

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A. M. OULHADJ - Bouira
Faculté des Sciences Appliquées
Département de Génie des Procédés



Mémoire

Réalisé par

HAMANI Imane
MIDOUN Lydia

Pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie Chimique

Suive de moyens de lutte anti corrosion dans les installations pétrolières de Sonatrach

Soutenu le 18/06/2026

Devant le jury :

M ^{me} . ZIANI	Salima	Professeur	UAMO	Présidente
M ^{me} . ZAABAR	Aida	Professeur	UAMO	Examinatrice
M.SAHNOUNE	Mohamed	MCA	UAMO	Encadrant

Année Universitaire : 2025/2026



نموذج التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لإنجاز بحث.

انا الممضي اسفله،

السيد(ة) السيدون ل. م. د. ب. د. الصفة: طالب (ة)

الحامل (ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 458539175 والصادرة بتاريخ 24.02.17

المسجل(ة) // بكلية العلوم التطبيقية قسم هندسة الطرائق

والمكلف (ة) بإنجاز اعمال بحث (مذكرة، التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، أطروحة دكتوراه).

عنوانها: Développement de moyens de lutte anti

corrosion dans les installations pétrolières de Sonatrach

SAHWAINE M

تحت إشراف الأستاذ(ة):

أصرح بشرفي اني ألتم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الاخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة في

انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 10/6/2026

توقيع المعني(ة)

رأي هيئة مراقبة السرقة العلمية:

النسبة: 22.0%



الامضاء:



نموذج التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لإنجاز بحث.

انا الممضي اسفله،

السيد(ة) حسان بيجان الصفة: طالب (ة)

الحامل(ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 1485224851 والصادرة بتاريخ 04/06/2022

المسجل(ة) / بكلية العلوم التطبيقية قسم هندسة الطرائق

والمكلف(ة) بإنجاز اعمال بحث(مذكرة، التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، اطروحة دكتوراه).

عنوانها: Développement de moyens de lutte
anti-corrosion dans les installations pétrolières de Sonatrach
M. SAHNOUNE

تحت إشراف الأستاذ(ة):

أصرح بشرفي اني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الاخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة في
انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 10/06/2026

Hanane

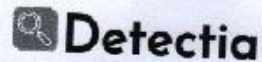
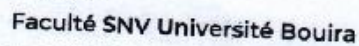
توقيع المعني(ة)

رأي هيئة مراقبة السرقة العلمية:

22.0 %

النسبة:





CERTIFICAT D'ANALYSE

NOM DU DOCUMENT

PFE HAMANI-MIDOUN_GC.pdf

SOUJIS PAR

Département Génie des Procédés FSSA Enseignant

TYPE D'ANALYSE

Usage universitaire

DATE DE SOUMISSION

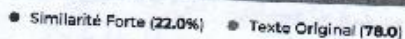
2026-06-08

ÉTUDIANT CONCERNÉ

HAMANI Imane & MIDOUN Lydia

22.0 %

TAUX GLOBAL DE SIMILARITÉ



SOURCES IDENTIFIÉES	
Internet	151
Base Dactévis	141
Dépôt Institutionnel	10
	0

CITATIONS & RÉFÉRENCES	
	0,34%
Juridique (Lois)	0,0%
Religieux (Textes sacrés)	0%
Autres	0,3%

AVIS LÉGAL

Ce document est un rapport technique généré automatiquement par la plateforme Detectis. Il ne constitue pas à lui seul une preuve de plagiat. L'interprétation des résultats incombe aux instances académiques compétentes, conformément à l'arrêté N° 1002 du 27 Décembre 2020 fixant les règles relatives à la prévention et la lutte contre le plagiat.

Signature Numérique



REF: 1988J18-34733B

Cochet et Signature



Dédicaces

À nos parents, pour leur soutien inconditionnel et leur amour infini.

À nos familles et nos amis, pour leur présence et leurs encouragements constants.

Au petit Adem, notre compagnon secret qui nous a donné la force de réussir.

- ***Imane et lydia***

Remerciements

Nous exprimons nos profonds remerciements à notre promoteur, **M. SAHNOUNE Mohamed**, pour son encadrement précieux, sa participation active et sa patience tout au long de notre projet, ainsi que pour la confiance qu'il nous a accordée.

Notre vive reconnaissance s'adresse également à **M. Ben Baha Chabane**, pour nous avoir guidés, encadrés et soutenus avec autant de bienveillance durant la réalisation de ce travail.

Nous tenons à témoigner notre gratitude aux membres du jury qui nous font l'honneur d'évaluer ce mémoire. Nous saluons tout particulièrement **M^{me} ZIANI Salima**, pour avoir accepté d'en assurer la présidence, ainsi que **M^{me} ZAABAR Aida**, pour l'intérêt qu'elle a porté à notre manuscrit en qualité d'examinatrice.

Chaleureux remerciements à l'ensemble du corps enseignant qui a contribué de près ou de loin à notre parcours universitaire et à notre formation.

Enfin, nous remercions chaleureusement le personnel de la **Station de Pompage de Beni Mansour (SBM) - Sonatrach** pour son accueil sur le terrain, sa précieuse collaboration et ses conseils avisés tout au long de notre étude expérimentale.

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------------	----------

CHAPITRE I : Généralités sur la corrosion

I.1. Définition.....	3
I.2. Corrosion dans l'industrie pétrolière	3
I.3. Réaction de la corrosion	3
I.4. Source de corrosion	4
I.4.1. Corrosion chimique	4
I.4.2. Corrosion biochimique	4
I.4.3. Corrosion électrochimique	5
I.5. Facteurs de corrosion.....	5
I.6. Types de corrosion	6
I.6.1. Corrosion uniforme	6
I.6.2. Corrosion localisée	7
I.6.3. Corrosion galvanique.....	8
I.6.4. Corrosion par piqûres	9
I.6.5. La corrosion sous contrainte.....	10
I.6.6. La corrosion caverneuse	10
I.6.7. Corrosion CO ₂	11
I.6.8. Corrosion érosive.....	11
I.6.9. Corrosion haute température	12
I.7. Lutte contre la corrosion.....	12

I.7.1. Choix du matériau	12
I.7.2. Protection par revêtements	13
I.7.3. Protection électrochimique	14
I.7.4. Protection par inhibiteurs	16

CHAPITRE II : Station de pompage de Beni Mansour (SBM)

II.1. Présentation de la station.....	18
II.2. But de la station.....	18
II.3. Description de la station.....	19
II.3.1. Entrée de la station	19
II.3.2. Filtration	20
II.3.3. Stockage	20
II.3.4. Les Cuve des purges.....	21
II.3.5. Les Pompes principales.....	22
II.3.6. Les Pompes booster.....	23
II.3.7. Gare racleur départ.....	23
II.3.8. Les Soupapes de sécurité	24
II.3.9. Drainage et purge	24
II.4. Mesure d'épaisseur.....	24
II.4.1. Description de l'appareil ultrason	24
II.5. Moyens de lutte contre la corrosion au niveau de tour 710	25
II.5.1. Étude des mécanismes de corrosion de la conduite de retour d'eau de refroidissement (CWS-105-5001) – Cas de la tour de refroidissement 710.....	25
II.5.2. Processus de traitement des eaux de refroidissement au niveau de tour 710.....	31
II.5.3. Les techniques de contrôle de la vitesse de corrosion par l'eau de refroidissement	31

II.5.4. Contrôle vitesse de corrosion par mesure d'épaisseur aux zones sensibles à la corrosion selon API 570	33
---	----

CHAPITRE III : Résultat et Interprétation

III.1. Optimisation du traitement de l'eau de refroidissement à l'aide du logiciel 3D TRASAR	38
III.1.1. Chimie de l'eau et données de l'enquête MOC	40
III.1.2. Interprétation des résultats de simulation	44
III.2. Résultats contrôle de la vitesse de corrosion par les coupons de corrosion	46
III.3. Résultats de calcul de la vitesse de corrosion par mesure d'épaisseur aux zones sensibles à la corrosion selon API 570	48
Conclusion générale.....	610
Références bibliographique	61
Annexes	63

Liste des figures

Figure I.1 Corrosion uniforme.	7
Figure I.2. Corrosion galvanique : anode sacrifiée qui protège la cathode	9
Figure I.3 La corrosion par piquûres.	9
Figure I.4 Corrosion CO ₂	11
Figure I.5. Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles	15
Figure I.6 Principe de la protection cathodique par courant imposé	16
Figure II.1 Canalisations de SONATRACH et la situation géographique du SBM	18
Figure II.2. Vue synoptique de la station SBM.	19
Figure II.3 Synoptique de système de filtration	20
Figure II.4 Les bacs de stockage (R651 et R562) réseau principal.	21
Figure II.5 Synoptique pompe principale	22
Figure II.6 Synoptique Pompe boosting.	23
Figure II.7 Liquide couplant ultrasonique	25
Figure II.8 État d'entartrage et de corrosion	27
Figure II.9. La réaction qui se déroule à l'interface du métal.	28
Figure II.10 Structure d'un biofilm bactérien	30
Figure II.11 la composition d'un biofilm bactérien.....	31
Figure III.1 Synthèse des performances hydrauliques, thermiques et chimiques du système de refroidissement TOUR 710.....	39
Figure III.2 Résultats de l'optimiseur –analyse des paramètres.....	44

Liste des tableaux

Tableau I.1 Les facteurs de la corrosion.....	5
Tableau I.2 Les différentes formes de la corrosion localisée.	8
Tableau I.3 Résistance intrinsèque des métaux courants aux principaux milieux corrosifs	13
Tableau II.1 Caractéristique des bacs de stockage.	21
Tableau II.2 Les paramètres de sortie de chaque pompe d'expédition	22
Tableau II.3. L'évaluation de la perte d'efficacité du transfert de chaleur provoquée par l'entartrage.....	26
Tableau II.4 Epaisseur minimum pour la résistance structurale de tuyauterie en acier carbone, en service à des températures inférieures à 400 °F (205 °C).	35
Tableau III.1. Résultats de simulation de l'eau de refroidissement de la tour 710.....	38
Tableau III.2. Produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau de refroidissement de la tour 710.....	40
Tableau III.3 Analyse de la qualité de l'eau	40
Tableau III.4 Analyse des paramètres de traitement.....	41
Tableau III.5 Paramètres de fonctionnement	42
Tableau III.6 Conditions opérationnelles.....	42
Tableau III.7 Historique et conception du système.....	43
Tableau III.8 Résultats de suivi de corrosion de 1er coupon	46
Tableau III.9 Résultats de suivi de corrosion de 2 ^{ème} Coupon.....	47
Tableau III.10 Données technique de la ligne CWS-105-5001	48
Tableau III.11 Données techniques de la ligne CWS-105-5001 (suite)	49
Tableau III.12 Données mesurées de la 1ère inspection.....	52
Tableau III.13 Données Mesurées de la 2ème inspection (suite).	53
Tableau III.14 Résultats du calcul de vitesse de corrosion	55
Tableau III.15 Résultats du calcul de vitesse de corrosion (suite).....	56

Liste des abréviations

- API : American Petroleum Institute (Institut Américain du Pétrole)
- API 5L: Spécification standard de l'API pour les tubes de canalisation
- ASTM : Société Américaine pour les Essais et les Matériaux
- CWS : *Cooling Water System* (Système d'Eau de Refroidissement / Ligne CWS-105-5001)
- HPS : High stress polymer
- HT° : Haute Température
- Ksp : Produit de solubilité
- MPa : Mégapascal (unité de pression ou de contrainte mécanique)
- NACE : National Association of Corrosion Engineers
- OB1 / OG1: Désignations techniques des oléoducs de transport et d'expédition de la station
- pH : Potentiel Hydrogène
- PVA / PVC : Polyacétate de vinyle / Polychlorure de vinyle
- R651 / R562 / R561 : Repères réglementaires d'identification des bacs de stockage de brut
- SBM: Station de Pompage de Beni Mansour
- SRB: Bactéries Sulfato-Réductrices

Introduction générale

L'industrie pétrolière et gazière constitue l'un des piliers stratégiques de l'économie mondiale. Toutefois, le transport et le stockage des hydrocarbures sont confrontés à des défis techniques et environnementaux majeurs, parmi lesquels la corrosion, phénomène de dégradation des matériaux par réactions chimiques ou électrochimiques avec leur environnement, constitue une menace permanente pour l'intégrité des équipements, des pipelines et des réservoirs de stockage [1].

Les conséquences de la corrosion sont à la fois économiques et humaines : interruptions de production, coûts élevés de réparation et de remplacement, risques d'accidents industriels et la pollution environnementale liée à des fuites de produits. Dans le réseau de transport par canalisation, les stations de pompage jouent un rôle central en assurant la pression nécessaire au transit continu du pétrole brut. La station de pompage de Beni Mansour (SBM) illustre cette réalité. Alimentée par des conduites majeures telles que l'OB1 et l'oléoduc d'expédition OG1 [2], la SBM gère d'importants volumes d'hydrocarbures temporairement stockés dans des bacs dédiés (R651, R562, R561).

