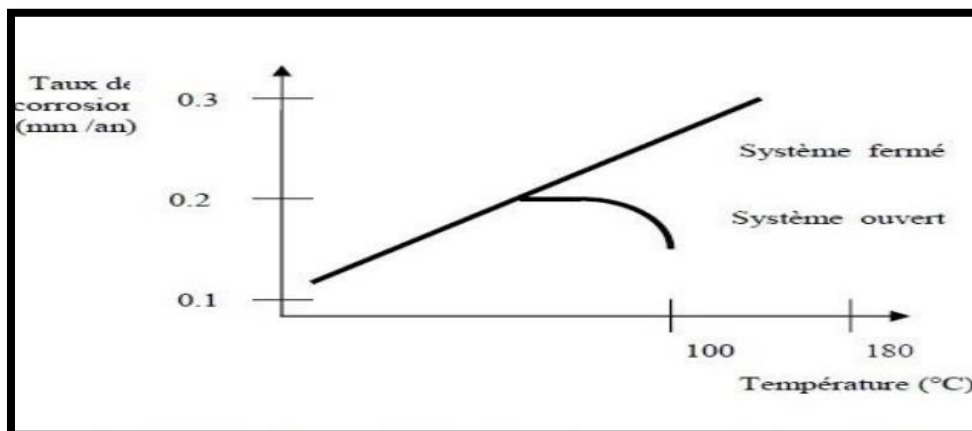


Figure I-14 : Influence de la température sur le taux de corrosion

I.3.5. Les sels contenus dans la solution

En présence de certains sels dans la solution tels que les chlorures, les sulfates, etc. Le taux de corrosion augmente avec l'augmentation de la concentration des sels jusqu'à des valeurs de concentrations relativement élevées où le taux de corrosion diminue à cause de la réduction de l'oxygène [14].

I.4. Inhibiteurs de corrosion

Les processus de corrosion sont responsables de nombreuses pertes, principalement dans le champ d'application industrielle. Il est clair que la meilleure façon de combattre ce problème est la prévention

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. Parmi les différentes méthodes permettant d'éviter ou de prévenir la destruction et la dégradation de la surface du métal, l'inhibiteur de corrosion est l'une des meilleures méthodes de protection connue contre la corrosion et les plus utiles dans l'industrie.

Les inhibiteurs de corrosion constituent donc 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.

Un inhibiteur est une substance chimique qui, ajouté en petite quantité à l'eau ou tout autre fluide diminue la vitesse de corrosion du matériau métallique à protéger.

Selon la norme ISO 8044, et la National Association of Corrosion Engineers (NACE International, 2007) : un inhibiteur est une substance qui retarde la corrosion lorsqu'elle est ajoutée à un environnement en faible concentration [15]. Sur l'exemple de la figure I.15 on remarque l'efficacité de l'inhibition.

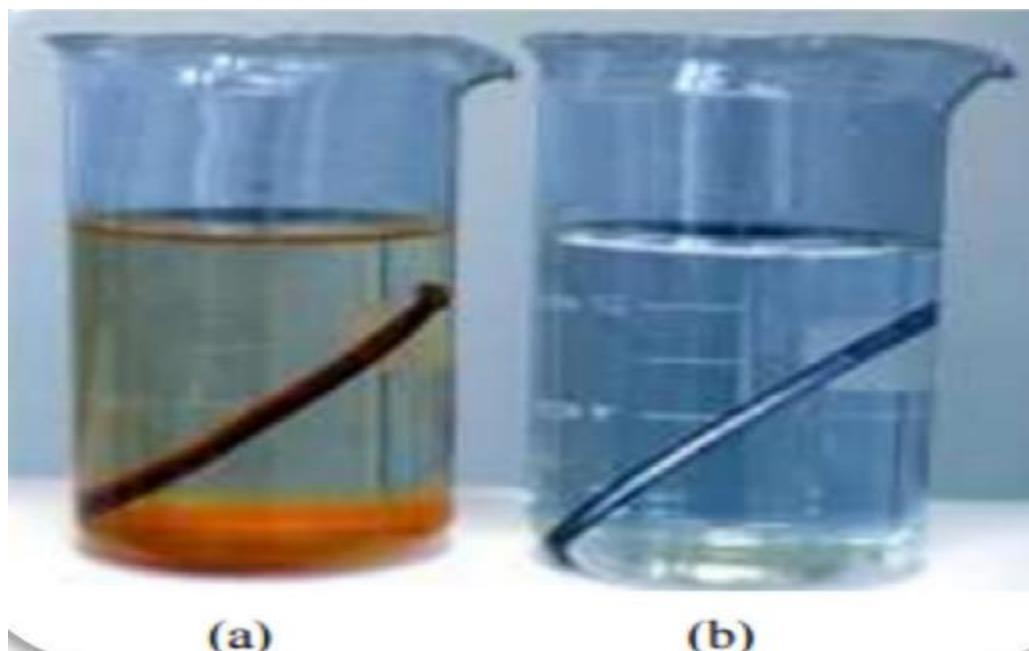


Figure I.15 : Métal au contact d'un milieu agressif

a) sans inhibiteur de corrosion

b) avec inhibiteur de corrosion

Les inhibiteurs ont plusieurs domaines traditionnels d'application, ils sont utilisés dans le traitement des eaux (eaux sanitaires, eaux des procédés industriels, eaux de chaudières, etc.), dans l'industrie du pétrole (forage, extraction, raffinage, stockage et transport, etc...) et comme additifs dans les peintures pour assurer la protection anticorrosion des métaux.

Dans la région de Haoud Berkaoui le dispositif de maintien de pression d'eau est composé de puits sources (puits producteurs d'eau), et d'une unité de traitement conçue afin d'assurer le traitement des eaux et leurs injections dans les puits après traitement par inhibiteurs. L'efficacité du traitement par les inhibiteurs utilisés par les techniciens de la station de Haoud Berkaoui n'atteint que 30%, cet état de fait ne peut pas remédier au problème de corrosion dont souffrent les installations.

II.1. Méthodes expérimentales

Les moyens d'investigations mises en œuvre pour tenter d'expliquer l'état de corrosion avancée des pipes sont l'analyse chimique de l'eau de l'Albien et la détermination de la nature des différents composés du dépôt de corrosion.

II.2. Analyse chimique de l'eau

Les échantillons d'eaux ont été prélevés en tête de puits à des températures de 25°C, la température à une influence directe sur les mesures de pH. Lorsque la température augmente, les vibrations moléculaires augmentent, ce qui entraîne la capacité de l'eau à s'ioniser et à former plus d'ions hydrogène. En conséquence, le pH va chuter. Comme la température à l'intérieur des puits est variable (de 25°C en tête de puits jusqu'à 65°C en profondeur) alors la valeur du pH est quelque peu modifiée, ceci peut induire des ambiguïtés sur la nature corrosive de l'eau.

Les principales grandeurs mesurées sont le pH, le calcium, le magnésium, le potassium, les chlorures, les bicarbonates, les sulfates et les nitrates.

II.3. Indices de corrosion et potentiel de formation des dépôts dans l'eau

Les indices communément admis pour la corrosion et la formation de tartre sont : l'indice de saturation de Langelier (LSI), l'indice de stabilité de Ryznar (RSI), l'indice de Puckorius (PSI), l'indice de Larson-Skold (LR) et l'indice d'agressivité (AI).

L'existence de nombreux indices montre qu'il n'y a pas de solution unique et explicite pour déterminer la corrosion de l'eau et la formation de tartre. La tendance corrosive de l'eau est un phénomène compliqué dont l'étendue n'est pas seulement fonction des caractéristiques physiques et chimiques de l'eau mais aussi du système de transfert d'eau. Nous avons retenu seulement deux des indices précédents pour déterminer la nature de l'eau ; celui de Langelier défini

$LI = pH - pH_s$ et celui de Stabilité de Ryznar défini par : $RI = 2 pH_s - pH$ dans lesquels le pH_s est le pH de saturation, il est mesuré sur le même échantillon d'eau après ajout de 1/3 en volume de poudre de $CaCO_3$.

Les différentes valeurs de l'indice LI et leur interprétation sont données dans le tableau I-2

Valeurs de l'indice LI	Interprétation	Valeurs de l'indice LI	Interprétation
-5	Sévère corrosion	0	Equilibrée (neutre)
-4	Moyenne corrosion	0.5	Faible formation de dépôts
-3	Moyenne corrosion	1	Formation modérée de dépôts
-2	Moyenne corrosion	2	Formation modérée de dépôts
-1	Faible corrosion	3	Formation moyenne de dépôts
-0.5	Faible corrosion	4	Formation accrue de dépôts

TableauI-2 : Valeurs de l'indice LI et leur interprétation

Celle de l'indice RI sont données dans le tableau I-3

Indice de Stabilité de Ryznar	Interprétation
$RI < 5.5$	Formation élevée de dépôts
$5.5 < RI < 6.2$	Relative formation de dépôts et corrosive
$6.2 < RI < 6.8$	Équilibrée
$RI > 8.5$	Corrosive

TableauI-3 : Valeurs de l'indice R1 et leur interprétation

L'indice de Ryznar est expérimental, il est surtout utilisé pour les eaux dans les pipes avec un certain débit bien connu.

II.4. Diffraction des rayons X

Les rayons X sont des ondes électromagnétiques (longueur d'onde de l'ordre de l'Angström) obtenus par bombardement de l'anode (ou anticathode) avec des électrons arrachés à un filament de tungstène chauffé électriquement et accélérés sous l'effet d'un champ électrique intense (tension de 50 kV). Le faisceau de rayons X obtenu est polychromatique, l'élimination de la raie K_{β} est rendu possible grâce au passage du faisceau polychromatique au travers d'un filtre en métal de nature et d'épaisseur adéquates. Pour une anticathode en cuivre on utilise un filtre en nickel

($\lambda_{K\alpha Ni} > \lambda_{K\beta Cu}$). Pour avoir un faisceau monochromatique, c'est-à-dire pour éliminer la raie $\lambda_{K\alpha 2}$, on peut également utiliser un monochromateur à cristal, placé cette fois entre l'échantillon et le détecteur.