L'évaluation de la dégradation des conduites et le calcul précis de leur durée de vie résiduelle deviennent une nécessité absolue pour anticiper les risques de rupture. C'est dans cette optique que s'inscrit le présent travail, qui vise à analyser l'impact de la corrosion au sein de la station de Beni Mansour à l'aide de codes et de normes internationales.

Pour répondre à cette problématique, notre étude est structurée en trois chapitres : le premier chapitre est consacré pour les généralités sur la corrosion, la classification de différents types de corrosion et les principaux facteurs d'influence ainsi que les différentes techniques de lutte et de protection utilisées dans l'industrie. Le deuxième chapitre présentera le cadre de notre étude, à savoir la station de pompage de Beni Mansour (SBM). Le troisième chapitre quant à lui exposera l'ensemble de nos résultats expérimentaux et numériques.

CHAPITRE I : Généralités sur la corrosion

Cette section détaille les types de corrosion rencontrés dans les industries pétrolières et gazières et les méthodes de protection. L'objectif est de comprendre les interactions entre les matériaux et leur environnement pour prévenir les défaillances.

I.1. Définition

La corrosion est une interaction physico-chimique entre un métal et son environnement entraînant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal et des modifications de ses propriétés mécaniques, électriques, etc, de son environnement ou du système technique constitué par les deux facteurs (métal et l'environnement). [3]

Selon la NACE (National Association of Corrosion Engineers), la corrosion est une détérioration d'un matériau métallique, qui résulte d'une réaction avec son environnement. Soit un environnement gazeux, liquide, biologique ou d'extraction pétrolière. [4]

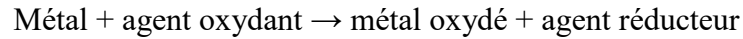
I.2. Corrosion dans l'industrie pétrolière

La corrosion dans l'industrie pétrolière et gazière, phénomène largement répandu, entraîne une modification destructrice des métaux des pipelines de transport de pétrole, des équipements des champs pétrolifères, des unités de traitement du gaz et des raffineries, des vannes, des réservoirs et autres équipements spéciaux du processus de production [5]. Ce phénomène est le résultat de l'action des substances corrosives, présentes dans le pétrole brut. Divers facteurs doivent être pris en considération pour résoudre les problèmes de corrosion. Parmi les facteurs importants qui favorisent la corrosion, on cite : le type de roches réservoirs, les acides utilisés pour la stimulation, les équipements de puits de pétrole, tels que les tubings et les cuvelages et les conditions de fonctionnement. [6]

I.3. Réaction de la corrosion

La corrosion des métaux résulte d'une réaction d'oxydoréduction irréversible entre le métal et un agent oxydant présent dans l'environnement.

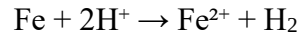
L'oxydation du métal s'accompagne de la réduction de l'agent oxydant selon la réaction suivante :



Toute réaction d'oxydoréduction se compose de deux réactions élémentaires : une réaction partielle d'oxydation (réaction partielle anodique), et une réaction partielle de réduction (réaction partielle cathodique), comme montré par l'exemple ci-dessous :

- $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ (anodique)
- $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ (cathodique)

Réaction globale :



I.4. Source de corrosion

Il existe plusieurs sources de corrosion, souvent classées selon la nature de l'interaction entre le métal et son milieu tel que :

I.4.1. Corrosion chimique

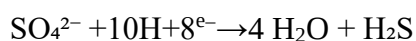
La corrosion chimique ne fait pas intervenir le passage d'un courant électrique entre le solide et le gaz et/ou liquide, elle résulte d'une réaction hétérogène entre le métal et la phase gazeuse ou liquide

Lorsque le réactif est gazeux, la corrosion est dite sèche et il se forme un dépôt solide plus ou moins protecteur. Lorsque la phase est liquide est en général accompagné de la corrosion électrochimique sont extrêmement rares. On peut dire que la corrosion chimique résulte de réactions chimiques entre le métal et son environnement.

I.4.2. Corrosion biochimique

La corrosion biochimique correspond à l'attaque des matériaux métalliques par des micro-organismes, particulièrement les sulfate-reducing bacteria (SRB comme *Desulfovibrio*), *thiobacillus* ou des bactéries acido-productrices, se manifestant dans les canalisations enterrées, sous réservoirs de stockage ou zones anoxies pétrolières humides. Ces bactéries génèrent des

composés agressifs tels que le sulfure d'hydrogène (H_2S) via la réduction du sulfate ($\text{SO}_4^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{S}$), le dioxyde de carbone (CO_2) par respiration aérobie, ou des acides organiques (acétique, lactique) par fermentation, qui attaquent le métal en abaissant localement le pH (<4), favorisant ainsi la dissolution anodique et formant des piqûres profondes, des dépôts de FeS noir ou des microfissures par stress cracking induit [7].



I.4.3. Corrosion électrochimique

En milieu liquide, la corrosion électrochimique résulte de l'oxydation du métal en ions/oxydes (réaction anodique), couplée à la réduction de l'agent corrosif dans l'électrolyte. Les hétérogénéités métalliques ou électrolytiques forment des piles locales où un courant circule d'anode vers cathode, attaquant exclusivement les zones sacrificielles. Ce transfert électronique métal-solution nécessite obligatoirement un réducteur (H_2O , O_2 , H^+) sans lequel la corrosion ne peut s'enclencher.

I.5. Facteurs de corrosion

Le phénomène de corrosion dépend d'un nombre de facteurs généralement en relation les uns avec les autres à la suite de réactions chimiques, se produisant à la surface des métaux, d'alliages, sous l'action de l'environnement.

Ces facteurs peuvent être d'origine interne ou externe, comme le montre le tableau suivant :

Tableau I.1 Les facteurs de la corrosion [8].

Critère de classement	Facteurs
Milieu	- Concentration du réactif. - Teneur en Oxygène, en impuretés, en gaz dissous (CO_2, NH_3, H_2S...). - Acidité du milieu, salinité, résistivité. - Température, pression. - Présence de bactéries.

Métal	- Composition d'alliage, hétérogénéités cristallines. - Procédés d'élaboration. - Impuretés dans l'alliage, inclusions. - Traitements thermiques, mécaniques. - Additions protectrices.
Conditions d'emploi	- Etat de surface, défauts de fabrication. - Formes de pièces. - Sollicitations mécaniques. - Emploi d'inhibiteurs. - Procédés d'assemblage (couples galvaniques, soudures, etc.). - Croûte d'oxydes superficiels. - Force électromotrice extérieure (électrolyse).
Temps	- Vieillissement. - Tensions mécaniques internes ou externes. - Température- modalité d'accès de l'oxygène ou autre gaz dissous. - Modification des revêtements protecteurs. - Apparition d'un dépôt (calcaire ou autre)

I.6. Types de corrosion

La classification des types de corrosion est essentielle pour comprendre comment un matériau s'abîme. Voici les formes les plus courantes :

I.6.1. Corrosion uniforme

La corrosion uniforme ou généralisée est la forme la plus courante, elle correspond à une attaque homogène de toute la surface du métal exposée à la solution corrosive ; elle se développe à une vitesse sensiblement constante et résulte de réactions chimiques ou électrochimiques affectant l'ensemble de la surface métallique. Elle se traduit par une dissolution uniforme de la surface métallique en contact avec l'agent agressif [9]. Ce phénomène se traduit par une

dissolution uniforme du métal, entraînant une diminution progressive de son épaisseur au cours du temps ou une perte de masse par unité de surface et par unité de temps, mesurée typiquement en mm/an ou $\text{g/m}^2\cdot\text{h}$ via des tests de perte de poids (ASTM G31). Ce type de corrosion se développe généralement dans les milieux acides (ex. : H_2CO_3 issus de CO_2 dissous en pétrolier, pH 3,5-5,5) ou alcalins (ex. : solutions OH^- concentrées), où les réactions anodique et cathodique (ou O_2 réduction en aéré) se produisent simultanément et distribuées sur toute la surface sans hétérogénéité majeure, favorisant une dégradation prévisible mais cumulative sur aciers au carbone exposés.



Figure I.1 Corrosion uniforme.

I.6.2. Corrosion localisée

La corrosion localisée résulte généralement de l'existence d'une hétérogénéité du matériau ou de l'environnement qui se concentre sur des zones spécifiques de sa surface, contrairement à la corrosion uniforme. Elle correspond à des zones anodiques par opposition aux parties non attaquées cathodiques. Ce type peut se manifester sous différentes formes, telles que la corrosion par piqûres, ou la corrosion inter granulaire...

Cette forme de corrosion est plus difficile à contrôler que la corrosion uniforme (généralisée) et son évaluation nécessite des observations métallographiques et des mesures électrochimiques.

La corrosion localisée se présente sous plusieurs formes, que l'on peut schématiser comme suit :

Tableau I.2 Les différentes formes de la corrosion localisée.

Corrosion localisée	
Macroscopique	Microscopique
Corrosion galvanique	Corrosion inter-cristalline
Corrosion par piqûres	Corrosion sélective
Corrosion-érosion	Corrosion sous contrainte
Corrosion cavitation	Corrosion sous fatigue
Corrosion par crevasse	Fragilisation par l'hydrogène
Corrosion filiforme	
Frottement – corrosion	

I.6.3. Corrosion galvanique

La corrosion galvanique survient lorsque deux métaux de potentiels électrochimiques différents entrent en contact électrique dans un milieu humide conducteur. Le métal moins noble se transforme en anode sacrificielle et se dissout rapidement (réaction d'oxydation), tandis que le métal plus noble joue le rôle de cathode protégée où s'effectue la réduction de l'espèce oxydante du milieu (O_2 , H^+). Ce phénomène, également appelé "effet de pile métallique", nécessite impérativement la présence d'un électrolyte pour permettre la circulation du courant galvanique, même en l'absence de contact direct entre les deux métaux.

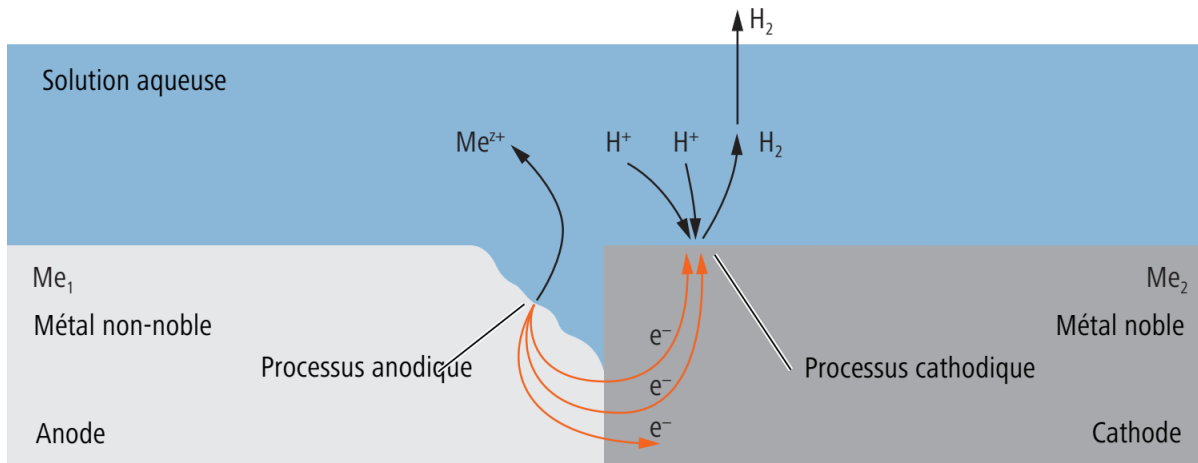


Figure I.2. Corrosion galvanique : anode sacrifiée qui protège la cathode. [10]

I.6.4. Corrosion par piqûres

La piqûration est une forme de corrosion localisée qui se traduit par la formation, sur la surface du métal, de cavités aux formes irrégulières dont le diamètre et la profondeur varient suivant plusieurs paramètres propres au métal, au milieu et aux conditions de service. Ce type de corrosion est produit par des anions, principalement par les ions chlorures et d'un oxydant [11].