II.5. Diffractomètre à compteur proportionnel

L'échantillon à analyser est placé sur un support plan en rotation autour d'un axe vertical ou horizontal selon les appareils. Un compteur proportionnel est mobile autour du même axe de rotation. Lorsque le support ou le porte échantillon tourne d'un angle θ , le détecteur des rayons X tourne d'un angle double (2θ).

Quand la condition de Bragg :

$$2d\sin\theta = \lambda$$

dans laquelle : d désigne la distance interréticulaire, θ l'angle de diffraction et λ la longueur d'onde du faisceau de rayon X monochromatique, est satisfaite pour une position donnée du porte-échantillon, le détecteur est placé correctement pour recevoir les photons diffractés.



Figure II-1 : Vue d'ensemble d'un diffractomètre à rayon X

La diffraction des rayons X est utilisée pour étudier les matériaux cristallisés, elle permet de faire une caractérisation qualitative et quantitative. Sur le plan qualitatif, les techniques de diffraction permettent de déterminer la composition chimique, de déceler la présence éventuelle d'impuretés, de tester la cristallinité du matériau. Sur le plan quantitatif, ces méthodes permettent d'étudier les paramètres cristallins, la présence d'un éventuel désordre structural, l'évolution en température des paramètres cristallins, le dosage des phases etc...

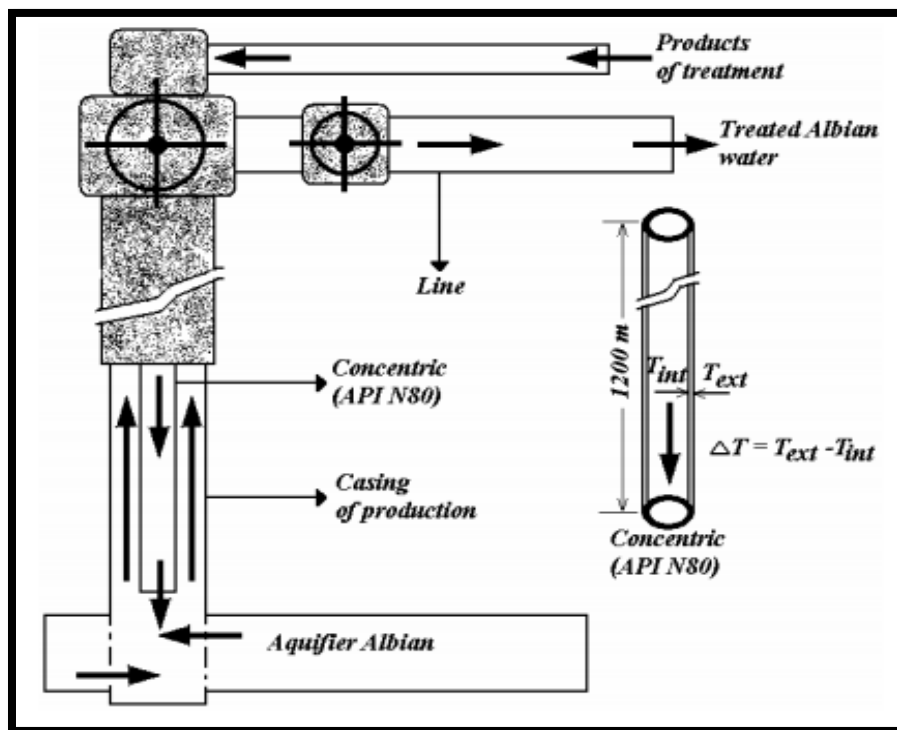
Pour l'identification des composés cristallisés, chaque composé cristallin donne un diagramme unique qui constitue une sorte de « signature ». Il existe un fichier de données réalisé par une organisation internationale appelée « Joint Committee for Powder Diffraction Standards » (JCPDS) qui regroupe plusieurs milliers de données et qui est utilisé comme références pour l'identification des matériaux étudiés, il est contenu sur un « CD-ROM » qui assure la compacité du stockage et un accès rapide et facile aux informations.

Le diffractomètre utilisé pour réaliser les spectres de diffractions de nos échantillons est le diffractomètre PAN alytical X'PERT Pro Philips, la longueur d'onde utilisée est celle de la raie $\lambda_{K\alpha}$ du cuivre ($\lambda_{K\alpha_{Cu}} = 1.54059 \text{ \AA}$), la tension, l'intensité et la vitesse de balayage sont 34 KV, 22 mA, et $2^\circ/\text{mn}$ respectivement. Les échantillons analysés proviennent des dépôts trouvés sur les surfaces internes et externes des pipes, nous avons soigneusement gratté ces surfaces pour avoir des quantités suffisantes qui permettent d'avoir des spectres exploitables. Nous avons également récupéré d'autres échantillons qui consistent en des dépôts trouvés sur site que nous appellerons résidu1 et résidu2.

II.6. Résultats et discussion

II.6.1. Matériau étudié

Le matériau étudié est un pipe en acier de composition chimique : Fe: 99.585%, C: 0.21%, Si: 0.1%, Mn: 0.75%, P: 0.007%, S: 0.007%, Mo: 0.05%, Cr: 0.12%, Cu: 0.16%, V: 0.01% (%poids) ; il est utilisé dans le dispositif de maintien de pression dans les puits sources ou puits producteurs d'eau qui sont forés à des profondeurs pouvant atteindre les 1300 mètres, ces puits sont constitués de tubes de production de diamètre extérieure égale à 17.78cm (7 pouces) de longueur totale de 1123 mètres, et d'une garniture de traitement appelée concentriques en acier de nuance API N80 (API :American Petroleum Institute) de diamètre extérieur 4.216 cm (1.66 pouces), c'est à travers les concentriques que sont acheminés les produits de traitement de l'eau contre la corrosion, la figure II-2 représente le schéma d'un puits producteur d'eau.