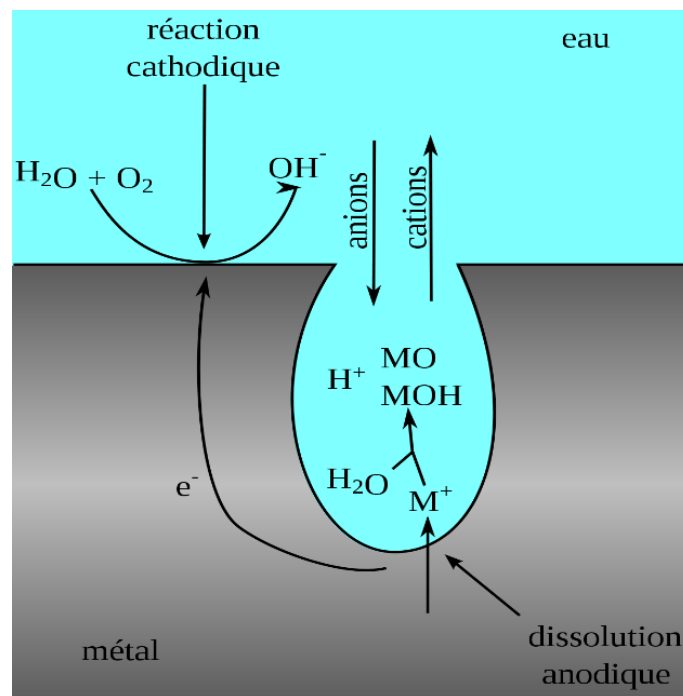


Figure I.3 La corrosion par piqûres. [12]

La corrosion par piquûres se produit sur tous les métaux passifs comme l'aluminium, ses alliages et les aciers inoxydables dans des milieux suffisamment agressifs se déroule en trois étapes: d'abord, les chlorures Cl^- s'accrochent au film protecteur (Cr_2O_3) et le percent localement avec des complexes solubles ; ensuite, l'acidité explose dans le trou ($\text{pH} < 2$) par hydrolyse du fer qui génère des H^+ + plus de Cl^- accumulés, creusant vite ; enfin, ça perce en profondeur (trou fin mais très profond) ce qui cause une fuite catastrophique sur les pipelines chlorurés- CO_2 .

I.6.5. La corrosion sous contrainte

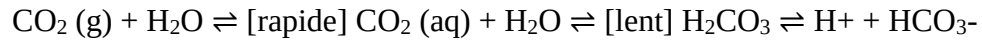
La corrosion sous contraintes, aussi appelée « fatigue-corrosion », est un problème majeur dans l'industrie pétrolière, résultant de l'action simultanée d'un milieu corrosif et d'une contrainte mécanique. Ce mécanisme synergiquement agressif conduit à l'amorçage et à la propagation de fissures fragiles dans le métal, souvent de façon localisée et difficile à détecter, initié par l'adsorption d'espèces agressives (H^+ , Cl^- , H_2S ou CO_2 dissous) qui fragilisent les liaisons atomiques aux défauts cristallins ou inclusions, combinée à des cycles de chargement alterné (fatigue) ou statique (contrainte tendue). Dans les environnements pétroliers acides (pH 3-6, T 60-150 °C), cette interaction accélère la vitesse de fissure de 10^3 à 10^5 fois par rapport à la fatigue mécanique seule, menant à des ruptures brutales et inattendues des composants critiques comme les tuyaux en acier au carbone API 5L, les cuves ou les soudures en acier inoxydable, avec des taux de propagation $da/dt > 10^{-5}$ mm/s critiques non détectables par inspection visuelle standard.

I.6.6. La corrosion caverneuse

La corrosion caverneuse est due à une différence d'accessibilité de l'oxygène entre deux parties d'une structure, créant ainsi une pile électrochimique localisée. Cette attaque sélective du métal se manifeste dans les fissures, crevasses, zones sous joints, dépôts ou cavités où l'oxygène est appauvri, tandis que les surfaces exposées restent cathodiques et intactes. Elle s'accompagne souvent de petits volumes de solution corrosive stagnante favorisant l'hydrolyse des cations métalliques (ex. : $\text{Fe}^{2+} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_2 + 2\text{H}^+$), l'accumulation d'anions agressifs (Cl^- , SO_4^{2-}) et une acidification locale ($\text{pH} < 3$), empêchant la repassivation et accélérant la dissolution anodique profonde (jusqu'à 1-5 mm/an), particulièrement sur les aciers inoxydables en milieux chlorurés ou pétroliers humides [13].

I.6.7. Corrosion CO₂

La corrosion CO₂, ou sweet corrosion, résulte de la dissolution physique et chimique du dioxyde de carbone gazeux dans l'eau de formation ou de condensation, selon l'équilibre :



L'acide carbonique faible (pKa1 = 6,35 ; pKa2 = 10,33) se dissocie partiellement, abaissant le pH à 3,5-5,5 et catalysant la dissolution électrochimique de l'acier :

- $\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$ (anodique)
- $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$ (cathodique)

Cette réaction génère des taux de corrosion de 0,5 à 10 mm/an à des températures de 60 à 120 °C et des pressions partielles de CO₂ (pCO₂) de 5 à 50 bars. La précipitation protectrice de FeCO₃ (sidérite, $K_{\text{sp}} = 10^{-11}$) permet ultérieurement de limiter le taux de corrosion (CR) à moins de 0,1 mm/an.



Figure I.4 Corrosion CO₂.

I.6.8. Corrosion érosive

La corrosion érosive associe l'ablation mécanique de la couche protectrice passive par l'hydrodynamique fluide et l'accélération électrochimique de la dissolution du métal de base. Ce couplage synergique multiplie les taux de corrosion par un facteur de 5 à 20 par rapport à la corrosion pure, prédominant aux géométries perturbatrices (coudes R/D < 1,5, rétrécisseurs, vannes) et en présence de solides en suspension (sable 50-500 µm, 100-1 000 ppm).

I.6.9. Corrosion haute température

La corrosion à haute température (ou "corrosion sèche") attaque les métaux dès 400 °C par contact direct avec des gaz agressifs, sans eau ni électrolyte. On parle d'oxydation, sulfuration ou carburation qui forment des écailles non protectrices. Dans les fours pétroliers ou échangeurs, ça va très vite avec la chaleur d'où l'importance du chrome/nickel.

I.7. Lutte contre la corrosion

La lutte contre la corrosion doit être une préoccupation permanente, depuis la conception des équipements jusqu'à leur entretien quotidien. Si les moyens à mettre en œuvre sont variés et dépendent en grande partie des situations d'utilisations spécifiques, le but recherché est d'empêcher la dégradation des équipements pour augmenter leur durée de vie. Les différentes méthodes de lutte contre la corrosion sont :

- Prévention par le choix du matériau ;
- Protection par revêtements ;
- La protection électrochimique ;
- Protection par des inhibiteurs.

Le choix du critère de protection dépend de la nature du milieu corrosif, des conditions de service et des exigences de durabilité des équipements.

I.7.1. Choix du matériau

Les influences défavorables du milieu et les conditions de fonctionnement sont les facteurs principaux considérés dans le choix du matériau, Aucun métal ou alliage n'assure une résistance absolue à la corrosion ; seule l'adéquation matériau-environnement détermine la performance dans des milieux agressifs spécifiques.

Le tableau ci-dessous évalue la résistance intrinsèque de plusieurs métaux face aux principaux environnements corrosifs.

Tableau I.3 Résistance intrinsèque des métaux courants aux principaux milieux corrosifs.
[14]

Milieu	Fe	Cr	Ni	Cu	Al	Zn	Ti	Ta
Air humide	-	+	+	+	+	M	+	+
Eau froide naturelle aérée	m	+	+	+	-	+	+	+
Eau de mer	-	+	+	M	M	-	+	+
Acide non oxydant	-	M	M	+	-	-	+	+
Acide oxydant	-	+	M	-	-	-	+	+
Acide + Cl ⁻	-	-	+	M	-	-	m	+
Base + O ₂	+	+	+	+	-	-	+	m
Oxydation HT°	m	+	+	-	-	-	m	-

+ : Bonne résistance (recommandé) ;

m : Résistance modérée ;

M : Faible résistance ;

- : Très faible résistance / Non recommandé

I.7.2. Protection par revêtements

La protection la plus évidente d'un métal contre la corrosion repose sur l'application d'un revêtement. On distingue deux types : les revêtements métalliques et non métalliques.

I.7.2.1. Revêtement non métallique

Le revêtement non métallique repose principalement sur les peintures et matières plastiques. Elles requièrent l'imperméabilité à l'eau et aux gaz, la grande adhérence, la stabilité chimique, l'élasticité élevée et la bonne résistance à l'usure [15].

- **Les peintures**

La méthode plus économique, elle nécessite d'appliquer deux ou plusieurs couches. Contiennent un liant majeur (PVA, PVC, époxydes) pour assurer la cohésion du film et son adhérence et un solvant (l'huile de lin, solvant organique) dont l'évaporation forme un film compact par coagulation.

- **Matières plastiques**

L'utilisation des revêtements plastiques présentent des avantages par rapport aux peintures car le plastique est bon isolateur. Cependant, leur résistance thermique reste faible.

I.7.2.2. Revêtement métallique

Le revêtement métallique protège l'acier contre la corrosion atmosphérique et l'usure. Par deux mécanismes :

Anodiques : métaux moins nobles (Zn, Cd, Al) protègent cathodiquement l'acier.

Cathodiques : métaux nobles (Pb, Sn, Ni...) exigent une absence totale de défauts.

I.7.3. Protection électrochimique

Le courant entre une anode et une cathode provoque une corrosion électrochimique. Pour le stopper, il faut donc porter le métal à un potentiel pour lequel l'intensité de la réaction élémentaire anodique est nulle ou très faible. Cela repose sur deux types de protections électrochimiques : une protection cathodique ou une protection anodique.

I.7.3.1. Protection cathodique

La méthode la plus utilisée dans le domaine de transport du pétrole et gaz. Elle est surtout utilisée pour la protection des canalisations métalliques et les réservoirs. Son principe repose sur la réduction de la tension métal-milieu à l'emmener dans sa zone d'immunité. Le courant circule du positif (+) vers le négatif (-), par conséquent le métal est protégé si le courant entre dans la structure en provenance de l'électrolyte [16].

- **Anodes sacrificielles**

Le métal à protéger est couplé à un métal moins noble que lui, plus électronégatif (magnésium, aluminium, zinc). Qui devient l'anode tandis que la structure à protéger devient la cathode du système. L'anode se corrode alors et il faut la remplacer périodiquement.

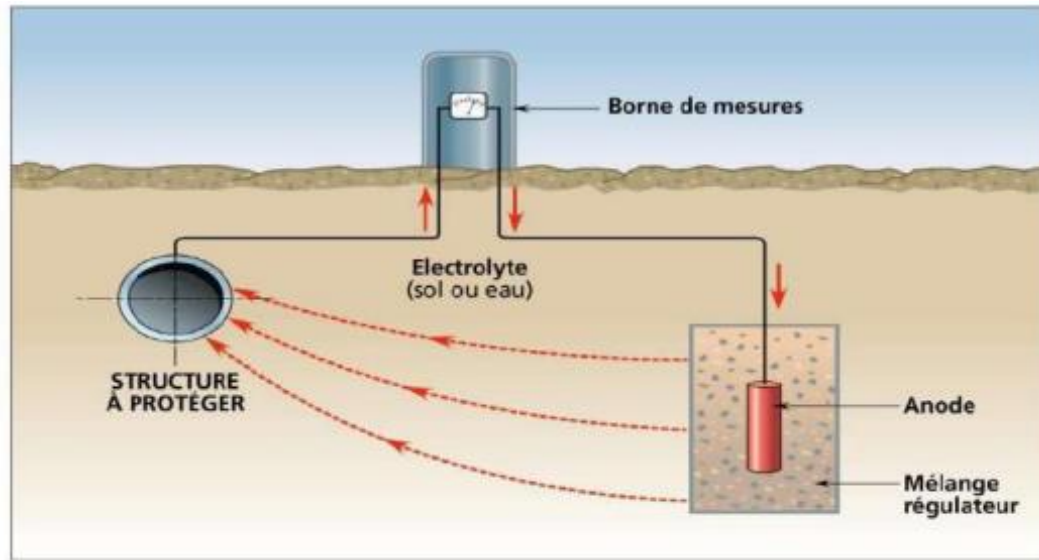


Figure I.5. Principe de la protection cathodique par des anodes sacrificielles. [17]

- **Courant imposé**

Un générateur de courant continu est branché entre l'ouvrage à protéger (cathode) et des anodes auxiliaires (déversoirs) en matériau conducteur inaltérable.