FigureII-2 : schéma d'un puits producteur d'eau.

II.6.2. Analyse chimique de l'eau

Les résultats de l'analyse chimique de l'eau sont reportés dans le tableau, ces résultats correspondent à des valeurs moyennes sur plusieurs mesures faites sur des échantillons d'eau de différents puits de la région de Haoud Berkaoui, D'après les résultats de l'analyse on constate qu'il s'agit d'une eau chlorurée riche en phosphates et bicarbonates, les valeurs des indices de Larson (LI = Ph – pHs =1.02) et de Ryznar (RI = 2 pHs – Ph =5.55) montrent que cette eau n'est pas corrosive mais plutôt entartrante.

Eléments	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NO ₃ ⁻	Ph	pHs
Composition (mg/l)	175.56	92.82	284.28	33	526.85	561.14	150.14	11.85	7.79	6.77

Tableau II-1 : Résultats de l'analyse chimique de l'eau

II.6.3. Analyse par diffraction des rayons X

Le spectre DRX de la figure II-3 relatif au pipe API N80 montre que ce dernier est de structure ferritique cubique centrée avec un paramètre de maille a=2.867Å (fichier JCPDS n°06-0696).

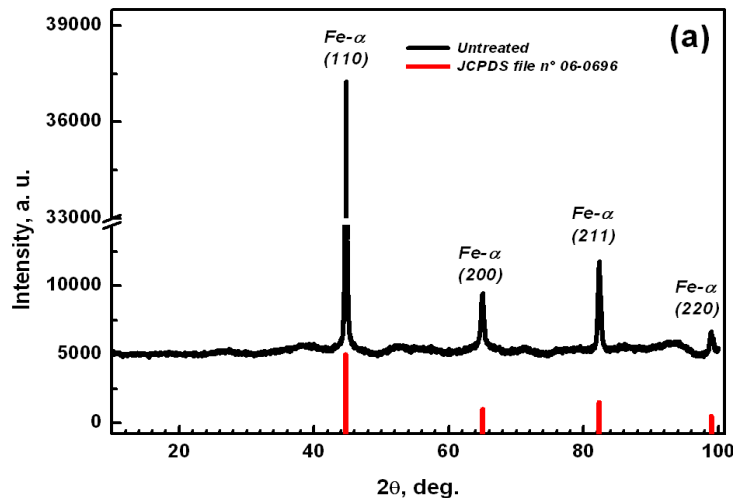


Figure II-3 : Spectre de diffraction des rayons X réalisé sur le pipe API N80

Les diagrammes de diffraction de rayons X réalisés sur les dépôts de corrosion de la surface interne, de la surface externe, du résidu1 et du résidu2 sont montrés sur la figure II-4. Les résultats de l'analyse montrent que le dépôt de corrosion est constitué des produits cristallins suivants : Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , $\text{FeO}(\text{OH})$, FeCO_3 , CaCO_3 , CaSO_4 et SiO_2 (fichiers JCPDS n° 03- 862, n°03-0800, n°17-0536, n°02-0837, n°03-0569, n°37-1496 et n°02-0471 respectivement). Le quartz SiO_2 n'a été trouvé que sur la surface externe, l'eau qui s'écoule à l'extérieur du pipe n'est pas filtrée, elle contient donc du quartz qui provient du sol. Le dépôt est hétérogène, il est essentiellement constitué des mêmes espèces que celles trouvées par Z.Tang et al. [16]. L'étude menée par ces auteurs a montré que les produits de corrosion trouvés sur la surface interne des pipes en fonte non doublée après contact pendant un an avec une eau de qualité variable (mélanges d'eaux souterraines, superficielles et salines) sont : FeCO_3 , $\alpha\text{-FeOOH}$, $\beta\text{-FeOOH}$, $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ et Fe_3O_4 ; la qualité de l'eau ne peut à elle seule expliquer la variation du comportement à la corrosion [17].