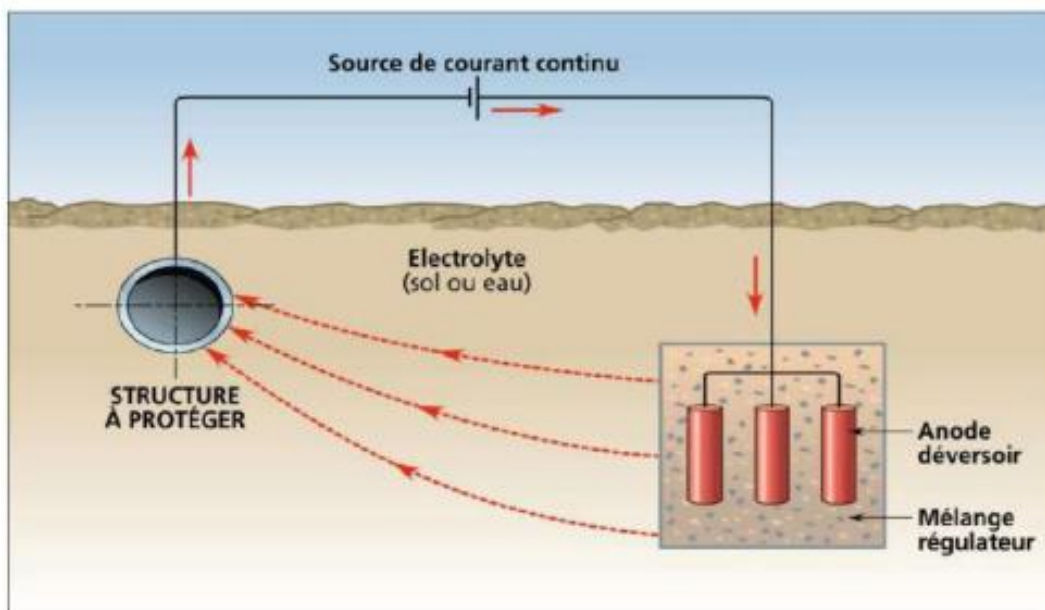


Figure I.6 Principe de la protection cathodique par courant imposé. [17]

I.7.3.2. Protection anodique

Le fer et les aciers inoxydables peuvent protégés efficacement en les plaçant en anode et en augmentant leur potentiel dans le domaine passif de la courbe de polarisation anodique. Utilisée pour les réservoirs contenant en particulier de l'acide sulfurique en raffineries pétrolières, la méthode est applicable aussi à d'autres acides [18].

I.7.4. Protection par inhibiteurs

Un inhibiteur de corrosion est une substance chimique qui ajouté en très faible quantité à l'eau ou tout autre fluide de processus considéré comme un réactif corrosif, il réduit ou neutralise l'attaque de la corrosion sur le métal sans en altérer sa composition. Les inhibiteurs de corrosion agissent en créant une barrière entre le métal et le réactif. Ils viennent se fixer à la surface du métal sous une forme qui dépend de leur nature.

On peut classer les inhibiteurs de différentes façons :

- Domaine d'application (la formulation des produits : inhibiteurs organiques ou minéraux).
- Les mécanismes d'action électrochimique (ou réaction partielle), (inhibiteurs cathodiques, anodiques ou mixtes).

- Les mécanismes d'interface et principes d'action (mécanisme réactionnel), (adsorption et/ou formation d'un film, élimination de l'agent corrosif, etc.).

CHAPITRE II : Station de pompage de Beni Mansour (SBM)

Dans ce chapitre nous proposons une présentation de la station de Béni Mansour en précisant ses objectifs. Ensuite, nous donnerons un aperçu des équipements essentiels au bon fonctionnement du site.

II.1. Présentation de la station

La station Beni Mansour est située dans la commune d'Ath Mansour (daïra de M'Chedallah) elle se situe à 50 Km de Bouira et 107 Km sud-ouest de Bejaïa. Construite dans en 1971, après la nationalisation des hydrocarbures, le site occupe une superficie de 71525 m² dont 53625 m² dédiés exclusivement à la station de pompage. L'une des plus importantes dans le réseau national de transport par canalisation de pétrole brut. Cette station permet le transport du brut vers la raffinerie de Sidi Arcine (Alger) sur un trajet de 145 Km.



Figure II.1 Canalisations de SONATRACH et la situation géographique du SBM. [19]

II.2. But de la station

L'objectif de la station est le pompage de pétrole à la raffinerie de Sidi-Arcine, Alger, pour répondre aux besoins de cette unité.

Pour réaliser cet objectif, les groupes électropompes de la station sont dimensionnés pour développer une pression de 66 bars afin de vaincre le point de contrôle culminant à 1032 m d'altitude.

II.3. Description de la station

La station de pompage de Beni-Mansour est composée de plusieurs unités techniques, chacune ayant un rôle précis dans le processus de réception, de traitement et de stockage du pétrole brut.

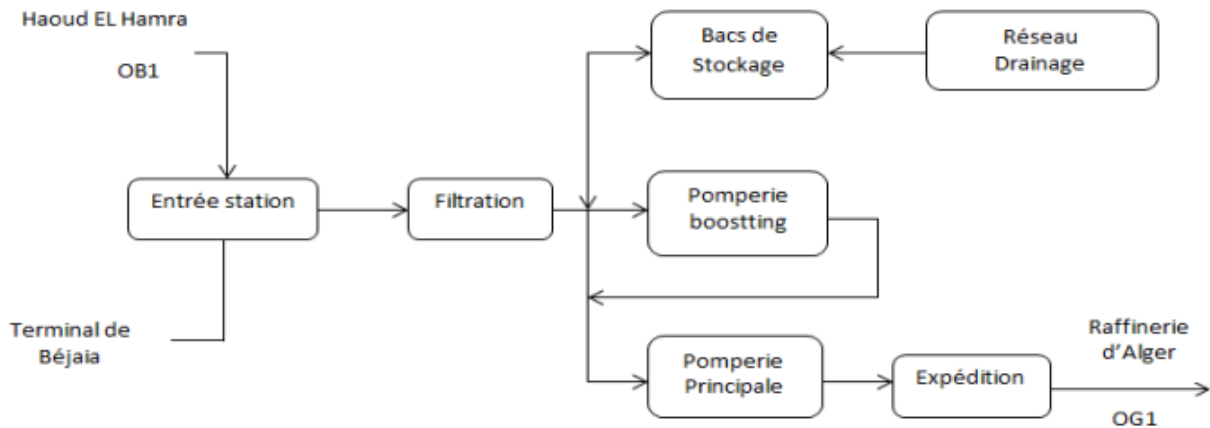


Figure II.2. Vue synoptique de la station SBM. [20]

II.3.1. Entrée de la station

La boucle de régulation FICV01 (Flow Indicating Controller Valve 01) contrôle le débit d'arrivée du brut dans la station. La mesure est transmise au DCS (Distributed Control System) par le transmetteur FT01 placé sur la ligne d'entrée de la station. Le régulateur FIC01 (Flow Indicating Controller 01) de type PI (régulation proportionnelle intégrale) assure un débit constant en agissant sur la vanne FCV₀₁ (Flow Control Valve 01) (vanne normalement ouverte) située sur la déviation OG1 afin d'alimenter de façon prioritaire la station SBM.

Une vanne motorisée « MOV01 » (Motor Operated Valve 01), est installée sur la ligne d'entrée permet l'isolement de la station. Cette vanne est commandée de trois façons différentes :

- Directement par l'opérateur (mode manuel)
- Depuis le DCS.
- Localement : moteur commandé par l'opérateur (mode électrique local).

MOV01 alterne entre deux états : ouvert ou fermé.

➤ **Position ouverte :**

- Alimentation de la pompe principale depuis le pipe OB1.
- Remplissage des bacs de stockage (R561et R562).

- Les deux actions en même temps (alimentation de la pompe principale depuis OB1 et remplissage des bacs de stockage)

➤ **Position fermée :**

- Arrêt total de la station.
- Les bacs de stockage alimentent la pompe principale via la pompe booster.

II.3.2. Filtration

Une station de filtration dont le rôle est la filtration brute se situe à l'entrée de la station. Elle comprend deux unités, l'une en marche et l'autre à l'arrêt, chacune traite plus de 1400 m³/h.

Chaque unité de filtration se compose de :

- Vanne motorisée d'entrée.
- Transmetteur de pression différentielle.
- Vanne motorisée de sortie.

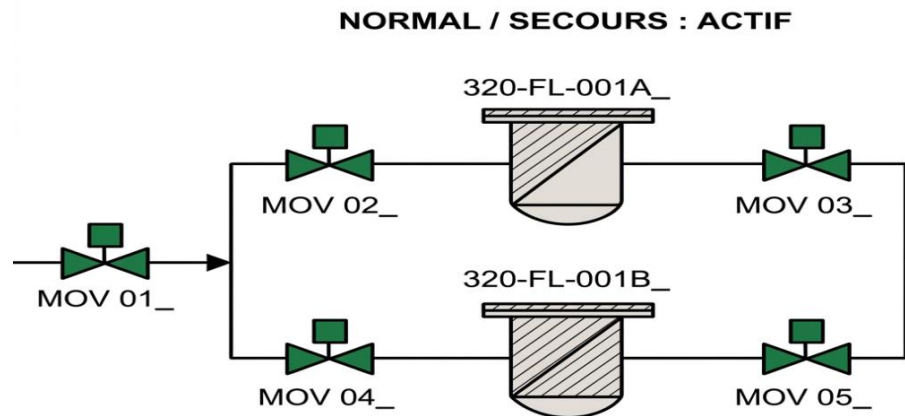


Figure II.3 Synoptique de système de filtration. [20]

La gestion de basculement des filtres se réalise soit automatiquement (mode secours), soit manuellement (mode normal).

II.3.3. Stockage

Le parc de stockage de brut comprend deux bacs de stockage d'une capacité d'environ 12000 m³ chacun, qui servent de stock tampon en cas d'indisponibilité de la ligne OB1. Ces bacs sont composés de :

- Une vanne motorisée d'entrée sur le réseau de drain et de purge
- Une vanne motorisée d'entrée/sortie sur le réseau d'arrivée de brut
- Transmetteur de niveau
- Détecteur de niveau haut
- Détecteur de niveau bas

Leur remplissage s'effectue via le réseau d'arrivée principale ou depuis le drain de réseau de purge (réseau secondaire), enfin leur vidage ne se fait que par le réseau principal.

Tableau II.1 Caractéristique des bacs de stockage[21].

Nom	R561 (1969)/ R562 (1988)
Hauteur	18 m
Hauteur de remplissage	16 m
Diamètre	30.480 m
Volume	13 345 m ³
Volume de remplissage	12000 m ³
Epaisseur a la base	16.32 mm
Epaisseur au sommet	6.32 mm

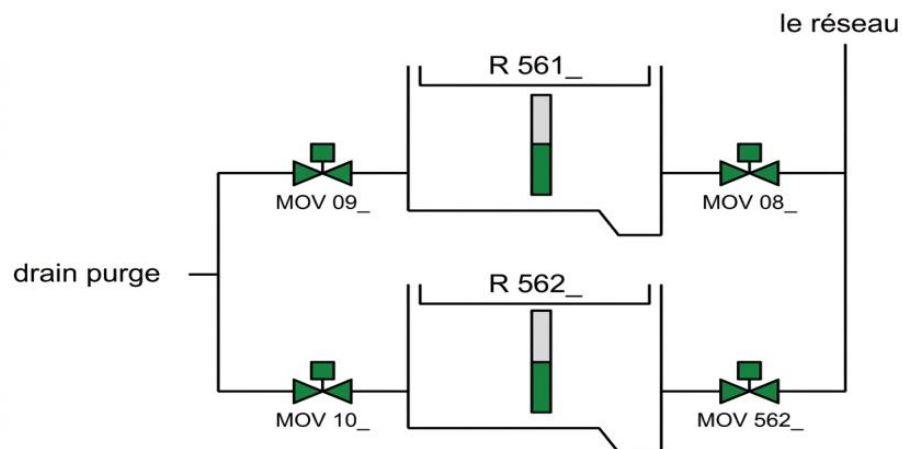


Figure II.4 Les bacs de stockage (R651 et R562) réseau principal. [20]

II.3.4. Les Cuve des purges

Pendant le fonctionnement des pompes les cuves doivent être constamment vides. Elles sont vidangées vers les bacs R561 et R562 à l'aide de deux pompes de transfert.

II.3.5. Les Pompes principales

Elle se compose de quatre pompes d'expédition, leur fonctionnement est prévu en mode 2/4 ou 3/4. Elles sont montées en parallèle et alimentées soit par la déviation de la pipe OB1, soit par la pompe booster.