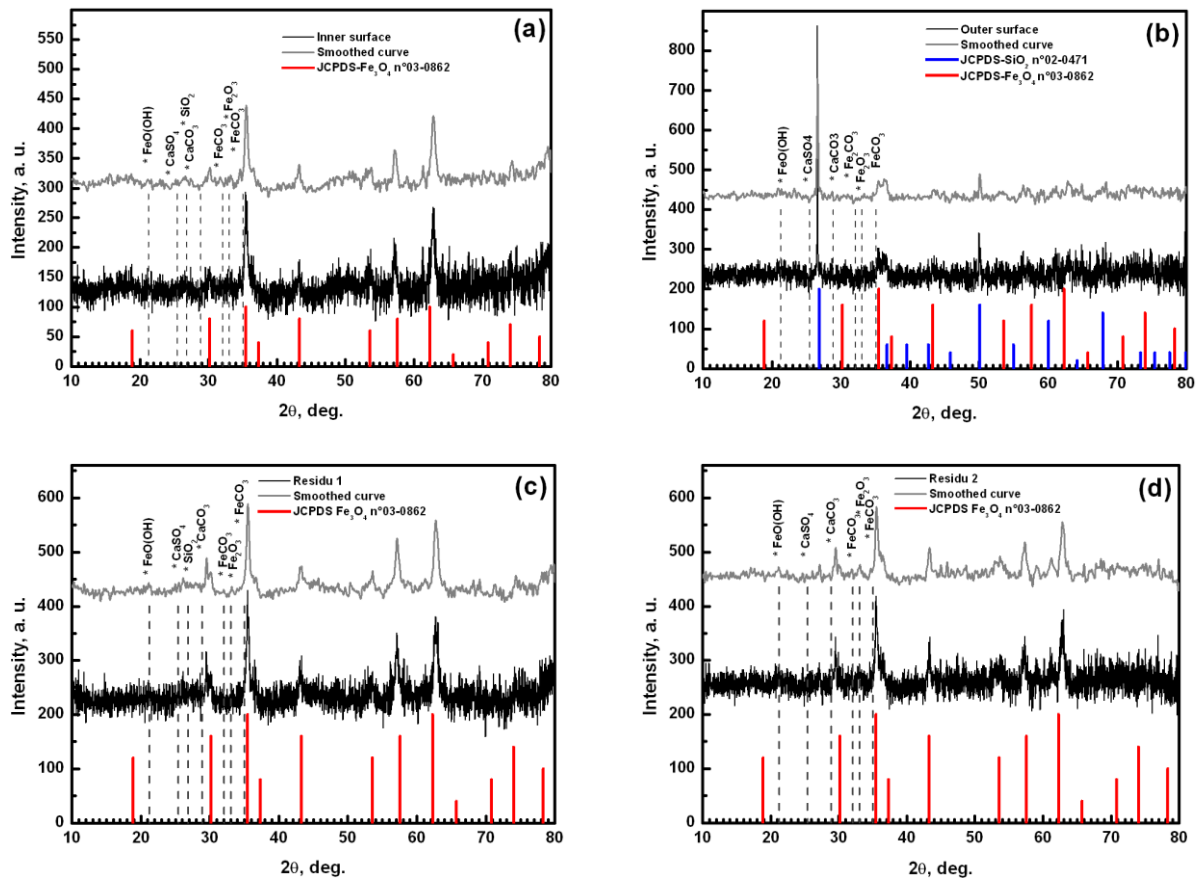


Figure II-4 : Spectres de diffraction DRX des produits de corrosion de : (a) surface interne, (b) surface externe, (c) résidu 1, résidu 2

Pour les pipes API N80 et pour une qualité Albienne de l'eau, la formation de CaSO_4 et de CaCO_3 est inévitable du fait de la présence des ions Ca^{2+} , SO_4^{2-} et HCO_3^- dans l'eau.

La formation de l'un ou l'autre des différents composés dépend fortement de la température laquelle étant variable le long de la profondeur des puits et qui affecte les propriétés de la solution (telle que la viscosité de l'eau) et les propriétés thermodynamiques (tels que le coefficient d'activité, et l'enthalpie).

Les changements de température peuvent également affecter de manière significative la nature des produits de corrosion, le dépôt est alors hétérogène, par conséquent les propriétés physiques du dépôt (coefficients thermiques d'expansion et densités) diffèrent d'un composé à un autre, le pipe est ainsi soumis à des contraintes mécaniques de deux origines différentes : Les unes liées aux différences de dilatation thermique entre le métal et les différents composés du produit de corrosion, les autres liées à la différence de volume entre ces mêmes composés et le métal.

II.6.4. Viscosité de l'eau

La viscosité de l'eau ou d'un fluide est définie comme étant l'ensemble des phénomènes de résistance à l'écoulement qui ont eu lieu au sein de la matière constituant le fluide.

La viscosité de l'eau est donnée par la relation (I) :

$$\mu = \frac{\mu_0}{1+aT+bT^2} \dots\dots\dots(I)$$

ou $\mu_0 = 1.161 \cdot 10^{-3} \text{Kg. m}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ $a = 0.033368^\circ\text{C}^{-1}$ et $b = 0.00022^\circ\text{C}^{-2}$ [18].

Elle dépend donc de la température, il est facile de constater que plus la température augmente, plus la viscosité diminue, et plus la capacité de l'eau à s'écouler facilement augmente, ceci implique un transport accru des réactifs et des produits (les ions Fe^{2+} en particulier) vers ou de la surface métallique en raison d'une diffusion accrue, impliquant ainsi une augmentation de la vitesse de corrosion (19,20 the role of temperature gradient.....)

II.6.5. Dilatation thermique

On sait que lorsqu'un matériau isotrope subi une variation de température ses dimensions varient proportionnellement à la variation de température $\Delta\theta$:

Soit L_0 la longueur initiale du matériau, sous l'effet d'une variation de température :

$$\Delta\theta = \theta - \theta_0$$

sa longueur devient L , elle est donnée par la relation $L = L_0(1 + \alpha \Delta\theta)$;

La variation relative de longueur du matériau du à une variation de température $\Delta\theta$ sera donnée par la relation (II) :

$$\frac{\Delta L}{L_0} = \frac{L-L_0}{L_0} = \alpha \Delta\theta \dots \dots \dots (II)$$

Dans laquelle α représente le coefficient de dilatation thermique linéaire, il est exprimé en (K^{-1}) ou en (C^{-1}), c'est une des caractéristiques physiques des métaux et composés.