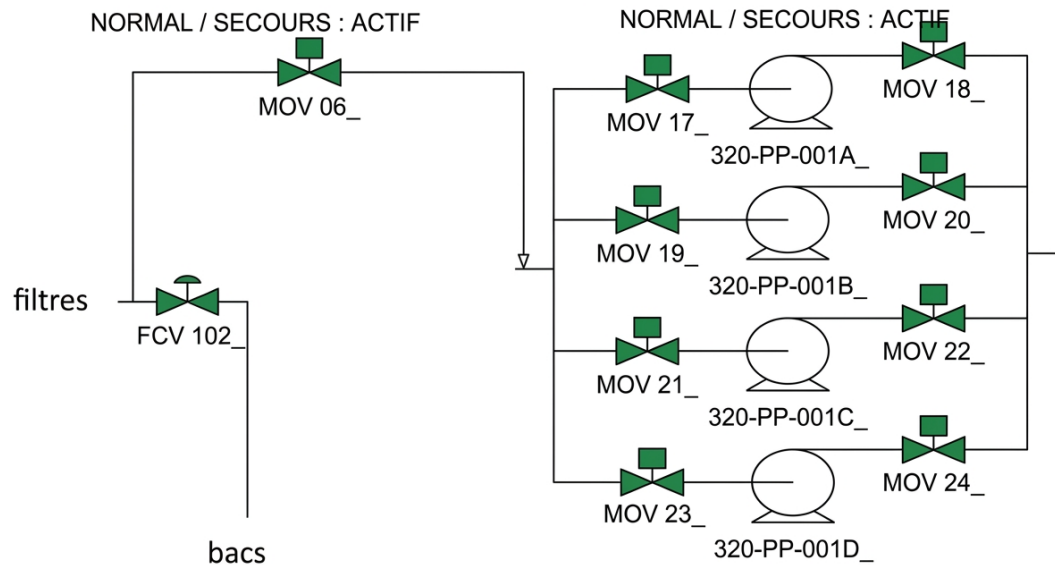


Figure II.5 Synoptique pompe principale[20]

Les pompes principales sont les équipements principaux dans le processus de pompage, elles génèrent une pression différentielle assez importante pour surmonter les hauteurs de refoulement imposée par le parcours du pipe.

Tableau II.2 Les paramètres de sortie de chaque pompe d'expédition.

Nombre de pompe en service	Régime de fonctionnement (Débit global) (m ³ /h)	Débit nominal (pour une pompe) (m ³ /h)	Pression de refoulement (bar)	Vitesse de rotation (Pour une pompe) (tr/mn)
1	217	217	59	2865
2	430	215	59	2698
3	580	193	63	2762
4	650	217	68	2865

II.3.6. Les Pompes booster

La pompe booster compose de trois pompes de gavage. Leur fonctionnement est prévu en soutirage à partir des Bacs de stockage, en mode 2/3, la pompe restante est de secours (stand-by). Ces pompes permettent l'alimentation de la pompe principale à partir des bacs de stockage, dans l'éventualité où l'apport de la ligne OB1 devient indisponible ou insuffisant.

Ces pompes assurent une pression d'aspiration suffisamment élevée pour le fonctionnement des pompes principales, et ce lors de l'aspiration depuis les bacs de stockage et elles produisent une pression différentielle d'environ 14 bar.

La ligne de gavage comprend :

- Une vanne motorisée d'aspiration.
- Une pompe de gavage.
- Détecteur (switch) de débit d'aspiration très bas.
- Mesure de débit de refoulement.
- Un détecteur de haute pression au refoulement.
- Une vanne motorisée de refoulement.
- Une ligne de recirculation.

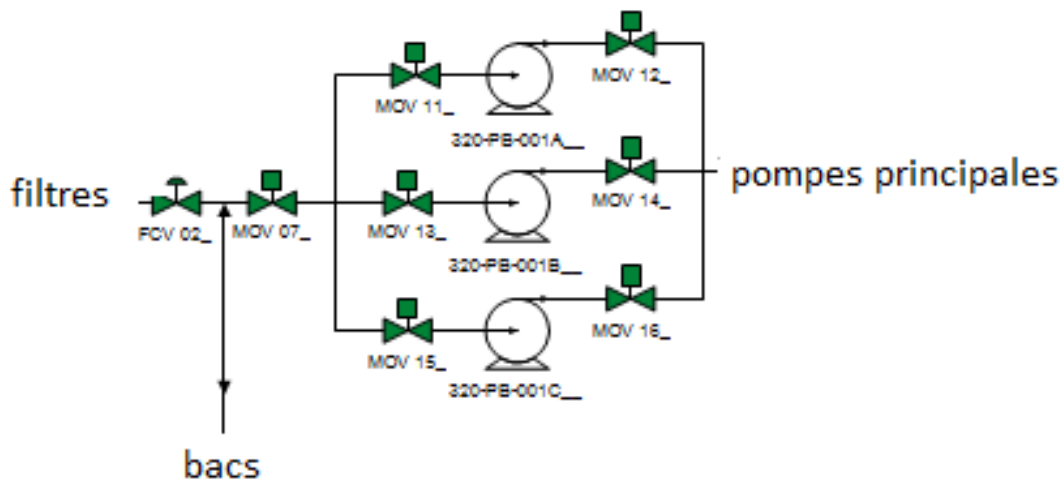


Figure II.6 Synoptique Pompe boosting. [20]

II.3.7. Gare racleur départ

Une gare racleur départ est installée sur la ligne d'expédition de brut de Beni Mansour vers Sidi Arsine (en aval des pompes principales sur l'oléoduc OG1 20"), éventuellement pour

raclage Elle permet d'introduire ou de retirer des racleurs (outils de nettoyage/inspection) sans interrompre le flux de brut.

II.3.8. Les Soupapes de sécurité

Une rampe de soupapes de sécurité destinée à protéger la conduite contre tous les surpressions accidentelles, garantissant ainsi la fiabilité et la sûreté du processus et la conformité aux de sécurité pétrolière.

II.3.9. Drainage et purge

Le réseau de la station est doté d'appareils de régulation de pression, qui n'est autre que les soupapes qui s'actionnent lorsqu'il y a une surpression, le surplus de quantité est envoyé aux citernes de purge, d'où il est transféré vers les bacs R561 et R562 à l'aide de deux pompes de transfert. Ces cuves doivent être maintenues constamment vides lors du fonctionnement des pompes.

II.4. Mesure d'épaisseur

La mesure d'épaisseur par ultrasons est une méthode de contrôle non destructif largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour évaluer l'état des parois métalliques. Elle permet de quantifier les pertes de matière dues à la corrosion, à l'érosion ou au vieillissement, sans altérer l'intégrité des équipements. Le principe repose sur la mesure du temps de trajet d'une onde ultrasonore à travers l'épaisseur du matériau, puis sur le calcul de celle-ci à partir de la vitesse de propagation des ultrasons. Cette technique, rapide et précise, est particulièrement adaptée au suivi des pipelines, réservoirs, cuves et autres installations industrielles.

II.4.1. Description de l'appareil ultrason

L'appareil ultrasonique de mesure d'épaisseur est un instrument portable composé d'une unité électronique de traitement, d'une sonde émettrice-réceptrice et d'un écran d'affichage. Une impulsion ultrasonore est émise dans la paroi à inspecter, puis le temps de retour de l'écho réfléchi par la face interne est mesuré afin de déduire l'épaisseur de la paroi. Pour assurer un bon transfert acoustique entre la sonde et la surface métallique, un **liquide couplant**

ultrasonique est appliqué entre les deux interfaces. Ce couplant élimine les poches d'air, réduit les pertes de signal et améliore la précision des mesures.



Figure II.7 Liquide couplant ultrasonique. [20]

II.5. Moyens de lutte contre la corrosion au niveau de tour 710

Différentes stratégies de protection sont appliquées pour contrôler la corrosion dans la tour 710.

II.5.1. Étude des mécanismes de corrosion de la conduite de retour d'eau de refroidissement (CWS-105-5001) – Cas de la tour de refroidissement 710

La plupart des systèmes d'eau de refroidissement en raffinerie sont de type à recirculation ouverte, équipés de tours de refroidissement à tirage mécanique. Le refroidissement s'effectue par évaporation d'une partie de l'eau, ce qui entraîne une concentration des minéraux dans l'eau en circulation. L'eau d'appoint compense les pertes dues à l'évaporation. Étant donné que l'eau d'appoint est souvent rare et coûteuse, de nombreux systèmes fonctionnent avec 2 à 4 cycles de concentration, voire davantage.

La corrosion des eaux de refroidissement n'est généralement pas problématique lorsque des tubes en alliage amirauté inhibé ou des tubes en titane sont utilisés. Toutefois, ces matériaux peuvent s'encrasser si la formation de dépôts n'est pas maîtrisée. En revanche, la corrosion des eaux de refroidissement peut endommager gravement les équipements en acier au carbone, tels que les tuyauteries et les tubes d'échangeurs de chaleur.

II.5.1.1. Philosophie du traitement

II.5.1.2. Rappel de la nécessité de traitement

Le rapport de concentration des circuits, la composition chimique de l'eau d'appoint et les conditions d'exploitation des circuits définissent leurs capacités à éviter les trois problèmes fondamentaux des eaux de réfrigération : l'entartrage, la corrosion et le développement bactérien.

II.5.1.3. Maîtrise de l'entartrage

L'entartrage limite les capacités de refroidissement, générant des phénomènes de corrosion localisés sous dépôts (par pointes de concentrations ou bactéries sulfato-réductrices).

Lutter efficacement contre les précipitations minérales, revient à :

- Contrôler les concentrations de calcium et de carbonates en circuit (contrôle TH, TAC). Des concentrations mal maîtrisées peuvent conduire à la formation de tartre (CaCO_3) qui génèrera de la corrosion sous-dépôt et des pertes d'échanges thermiques.
- Empêcher la précipitation d'autres composés minéraux introduits en circuit, tels que les phosphates de calcium (les phosphates sont utilisés comme inhibiteurs de corrosion anodiques) et phosphates de fer.
- Allonger la durée de vie des équipements et des matériaux présents dans le circuit.

Tableau II.3. L'évaluation de la perte d'efficacité du transfert de chaleur provoquée par l'entartrage. [20]

Tartres	Conductivité thermique (W/m°C)
carbonate de calcium	2.25
sulfate de calcium	2.94
phosphate de calcium	2.25
phosphate de magnésium	2.60
oxyde de fer	2.25

II.5.1.4. Les facteurs influençant sur la vitesse de l'entartrage

- Des températures d'eau élevées (températures de peau d'échangeurs)

- Des vitesses de passage lentes, notamment dans les échangeurs
- Une dureté et une alcalinité trop élevées dues à un taux de concentration trop élevé ou à un déplacement de l'équilibre calc-carbonique favorisé par des conditions localement défavorables (température, vitesse de circulation, ...).

II.5.1.5. Contrôle de l'entartrage

Le contrôle de l'entartrage est réalisé grâce au dispersant HSP (High Stress Polymer) sur lequel une molécule fluorescente a été greffée (traceur mesurable par fluorescence grâce à l'équipement Pen Trasar2 « un appareil de mesure fluorescence permettant de contrôler le dosage des produits chimiques dans les circuits d'eau industriel ») et au phosphate organique (qui ont également des propriétés inhibitrices de corrosion cathodique de l'acier).



Figure II.8 État d'entartrage et de corrosion.

Lorsque le stress augmente dans le circuit (vitesse de passage faible, augmentation de la température, modification de la qualité de l'eau, ...), le TRASAR 3D « un système de surveillance et de contrôle automatique du traitement de l'eau » détecte une diminution de la teneur en polymère et réajuste immédiatement le dosage du traitement afin de rester conforme aux recommandations et aux contraintes du système.

II.5.1.6. Maîtrise de la corrosion

La corrosion détériore les équipements et peut générer des ruptures (appareils, tuyauteries...) occasionnant des fuites d'eau, des mélanges eau/procédés, et des teneurs élevées en Fer (encrassement, salissement). Lutter efficacement contre la corrosion, revient à :

Limiter les pertes de fer et cuivre internes au circuit, et notamment tout phénomène pouvant conduire à des corrosions localisées telles que les perçages (programmes chimiques).

Empêcher la déposition du fer et du cuivre en circuit responsable de pertes d'échanges thermiques et de corrosion sous-dépôt (programmes chimiques). Ces corrosions sous dépôts de fer et/ou de cuivre conduisent très souvent à des perçages, particulièrement sur les zones critiques (faibles vitesses, températures élevées).

En milieu neutre ou basique, on admet que la corrosion du fer débute par la formation d'ions ferreux à l'issue d'une réaction électrochimique qui se déroule à l'interface. En effet, la surface métallique se comporte comme une pile où les zones actives (fonds de défaut) jouent le rôle d'anodes et les zones plus passives le rôle de cathode.

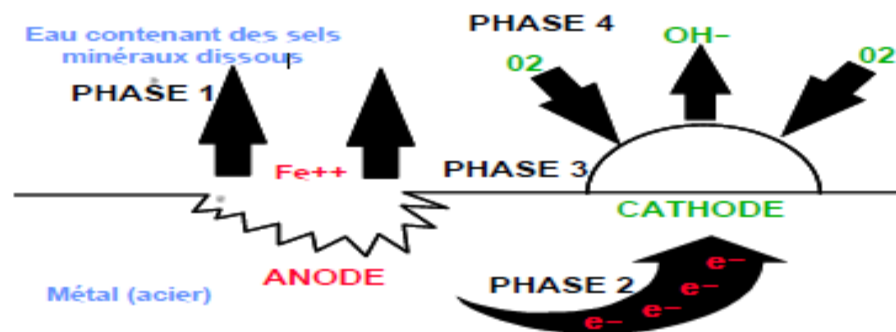


Figure II.9. La réaction qui se déroule à l'interface du métal. [21]

Cette réaction est accélérée par :

- ✓ des températures d'eau élevées (températures de peau d'échangeurs) ;
- ✓ vitesses de circulation insuffisantes ;
- ✓ salinités trop élevées (rapport de concentration excessif), teneurs trop élevées en ions corrosifs (chlorures...) ;
- ✓ une dureté insuffisante (eau non équilibrée, agressive) due à une concentration trop basse ;

- ✓ Un pH trop bas dû à des fuites issues du procédé des matières en suspension élevées qui favorisent la formation de dépôts, salissements et développements bactériens.

II.5.1.7. Maîtrise de la bactériologie

L'encrassement bactériologique peut prendre plusieurs formes :

- Présence d'algues visibles (filaments) ou microscopiques (eau verdâtre) qui provoquent l'encrassement des équipements et la corrosion sous dépôts.
- Présence de biofilm (dépôts gluants) favorisant l'encrassement des équipements, corrosion sous dépôts, réduction des échanges thermiques, points de développement des bactéries Legionella.
- Présence de bactéries dans l'eau (décelable par test bactériologique) qui favorise le développement des bactéries Legionella.

II.5.1.8. Répartition des espèces microbiologiques présentes dans l'eau d'un circuit

Tous les organismes décrits précédemment ne vivent pas individuellement. Tous ensemble ils forment un écosystème, appelé biofilm. En effet, plus de 90% de la population microbienne vit dans le biofilm (population sessile). La population présente dans l'eau est appelée planctonique.

NALCO (Nalco Water (Ecolab)) a développé une approche unique en ce qui concerne la bactériologie dans les circuits de réfrigération.

La microbiologie est au centre de la plupart des problèmes constatés. Si le développement biologique n'est pas contrôlé, il peut induire de la corrosion et du tartre, même si les programmes d'inhibition du tartre et de la corrosion sont efficaces et correctement appliqués.

Mais à l'inverse, si les problèmes de corrosion et d'encrassement ne sont pas contrôlés, les dépôts (de corrosion ou de tartre) peuvent faciliter le développement bactérien.

- Un mauvais contrôle de la microbiologie peut conduire aux problèmes opérationnels suivants :
 - Diminution du transfert de chaleur
 - Corrosion
 - Fouling
 - Problèmes d'Hygiène et de Sécurité

❖ **Corrosion** : Le bio-film empêche les inhibiteurs de corrosion d’agir sur les surfaces métalliques. Le biofilm crée des conditions anaérobies, ce qui peut favoriser l’activité de bactéries sulfato-réductrices. Il peut être le siège du développement de bactéries telles que les Legionella.

❖ **Fouling** : Sur les distributeurs des tours de réfrigération :

- Il diminue la capacité d’évaporation.
- Il augmente les coûts énergétiques.
- Il peut avoir un impact sur la production (limite de température).
- Il peut entraîner des surcoûts de maintenance.

La maîtrise de la microbiologie est donc cruciale car un mauvais contrôle est la base :

- D’une perte d’efficacité d’évaporation,
- D’une perte de capacité d’échange,
- De risques de corrosion microbiologique,
- De risques liés à l’Hygiène et à la Sécurité, notamment les bactéries Legionella
- De pertes de temps.

Le développement biologique est accéléré par :

- Des températures d’eau élevées ;
- Des bras morts ;
- Les pollutions d’origines organiques ;
- Des dépôts (tartre, salissements), la corrosion.

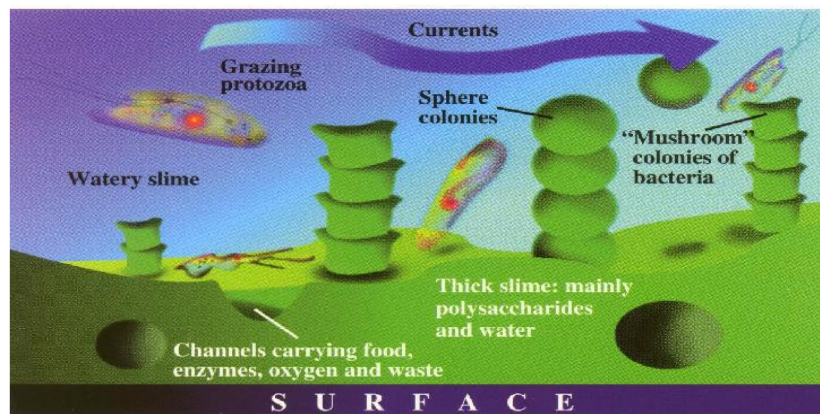


Figure II.10 Structure d'un biofilm bactérien. [22]

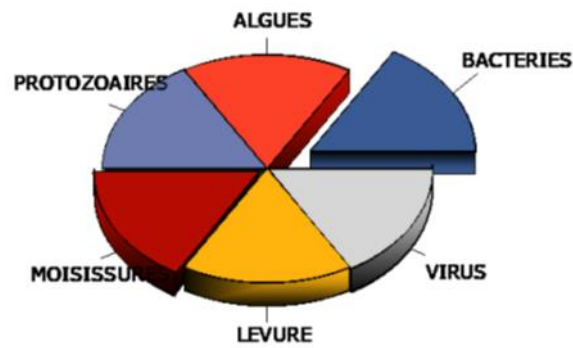


Figure II.11 la composition d'un biofilm bactérien. [22]

II.5.2. Processus de traitement des eaux de refroidissement au niveau de tour 710

Ce processus inclut notamment l'utilisation d'un module dédié à l'inhibition du tartre et de la corrosion.

II.5.2.1. Module d'inhibiteur de tartre/de corrosion 711-M-003

L'inhibiteur de tartre/de corrosion est injecté dans le bassin d'eau de refroidissement via le module chimique 711-M-003 afin de limiter la corrosion et la formation de tartre. L'injection est prévue pour être réalisée en continu. La quantité est liée aux autres quantités de produits chimiques injectés et au débit de la purge.

II.5.3. Les techniques de contrôle de la vitesse de corrosion par l'eau de refroidissement

II.5.3.1. Contrôle de la vitesse de corrosion par les coupons de corrosion

La corrosion constitue l'un des principaux mécanismes de dégradation des équipements industriels, en particulier dans les systèmes d'eau de refroidissement. Elle peut entraîner des pertes d'intégrité, des fuites et une diminution des performances thermiques. Afin de maîtriser ce phénomène, il est indispensable de suivre et quantifier la vitesse de corrosion. Parmi les méthodes disponibles, l'utilisation des coupons de corrosion reste une technique simple, fiable et largement utilisée en industrie.

II.5.3.1.1. Principe des coupons de corrosion

Les coupons de corrosion sont des échantillons métalliques standardisés, généralement de forme rectangulaire plate, fabriqués dans le même alliage que l'équipement à surveiller. Ils sont

exposés aux conditions opératoires réelles du système (pipeline, réservoir, circuit de refroidissement) pendant une durée déterminée typiquement 30 à 90 jours. La technique des coupons de corrosion constitue la méthode de référence dans de nombreux programmes de surveillance de la corrosion, en raison de sa simplicité extrême. Ils sont installés dans le circuit et exposés aux conditions réelles de service pendant une durée déterminée. Après exposition, les coupons sont récupérés, nettoyés selon des procédures normalisées puis pesés afin de déterminer la perte de masse due à la corrosion.

La méthodologie comporte les étapes suivantes :

- **Préparation** : cette étape inclut le nettoyage du coupon, sa pesée initiale (masse M_0) et la mesure de ses dimensions, afin d'établir la référence.
- **Installation** : elle consiste en l'insertion du coupon dans un porte-coupon (coupon rack) connecté au système, assurant ainsi son exposition aux conditions réelles d'exploitation.
- **Exposition** : le coupon reste en place pendant une durée définie généralement 90 jours permettant l'accumulation de la corrosion.
- **Récupération** : cette phase comportant le retrait du coupon et le nettoyage chimique des produits de corrosion, en vue de sa préparation à l'analyse.
- **Analyse** : elle comporte la pesée finale (M_f), l'examen visuel et l'analyse métallographique, en vue de la quantification et de la caractérisation de la corrosion.

II.5.3.1.2. Calcul de la vitesse de corrosion

➤ Formule gravimétrique :

La vitesse de corrosion est déterminée à partir de la perte de masse selon la relation normalisée ASTM B31.3 (American Society for Testing and Materials) :

$$V = \frac{K \cdot \Delta M}{\rho \cdot S \cdot t} \quad (\text{II.1})$$

Où :

- V = vitesse de corrosion ($\mu\text{m/an}$)
- $\Delta M = M_0 - M_f$ = perte de masse (mg)
- ρ = masse volumique de l'alliage (g/cm^3)
- S = surface exposée (cm^2)

- t = durée d'exposition (h)
- $K=8,76 \times 10^6$ = coefficient de conversion adimensionnel.

➤ **Application aux systèmes d'eau de refroidissement :**

Dans les circuits d'eau de refroidissement, les coupons sont essentiels pour :

- Évaluer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion (ex : 3DT404),
- Ajuster les traitements chimiques,
- Surveiller l'impact des paramètres opératoires (pH, cycles de concentration, température).
- Ils constituent un outil clé dans les programmes de traitement tels que 3D TRASAR, permettant d'optimiser la protection des équipements.

II.5.4. Contrôle vitesse de corrosion par mesure d'épaisseur aux zones sensibles à la corrosion selon API 570

La maîtrise de l'intégrité des équipements sous pression, notamment les tuyauteries industrielles, repose sur une surveillance rigoureuse des phénomènes de dégradation tels que la corrosion. Conformément aux exigences de l'API 570, l'évaluation de la vitesse de corrosion constitue un élément fondamental pour définir les intervalles d'inspection, prévoir la durée de vie résiduelle des équipements et garantir leur exploitation en toute sécurité.

II.5.4.1. Principe de la mesure d'épaisseur

La méthode de mesure d'épaisseur, généralement réalisée par ultrasons (UT), permet de déterminer l'épaisseur résiduelle des parois métalliques sans démontage de l'équipement. Cette technique non destructive est largement utilisée pour détecter les pertes de matière dues à la corrosion uniforme ou localisée.

Les mesures sont effectuées sur des points spécifiques appelés points de contrôle de corrosion CML (Corrosion Monitoring Locations), identifiés sur la base :

- ✓ De l'historique de corrosion,
- ✓ Des conditions opératoires (température, pression, nature du fluide),
- ✓ Des zones critiques (coudes, soudures, zones de stagnation).

II.5.4.2. Processus de détermination de la vitesse de corrosion

Le processus de détermination de la vitesse de corrosion comporte plusieurs étapes :

a. Détermination de l'épaisseur minimum requis

➤ **Epaisseur de calcul minimal pour la résistance à la pression interne (Ep. Cal)**

La détermination de l'épaisseur minimale admissible pour la résistance à la pression interne est calculée selon la formule de Barlow simplifiée données par l'API 570 :

$$Ep.cal = (P.D) / (2.S.E). \quad (II.2)$$

Avec :

- Ep.cal : L'épaisseur minimale admissible pour résister à la pression interne (mm)
- P : Pression de calcul (KPa) ;
- D : Diamètre externe de la tuyauterie (mm) ;
- S : Contrainte admissible de base du matériau à la température de calcul (KPa) ;
- E : Facteur de qualité de fabrication du matériau (coefficient de joint soudé).

➤ **Déduction des valeurs de contrainte admissible « S » et le facteur de qualité « E ».**

Les valeurs de S et de E sont déduites conformément aux tableaux de la norme ASME B 31.3 (voir les annexes).

➤ **Épaisseur minimale admissible pour la résistance structurelle (Ep.Rs)**

Pour les basses pressions et basse température, les épaisseurs de tuyau requises déterminées pour résister à la pression interne peuvent être si petites que le tuyau aurait une résistance structurelle insuffisante. Pour cette raison, une épaisseur minimale absolue pour empêcher l'affaissement, le flambage et l'effondrement au niveau des supports doit être déterminée pour chaque taille de tuyau. Les épaisseurs minimales structurelles sont déterminées à partir de la norme API 574.

Les valeurs d'épaisseur minimale pour la résistance structurale d'une tuyauterie sont données dans le tableau ci-après :

Tableau II.4 Epaisseur minimum pour la résistance structurale de tuyauterie en acier carbone, en service à des températures inférieures à 400 °F (205 °C).