Comme le dépôt est hétérogène alors les différents composants du produit de corrosion ont différents coefficients de dilatation thermique comparés au métal (α_i indiqué dans le tableau II-2)

Minéral/oxyde	Fe α	Fe ₃ O ₄	Fe ₂ O ₃	FeCO ₃	CaSO ₄	CaCO ₃
α ($10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$), [20-100°C]	12,5	8.92	8.53	64,4	7.22	5.5

Tableau II-2 : Coefficient thermique d'expansion α_i [19 ,20,21,22,23,24]

En exploitant la propriété de la dilatation thermique des matériaux, on peut calculer le taux de contraction ou de compression entre les différents composés du produit de corrosion et le métal, pour une variation de température donnée, par la relation suivante (III) :

$$\tau_{i/j}(\%) = \frac{\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_i - \left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_j}{\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_j} = \frac{\alpha_i \Delta\theta_i - \alpha_j \Delta\theta_j}{\alpha_j \Delta\theta_j} \dots \dots \dots (III)$$

Lorsque la température du métal constituant le pipe (le fer) varie de $\Delta\theta_i$, celle des composés constituant le dépôt varie de la même grandeur, donc pour une variation de température équivalente ($\Delta\theta_i = \Delta\theta_j$) la relation permettant d'exprimer le taux de contraction ou de compression devient :

$$\tau_{i/j}(\%) = \frac{\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_i - \left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_j}{\left(\frac{\Delta l}{l_0}\right)_j} = \frac{\alpha_i - \alpha_j}{\alpha_j}$$

Avec cette nouvelle écriture on peut constater que le fer (pour lequel $\alpha=12.5 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$) se contracte ou se dilate de plus de 46% que Fe_2O_3 ($\alpha=8.35 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$) et de plus de 40% que Fe_3O_4 ($\alpha=8.92 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$). Plus la disparité entre les coefficients de dilatation est grande, moins l'oxyde devient adhérent lorsque la température varie. Ces différences provoquent des contraintes mécaniques liées aux variations de température ; ces contraintes d'origine thermique au sein du dépôt provoquent l'écaillage et la formation de fissures entraînant donc une dégradation rapide du pipe.

II.6.6. Densité et rapport de Pilling Bedworth (PBR)

Nous avons trouvé par analyse DRX que le dépôt est hétérogène, les différents composés ont donc différentes densités (ρ_i), on peut alors estimer ainsi le rapport de Pilling Bedworth (Pilling Bedworth ratio= PBR) par la relation (IV) :

$$PBR = \frac{V_{oxyde}}{V_{métal}} = \frac{\text{Volume d'une mole de } M_xO_y}{\text{Volume de } x \text{ moles de } M} = \frac{\rho_M \cdot M_{M_xO_y}}{x \cdot M_M \cdot \rho_{M_xO_y}} \dots \dots \dots (IV)$$

dans laquelle : M désigne la masse atomique ou moléculaire, x le nombre d'atomes de métal pour une molécule d'oxyde et ρ la densité.

Lorsque le PBR est inférieur à 1, des contraintes de traction existent sur les oxydes, s'il est supérieur à 1 les oxydes sont en compression. Dans le cas où ce rapport serait plus élevé (supérieur à 2), les contraintes sont trop fortes et les oxydes peuvent se fissurer ou se décoller.

Les valeurs du rapport PBR des différents composés que nous avons calculés sont regroupées dans le tableau II-3

Composants	Fe ₂ O ₃ / Fe	Fe ₃ O ₄ / Fe	FeOOH/Fe	Fe ₂ O ₃ /Fe ₃ O ₄	FeOOH/Fe ₂ O ₃	FeOOH/Fe ₃ O ₄
Densité	5.25 / 7.87	5.17 / 7.87	4.26 / 7.87	5.25 / 5.17	4.26 / 5.25	4.26 / 5.17
Masse molaire	159.68/ 55.84	231.54/55.84	88.85/55.84	159.68/231.54	88.85/159.68	88.85 / 231.54
PBR	2.143	2.103	2.939	1.018	1.371	1.397

Tableau II-3 : Valeurs du rapport de Pilling Bedworth (PBR)

Comme le dépôt est hétérogène, les différents composés du produit de corrosion ont différentes densités soit un PBR de 2.14 pour Fe/Fe₂O₃, et de 2.10 pour Fe/Fe₃O₄. Les différentes valeurs du rapport PBR sont supérieures à l'unité, comme conséquences des contraintes de compression se créent au sein du dépôt, elles sont d'autant plus grandes que les surfaces corrodées sont concaves ou convexes (c'est le cas des pipes) ceci entraîne également l'écaillage et la formation de fissures donc la dégradation rapide du pipe.

Les pipes ont subi une sévère dégradation, comme en témoigne les photos de la figure II-5, après seulement deux années d'exploitations. Les conséquences d'une telle dégradation affectent sérieusement le budget de la société SONATRACH.