Diamètre tuyauterie	Epaisseur minimale pour la résistance structurale « Ep.rs » (mm)
D < 2	1.8
D = 3	2
D = 4	2.3
6 < D < 18	2.8
20 < D < 24	3.1
24 < D < 30	D/150
32 < D < 48	5.08
50 < D	6.35

➤ **Epaisseur de remplacement (Ep.Req)**

La tuyauterie doit être remplacée et / ou réparée lorsqu'elle atteint l'épaisseur minimale requise, cette dernière est la plus grande des valeurs entre l'épaisseur de calcul minimale admise pour la résistance à la pression interne et l'épaisseur minimale admissible pour la résistance structurale. La détermination de l'épaisseur de remplacement s'effectue selon les étapes suivantes :

- **Étape 1 :** Calcul de l'épaisseur de calcul minimale admise pour la résistance à la pression interne (Ep.cal) ;
- **Étape 2 :** Détermination de l'épaisseur minimale admissible pour la résistance structurale (Ep.rs) ;
- **Étape 3 :** Sélection de la plus grande valeur déterminée aux étapes 1 et 2.

$$\mathbf{Ep.req = Max [Ep.cal; Ep.rs]}$$

b. Calcul de la vitesse de corrosion

La vitesse de corrosion est calculée suivant la norme API 570 comme suit :

➤ Vitesse de corrosion long terme (Vc.Lt)

$$Vc. Lt = ((Ep. Initial - Ep. Actuelle)) / (T. Lt (Actuel - Initiale)). \quad (II.3)$$

Où :

- Vc.Lt : Vitesse de corrosion à long terme (mm/Année) ;
- Ep. initiale : L'épaisseur initiale minimale mesurée (point « 0 ») (mm) ;
- Ep. actuelle : L'épaisseur minimum actuelle mesurée (mm) ;
- T.Lt : La durée entre l'inspection initiale (point « 0 ») et l'actuelle (Année).

➤ Vitesses de corrosion court terme (Vc.Ct).

$$Vc. Ct = ((Ep. Précédente - Ep. Actuel)) / (T. Ct (Actuel - Dernière)). \quad (II.4)$$

Où :

- Vc.ct: Vitesse de corrosion à court terme (mm/Année) ;
- Ep .Précédente : Dernière épaisseur minimale mesurée (mm) ;
- Ep.Actuelle : L'épaisseur minimum actuelle mesurée (mm) ;
- T.Lt : La durée entre l'inspection précédente et l'actuelle (Année).

$$\text{Vitesse de corrosion} = \text{Max} (Vc.Lt ; Vc.Ct)$$

CHAPITRE III : Résultat et Interprétation

Ce chapitre est dédié à la présentation, l'analyse et l'interprétation des résultats expérimentaux et numériques obtenus au cours de notre étude. A travers l'évaluation des vitesses de corrosion et le calcul des épaisseurs résiduelles, nous validerons l'efficacité des traitements appliqués afin de statuer sur la durabilité des installation de la station.

III.1. Optimisation du traitement de l'eau de refroidissement à l'aide du logiciel 3D TRASAR

Le resultat de simulation de l'eau de refroidissement de la tour 710 se trouve dans le Tableau III.1, cette simulation a pour but d'éliminer ou de réduire les facteurs favorisant la corrosion par l'eau de refroidissement avec prise en charge des données citées ci-dessous, les données d'entrées nécessaires pour la simulation sont les suivantes :

Tableau III.1. Résultats de simulation de l'eau de refroidissement de la tour 710. [20]

Débit de purge total (blowdown) = 14,3 m ³ /h	Cycles de concentration = 2,5
Indice de temps de rétention = 87,3 h	Température du bassin = 26 °C
Calcium dans la tour = 375 ppm (exprimé en CaCO ₃)	Alcalinité de la tour = 140 ppm (exprimé en CaCO ₃)
Débit de recirculation = 4,000 m ³ /h	Volume du système = 1 800 m ³
Quantité d'acide sulfurique (H ₂ SO ₄ à 98 %) à injecter = 8,10 ppm	
Quantité d'inhibiteur de corrosion 3DT129 à injecter = 19 ppm	
Quantité d'inhibiteur de corrosion et de contrôle des dépôts 3DT404 à injecter = 18 ppm	

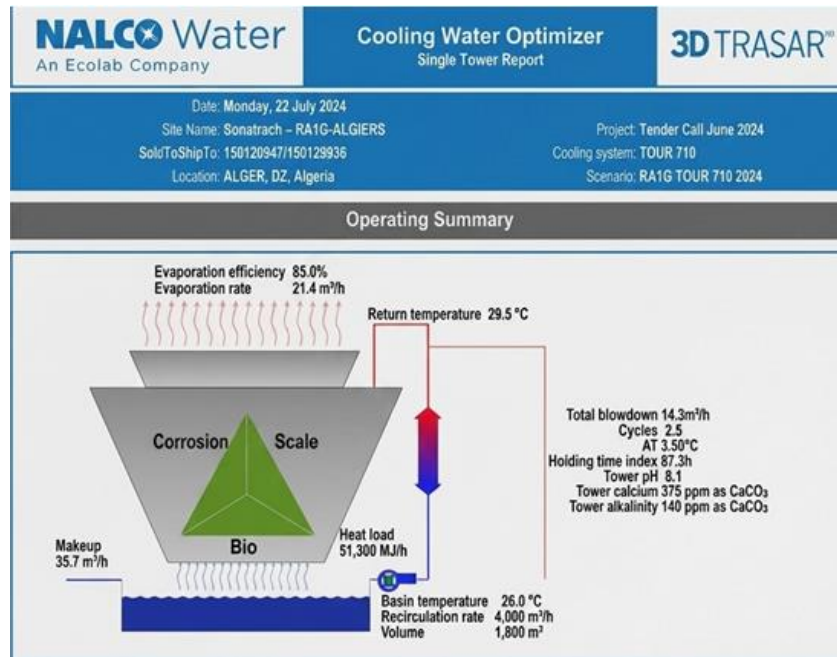


Figure III.1 Synthèse des performances hydrauliques, thermiques et chimiques du système de refroidissement TOUR 710. [20]

La tour de refroidissement TOUR 710 assure le refroidissement de l'eau industrielle grâce au phénomène d'évaporation. Les résultats montrent une bonne performance thermique avec une efficacité d'évaporation de 85 % et une charge thermique dissipée de 51 300 MJ/h. La température de l'eau diminue de 29,5 °C à 26 °C, ce qui confirme l'efficacité du système de refroidissement.

Le fonctionnement de la tour nécessite un débit d'appoint de 35,7 m³/h afin de compenser les pertes d'eau dues principalement à l'évaporation et aux purges. Les cycles de concentration fixés à 2,5 permettent de limiter l'accumulation excessive des sels dissous.

L'analyse chimique montre une présence importante de calcium et d'alcalinité, ce qui favorise les risques d'entartrage. En parallèle, le système reste exposé aux phénomènes de corrosion et de bio-encrassement, pouvant réduire les performances des équipements et augmenter les coûts de maintenance. Ainsi, un traitement adéquat de l'eau est indispensable pour contrôler :

- La corrosion,
- L'entartrage,
- Le développement biologique

Tableau III.2. Produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau de refroidissement de la tour 710.

Produit	Nom du produit	Dosage (PPM)	Usage (kg/an)
Contrôle du pH	H ₂ SO ₄ (98%)	8,10	40 300
Inhibiteur de corrosion	3DT129	19,0	1 760
Inhibiteur d'entartrage	3DT404	18,0	1 760
Biocide oxydant	Javel (12,5%)	----	37 700
Bactéricide	7330	----	1 080
Biodispersant	73550	----	655

Le **Tableau III.2** présente les différents produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau de la tour de refroidissement 710 afin de prévenir la corrosion, l'entartrage et la prolifération microbiologique. L'acide sulfurique est utilisé pour contrôler le pH de l'eau, tandis que les inhibiteurs de corrosion et de tartre assurent la protection des surfaces métalliques et limitent la formation des dépôts calcaires. Les biocides, bactéricides et biodispersants permettent de contrôler le développement des micro-organismes et d'éviter la formation de biofilms dans le circuit.

III.1.1. Chimie de l'eau et données de l'enquête MOC

Afin d'évaluer l'efficacité du traitement de l'eau de refroidissement de la tour 710, les tableaux suivants présentent les produits chimiques utilisés ainsi que les principaux paramètres de qualité de l'eau analysés.

Tableau III.3 Analyse de la qualité de l'eau. [20]

Chimie de l'eau	Eau de complément (makeup)	Eau non traitée
Calcium	150 ppm en CaCO ₃	375 ppm en CaCO ₃
Cuivre	0,00 ppm	0,00221 ppm
Magnésium	640 ppm en CaCO ₃	1 600 ppm en CaCO ₃
Fer total	0,00500 ppm	0,0125 ppm
Chlorure	36,0 ppm	127 ppm

Sulfate	45,0 ppm	422 ppm
Ammoniaque	0,00 ppm	0,0248 ppm
Alcalinité M (M-Alkalinity)	188 ppm en CaCO_3	140 ppm en CaCO_3
Sodium	0,00 ppm	26,4 ppm
pH	7,6	8,1

Le **Tableau III.3** présente la composition chimique de l'eau d'appoint (Makeup) et de l'eau non traitée (Untreated Water). On remarque que les concentrations en calcium, magnésium, chlorures et sulfates sont plus élevées dans l'eau non traitée. Cela indique une dureté importante de l'eau, pouvant favoriser l'entartrage dans le système de refroidissement.

Le pH est légèrement basique (7.8–8.1), ce qui est généralement acceptable pour limiter la corrosion. La faible concentration en cuivre et en fer montre aussi que l'eau contient peu de contaminants métalliques.

Tableau III.4 Analyse des paramètres de traitement. [20]

Paramètre de traitement	Valeur actuelle
Poly- PO_4	0,00 ppm en PO_4
PO_4 inorganique	4,57 ppm en PO_4
PO_4 organique	0,574 ppm en PO_4
Ortho- PO_4	4,57 ppm en PO_4
PO_4 total	5,14 ppm en PO_4
Zinc	1,15 ppm
Lecture TRASAR™	19,0 ppm
Résidu de polymère dispersant	1,77 ppm
Azole	0,644 ppm
Chlore résiduel libre	0,2 ppm en Cl_2

Le **Tableau III.4** montre les produits chimiques utilisés pour le traitement de l'eau et leurs concentrations actuelles. La présence des phosphates (PO_4), du zinc et du polymère dispersant indique que le système utilise un traitement anticorrosion et antitartre.

Le chlore résiduel libre est maintenu à 0.2 ppm afin de contrôler le développement microbologique. Les valeurs obtenues montrent que le traitement chimique est correctement appliqué pour protéger les équipements contre la corrosion, les dépôts et les micro-organismes.

Tableau III.5 Paramètres de fonctionnement. [20]

Propriétés mécaniques	Valeur
Débit de recirculation	4 000 m ³ /h
Volume	1 800 m ³

Le **Tableau III.5** décrit les caractéristiques mécaniques principales du système de refroidissement. Le débit de recirculation élevé (4 000 m³/h) montre que le système traite une grande quantité d'eau en continu.

Le volume total de 1 800 m³ indique une capacité importante du bassin, ce qui permet une bonne stabilité thermique et chimique du système.

Tableau III.6 Conditions opérationnelles. [20]

Propriétés opérationnelles	Valeur
Température du bassin	26,0 °C
Température de retour	29,5 °C
Température modèle pour la corrosion	45,0 °C
Température modèle pour l'entartrage	45,0 °C
Jours d'exploitation par an	365
Heures d'exploitation par jour	24,0
Méthode de contrôle du pH	H ₂ SO ₄ (98%)

Consigne de pH	8,1
Cycles de concentration	2,5

Le **Tableau III.6** présente les conditions de fonctionnement de l'installation. Les températures de bassin et de retour restent modérées, ce qui limite les risques de corrosion excessive.

Le contrôle du pH est assuré par l'acide sulfurique (H_2SO_4), avec une valeur cible de 8.1, adaptée aux systèmes de refroidissement industriels. Le système fonctionne en continu toute l'année (365 jours, 24 h/jour), ce qui nécessite un suivi régulier de la qualité de l'eau pour maintenir de bonnes performances.

Tableau III.7 Historique et conception du système. [20]

Conception et historique	
Matériaux du système	Acier doux, laiton admiralty, acier inoxydable 316 (SS316)
Détails du système	
Restrictions environnementales	
Historique des défaillances par corrosion	Aucun
Historique des problèmes de dépôts	Aucun
Historique des problèmes microbiologiques	Aucun
Historique de contamination du système	Aucun

Le **Tableau III.7** donne des informations sur les matériaux utilisés et l'historique du système. Les matériaux comme l'acier doux, le laiton Admiralty et l'acier inoxydable SS316 sont couramment utilisés dans les circuits de refroidissement grâce à leur bonne résistance mécanique.