(a)



(b)

Figure II-5 : Observations macroscopiques des états de surfaces :

(a) Surface interne, et (b) Surface externe.

II.7. Perspectives

Il est possible de faire une évaluation quantitative des contraintes induites par les changements de température à l'aide de l'équation suivante (V) :

$$\sigma_{ox} = \frac{-E_{ox}\Delta\theta(\alpha_{met}-\alpha_{ox})}{(E_{ox}/E_{met})(d_{ox}/d_{met})(1-\nu_{met})(1-\nu_{ox})} \dots\dots(V)$$

Dans laquelle E_{met} , ν_{met} et α_{met} désignent respectivement : le module élastique, le coefficient de Poisson et le coefficient de dilatation thermique du métal,

E_{ox} , ν_{ox} et α_{ox} sont le module élastique, le coefficient de Poisson et le coefficient de dilatation thermique de l'oxyde respectivement, d_{met} et d_{ox} représentent les épaisseurs du métal et de couche de l'oxyde

Comme le module élastique et le coefficient de dilatation thermique ne sont pas indépendants de la température, alors l'équation est valable uniquement pour des intervalles de température relativement bas.

$\Delta\theta$ est la variation de température.

Pour un dépôt hétérogène (constitué de plusieurs couches d'oxydes) dans lequel chaque couche a un coefficient de dilatation thermique différent, la contrainte σ_i de chaque couche est donnée par la relation (VI)

$$\sigma_i = \frac{E_i}{1-\nu_i} \Delta\theta \frac{\alpha_m - \alpha_i}{1 - \alpha_i \Delta\theta} \dots\dots(VI)$$

Dans laquelle α_m représente la valeur moyenne des coefficients de dilatations thermiques des différentes couches constituant le dépôt

$$\alpha_m = \frac{\sum_i^n d_i E_i \alpha_i / [(1 - \nu_i)(1 - \alpha_i) \Delta\theta]}{\sum_i^n d_i E_i / [(1 - \nu_i)(1 - \alpha_i) \Delta\theta]}$$

Le calcul des contraintes du à l'effet thermique ne serait totalement possible qu'après connaissance des épaisseurs des couches des différents oxydes constituant le dépôt, ceci nécessite des moyens d'investigations spéciaux.

Conclusion

Les résultats de l'analyse chimique de l'eau montrent que cette dernière est chlorurée, elle est riche en sulfates et carbonates. Les valeurs de l'indice de Langelier LI et de stabilité de Ryznar RI sont égaux à 1.02 et 5.75 respectivement, c'est une eau qui n'est donc pas corrosive mais plutôt entartrante.

L'analyse par diffraction des rayons X a montré que les pipes sont des aciers de structure ferritique cubique centrée avec un paramètre de maille $a=2.867\text{\AA}$

Par diffraction des rayons X nous avons pu montrer que le dépôt de corrosion est hétérogène, il est constitué des produits cristallins suivants : Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , $\text{FeO}(\text{OH})$, FeCO_3 , CaCO_3 , CaSO_4 et SiO_2 .

La formation de l'un ou l'autre des différents composés dépend fortement de la température qui affecte les propriétés de la solution (telle que la viscosité de l'eau) et les propriétés thermodynamiques (tels que le coefficient d'activité, et l'enthalpie).

Les changements de température affectent également la nature des produits de corrosion, par conséquent les propriétés physiques du dépôt (coefficients thermiques d'expansion et densités) diffèrent d'un composé à un autre, le pipe est ainsi soumis à des contraintes mécaniques de deux origines différentes : Les unes liées aux différences de dilatation thermique entre le métal et les différents composés du produit de corrosion, les autres liées à la différence de volume entre ces mêmes composés et le métal, ces contraintes au sein du dépôt provoquent l'écaillage et la formation de fissures entraînant ainsi une rapide dégradation du pipe.

Référence

[1] : la norme Internationale ISO 8044 (1999).

<https://www.iso.org/obp/ui>

[2] : M. Lebrini. «Synthèse et études physicochimiques de nouveaux thiadiazoles inhibiteurs de corrosion de l'acier en milieu acide», Thèse de doctorat, Université des sciences et Technologies de Lille, (2005).

Corrosion des métaux, ENSPM formation industrie - IFP training, France, 2005.

[3] : Daufin et Talbot, 1971.

[4] CEFRACOR, Matériaux métalliques, phénomènes de corrosion, quatrième partie, les différentes formes de corrosion aqueuse, CEFRACOR 2003, pp 75-86

[5] : Usher, KM., Kaksonen, AH., Cole, I., Marney, D., (2014). Critical review : Microbially influenced corrosion of buried carbon steel pipes. International Biodeterioration and Biodegradation, 93(0), 84-106..

[6] : http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_uniforme.htm

[7] :D.Randolt, Traité des Matériaux Corrosion et Chimie de Surfaces des Métaux, (1993), 12, 11, 91,111-116, 332,333.

[8] :<http://hmf.enseeiht.fr/travaux/bei/beiere/content/differents-types-de-corrosion>

[9] :D. LANDOLT, "Traité des Matériaux Corrosion et Chimie de Surfaces des Métaux", pages 3;9;10;11,1993.

[10]: D. LANDOLT, "Traité des Matériaux Corrosion et Chimie de Surfaces des Métaux", pages 3;9;10;11,1993

[11] : http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_erosion.htm

[12]: http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_erosion.htm

[13] : le livre multimédia de la

corrosionhttp://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_contrainte.htm

[14]+[15]+[16] : <https://www.sealxpert.com/factors-influencing-rate-of-corrosion>

[17] S.D. Zhu, A.Q. Fu, J. Miao, Z.F. Yin, G.S. Zhou, J.F. Wei, Corrosion of N80 carbon steel in oil field formation water containing CO₂ in the absence and presence of acetic acid; *Corrosion Science*; 53 (2011) 3156–3165.

[18] J.C. Rushing and M. Edwards, The Role of Temperature gradients in Residential Copper Corrosion, *Corrosion Science*, 46(8), 1883-1893 (2004).

[19] Fiksdal, L.: 1995, 'Water Quality and Internal Corrosion of Iron Pipes', in PROCEEDINGS OF INTERNAL CORROSION IN WATER DISTRIBUTION SYSTEMS, May 22-24, Goteborg, Sweden, pp. 111–115.

[20]: G. WRANGLÉN, Corrosion and protection of metals, Chap. and Hall, London (1985)

[21]: E. Heitz, Proc. 4th European Symposium on Corrosion Inhibitors, Ann, Univ. Ferrara, Italy, N.S., Sez. V, Suppl. 6, 432 (1975).

[22]- Z. Tang, S. Hong, W. Xiao and J. Taylor, Characteristics of Iron Corrosion Scales Established under Blending of Ground, surface and Saline Waters and their Impacts on Iron Release in the Pipe Distribution System, *Corrosion Science*, 48(2), 322-342 (2006).

[23]-L.S. McNeill and M. Edwards, Iron Pipe Corrosion in Drinking Water Distribution Systems, *J. AWWA* 93(7), 88-100 (2001).

[24] JOULIE, R., 1998. Mécanique des fluides appliquée, ELLIPSES, Paris.

[25] Mikako Takeda, Takashi Onishi, Shouhei Nakakubo, and Shinji Fujimoto, Physical Properties of Iron-Oxide Scales on Si-Containing Steels at High Temperature. *Materials Transactions*, Vol. 50, No. 9 (2009) pp. 2242 to 2246

[26] [https://www.degruyter.com/dg/viewarticle/j\\$002fammin.2016.101.issue-6\\$002fam-2016-5458\\$002fam-2016-5458.xml](https://www.degruyter.com/dg/viewarticle/j$002fammin.2016.101.issue-6$002fam-2016-5458$002fam-2016-5458.xml)

[27] Pavel Tesárek, Robert Černý, Jaroslava Drchalová, Pavla Rovnaníková, Thermal and hygric properties of gypsum: reference measurements,

<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.629.9809&rep=rep1&type=pdf>

[28] <http://perso.ens-lyon.fr/yanick.ricard/Article/carbo.pdf>

[29] <http://accuratus.com/fused.html>

[30] http://www.s-k-h.com/media/de/Service/Werkstoffblaetter_englisch/Leitungsrohre/X52_L360xx_engl.pdf

Résumé

Cette étude a eu essentiellement pour but de déterminer les causes principales de la dégradation rapide des concentriques API N 80 utilisés dans la région de HAOUD BERKAOUI dans les puits producteurs d'eau.

L'analyse chimique de l'eau de l'ALBIEN a montré que c'est une eau chlorurée, riche en sulfates et carbonates, elle est surtout entartrante.

La diffraction des rayons X a été utilisée pour déterminer la structure cristalline des pipes et la nature des dépôts de corrosion, elle a nous a permis de montrer que les pipes sont des aciers de structure ferritique cubique centrée avec un paramètre de maille $a=2.867\text{\AA}$ et que les dépôts de corrosion est hétérogène et est constitué des produits cristallins suivants : Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , $\text{FeO}(\text{OH})$, FeCO_3 , CaCO_3 , CaSO_4 et SiO_2 .

La formation de l'un ou l'autre des différents composés dépend fortement de la température, cette dernière affecte de manière significative la nature du produit de corrosion, ainsi pour une même variation de la température, le fer (pour lequel $\alpha=12.5 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$) se contracte ou se dilate de plus de 46% que Fe_2O_3 ($\alpha=8.35 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$) et de plus de 40% que Fe_3O_4 ($\alpha=8.92 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$). Ces différences provoquent des contraintes mécaniques liées aux variations de température.

Par ailleurs et comme les dépôts sont hétérogènes, les différents composés du produit de corrosion ont différentes densités soit un PBR de 2.14 pour $\text{Fe}/\text{Fe}_2\text{O}_3$, et de 2.10 pour $\text{Fe}/\text{Fe}_3\text{O}_4$. Les différentes valeurs du rapport PBR sont supérieures à l'unité, comme conséquences des contraintes de compression se créent au sein du dépôt, elles sont d'autant plus grandes que les surfaces corrodées sont concaves ou convexes,

Les contraintes au sein du dépôt provoquent l'écaillage et la formation de fissures entraînant une dégradation rapide du pipe, sa durée de vie est ainsi fortement réduite.