L'absence d'historique de corrosion, de dépôts, de contamination ou de problèmes microbiologiques montre que le système est bien entretenu et que le programme de traitement de l'eau est efficace.

III.1.2. Interpretation des resultats de simulation

Les résultats de simulation obtenus permettent d'analyser l'effet des différents paramètres sur les performances du système étudié.



Figure III.2 Résultats de l'optimiseur –analyse des paramètres. [20]

➤ **Signification des couleurs**

- Vert (Passes) : indique que le paramètre est dans la plage acceptable et que le système fonctionne correctement sans risque majeur.
- Jaune (Warning) : représente une zone d'avertissement où le paramètre commence à s'éloigner des conditions optimales ; une surveillance est nécessaire afin d'éviter une dégradation du système.
- Rouge (Unsuccessful) : signifie que le paramètre est hors de la plage recommandée et peut provoquer des problèmes importants tels que la corrosion, l'entartrage ou la prolifération bactérienne.

➤ **Discussion des résultats**

1. Cycles de concentration : 2,5

Le système fonctionne dans une zone acceptable pour la corrosion, l'entartrage et le contrôle microbiologique. Cette valeur indique un équilibre satisfaisant entre la concentration des sels dissous et le renouvellement de l'eau. Cependant, l'augmentation des cycles au-delà de cette limite pourrait favoriser la formation de dépôts calcaires.

2. pH : 8,1

Le pH mesuré se situe dans la plage optimale. À cette valeur, le risque de corrosion est réduit et les conditions restent favorables au contrôle de l'entartrage et des microorganismes. Toutefois, une augmentation du pH vers des valeurs supérieures pourrait conduire à des dépôts de tartre, tandis qu'une diminution importante favoriserait la corrosion des équipements métalliques.

3. FRC : 0,2

Le chlore résiduel libre présente une valeur correcte permettant un contrôle microbiologique efficace. Le résultat montre également que le système est protégé contre les risques biologiques tout en maintenant des conditions acceptables vis-à-vis de la corrosion et de l'entartrage. Néanmoins, une concentration excessive en chlore pourrait accélérer certains phénomènes de corrosion.

4. 3DT129 : 19

Cette valeur se situe dans la zone de fonctionnement acceptable, bien qu'elle soit proche de la limite d'avertissement pour la corrosion. Cela signifie que le système reste stable mais

nécessite une surveillance régulière afin d'éviter une détérioration progressive des surfaces métalliques.

5. Paramètre 3DT404 : 18

La valeur mesurée du paramètre 3DT404 est égale à 18, ce qui correspond à une zone de fonctionnement acceptable pour la corrosion, l'entartrage et le contrôle microbiologique. Cette position dans la zone verte montre que les conditions de traitement de l'eau sont globalement maîtrisées.

III.2. Résultats contrôle de la vitesse de corrosion par les coupons de corrosion

Les résultats du suivi de la corrosion réalisée par coupon de corrosion, installé au niveau de la tour de refroidissement 710.

L'objectif de ce dispositif de monitoring est d'évaluer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion intégrés au programme de traitement de l'eau de refroidissement.

Les caractéristiques techniques du coupon installé sont les suivantes :

Tableau III.8 Résultats de suivi de corrosion de 1er coupon. [20]

Métallurgie du Coupon	Acier
Type de Coupon	bar-style
Dimensions	3 x 1/2 x 1/16 inch (76 x 12.7 x 1.6 mm).
Numéro de série	M80155
Date de mis en place	06-jul-2020
Date de retrait	11-oct-2020
Temps d'exposition	97 jours.

Poids initial	10.7715 g.
Poids Final	9.8887 g.
Vitesse de Corrosion	0.194 mm/an

Tableau III.9 Résultats de suivi de corrosion de 2^{ème} Coupon. [20]

Métallurgie du Coupon	Acier
Type de Coupon	bar-style
Dimensions	3 x 1/2 x 1/16 inch (76 x 12.7 x 1.6 mm).
Numéro de série	M80156
Date de mis en place	06-jul-2020
Date de retrait	11-oct-2020
Temps d'exposition	97 jours.
Poids initial	10,6277 g
Poids Final	9,8697 g
Vitesse de Corrosion	0,166 mm/an

D'après les résultats obtenus, le premier coupon présente une vitesse de corrosion de 0,194 mm/an, tandis que le deuxième coupon affiche une valeur légèrement inférieure de 0,166 mm/an. Ces valeurs montrent que les deux coupons ont subi une corrosion relativement proche, ce qui indique une stabilité générale des conditions de fonctionnement durant la période d'exposition.

Les valeurs enregistrées restent toutefois modérées, ce qui signifie que le milieu n'est pas extrêmement agressif envers l'acier utilisé. Cependant, même une corrosion modérée peut provoquer, à long terme, une dégradation progressive des équipements et réduire leur durée de

vie. Ainsi, le suivi périodique de la vitesse de corrosion est indispensable afin de contrôler l'efficacité des traitements anticorrosion et d'assurer la protection des installations industrielles.

III.3. Résultats de calcul de la vitesse de corrosion par mesure d'épaisseur aux zones sensibles à la corrosion selon API 570

Les tableaux ci-après présentent une synthèse des résultats de calcul de la vitesse de corrosion, établis à partir des mesures d'épaisseur relevées sur les différents composants de la tuyauterie étudiée dans le cadre de ce travail.

Tableau III.10 Données technique de la ligne CWS-105-500. [20]

Numéro de ligne	Point de mesure d'épaisseur	Endroit de mesure	matériaux de construction	Diamètre extérieur (mm)	Pression de design (Mpa)	Température de design (°C)
CWS-105-5001	1	Pipe Position 12:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	2	Pipe Position 03:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	3	Pipe Position 06:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	4	Pipe Position 09:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	5	Coude Position 12:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	6	Coude Position 03:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	7	Coude Position 06:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	8	Coude Position 09:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	9	Tee Position 12:00	A234 GrWPB	508	0,52	66

CWS-105-5001	10	Tee Position 03:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	11	Tee Position 06:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	12	Tee Position 09:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	13	Pipe Position 12:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	14	Pipe Position 03:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	15	Pipe Position 06:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	16	Pipe Position 09:00	A672 Gr B60	508	0,52	66
CWS-105-5001	17	Coude Position 12:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	18	Coude Position 03:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	19	Coude Position 06:00	A234 GrWPB	508	0,52	66
CWS-105-5001	20	Coude Position 09:00	A234 GrWPB	508	0,52	66

Tableau III.11 Données techniques de la ligne CWS-105-5001 (suite). [20]

Point de mesure d'épaisseur	Contrainte admissible (S en MPa)	coefficient de joint soudé	Epaisseur Min Structural selon API574	Epaisseur installation (mm)
1	138	0,8	3,1	9,53
2	138	0,8	3,1	9,53
3	138	0,8	3,1	9,53
4	138	0,8	3,1	9,53
5	138	0,8	3,1	12,7

6	138	0,8	3,1	12,7
7	138	0,8	3,1	12,7
8	138	0,8	3,1	12,7
9	138	0,8	3,1	9,53
10	138	0,8	3,1	9,53
11	138	0,8	3,1	9,53
12	138	0,8	3,1	9,53
13	138	0,8	3,1	9,53
14	138	0,8	3,1	9,53
15	138	0,8	3,1	9,53
16	138	0,8	3,1	9,53
17	138	0,8	3,1	12,7
18	138	0,8	3,1	12,7
19	138	0,8	3,1	12,7
20	138	0,8	3,1	12,7

Où :

- CWS : cooling water supply (l'alimentation de l'eau de refroidissement)
- 105 : unité d'usine
- 5001 : numéro de la ligne

Les **Tableau III.10** et **Tableau III.11** présentent regroupe les paramètres techniques associés aux différentes lignes de mesure d'épaisseur de la conduite CWS-105-5001. Il met en évidence les caractéristiques géométriques, mécaniques et opérationnelles utilisées dans l'évaluation de l'intégrité de la tuyauterie.

D'un point de vue général, les mesures ont été réalisées sur plusieurs emplacements critiques de la conduite, notamment les sections droites (« Pipe »), les coudes (« Coude ») ainsi que les tés (« Tee »). Cette répartition est pertinente sur le plan technique, car ces zones représentent généralement les parties les plus sollicitées d'un réseau de tuyauterie industriel. Les coudes et

les raccords en té sont particulièrement sensibles aux phénomènes d'érosion, de corrosion et de concentration des contraintes mécaniques.

Le tableau montre que le diamètre extérieur de la conduite reste constant à 508 mm pour l'ensemble des points inspectés, ce qui indique une homogénéité géométrique du système étudié. De même, la pression de design est maintenue à 0,52 MPa et la température de design à 66 °C pour tous les emplacements. Cette uniformité traduit le fait que les différentes sections appartiennent à une même ligne de procédé opérant sous des conditions identiques.

Concernant les matériaux de construction, deux nuances principales apparaissent :

- L'acier A672 Gr B60 pour les sections droites ;
- L'acier A234 Gr WPB pour les raccords (coudes et tés).

Ce choix est cohérent avec les pratiques industrielles. En effet, les conduites droites sont souvent fabriquées en acier soudé à haute résistance tel que l'A672, tandis que les accessoires de tuyauterie (coudes et tés) utilisent fréquemment l'acier forgé A234 WPB, reconnu pour sa bonne résistance mécanique et sa capacité à supporter les contraintes thermiques et mécaniques.

La contrainte admissible est constante et égale à 138 MPa pour tous les éléments. Cette valeur représente la limite de contrainte autorisée selon les codes de conception applicables. Par ailleurs, le coefficient de joint de 0,8 indique que la résistance des soudures a été prise en considération dans le calcul de l'épaisseur minimale requise.

Le tableau met également en évidence une épaisseur structurale calculée de 3,1 mm pour tous les points de mesure. Cependant, l'épaisseur installée varie selon les composants :

- Environ 9,53 mm pour les sections droites et certains tés ;
- Environ 12,7 mm pour les coudes.

Cette différence est techniquement justifiée, car les coudes sont soumis à des contraintes hydrodynamiques plus importantes ainsi qu'à des effets d'amincissement liés au changement de direction du fluide. Une épaisseur plus élevée permet donc d'améliorer la résistance mécanique et de prolonger la durée de vie de ces composants.

Tableau III.12 Données mesurées de la 1ère inspection. [20]

Point de mesure d'épaisseur	Date installation	Endroit de la mesure	Mesure 1 (mm)	Date de la 1 ^{ère} inspection
1	06/06/2012	Pipe position 12:00	8,53	06/06/2018
2	06/06/2012	Pipe position 03:00	8,51	07/06/2018
3	06/06/2012	Pipe position 06:00	8,42	08/06/2018
4	06/06/2012	Pipe position 09:00	8,4	09/06/2018
5	06/06/2012	Coude 90°position 12:00	11,7	10/06/2018
6	06/06/2012	Coude 90°position 03:00	11,66	11/06/2018
7	06/06/2012	Coude 90°position 06:00	11,56	12/06/2018
8	06/06/2012	Coude 90°position 09:00	11,69	13/06/2018
9	06/06/2012	Pipe position 12:00	8,48	14/06/2018
10	06/06/2012	Pipe position 03:00	8,39	15/06/2018
11	06/06/2012	Pipe position 06:00	8,49	16/06/2018
12	06/06/2012	Pipe position 09:00	8,37	17/06/2018
13	06/06/2012	Reduction position 12:00	8,43	18/06/2018
14	06/06/2012	Reduction position 03:00	8,4	19/06/2018
15	06/06/2012	Reduction position 06:00	8,41	20/06/2018
16	06/06/2012	Reduction position 09:00	8,38	21/06/2018
17	06/06/2012	Coude 90°position 12:00	11,65	22/06/2018

18	06/06/2012	Coude 90°position 03:00	11,68	23/06/2018
19	06/06/2012	Coude 90°position 06:00	11,62	23/06/2018
20	06/06/2012	Coude 90°position 09:00	11,57	23/06/2018

Tableau III.13 Donnés Mesurées de la 2^{ème} inspection (suite). [20]

Point de mesure d'epaisseur	Mesure 2 (mm)	Date de la 2 ^{ème} inspection	Epaisseur minimum enregistré (mm)
1	7,25	02/02/2026	7,25
2	7,23	02/02/2026	7,23
3	7,02	02/02/2026	7,02
4	6,98	02/02/2026	6,98
5	10,42	02/02/2026	10,42
6	10,34	02/02/2026	10,34
7	10,13	02/02/2026	10,13
8	10,4	02/02/2026	10,4
9	7,15	02/02/2026	7,15
10	6,96	02/02/2026	6,96
11	7,19	02/02/2026	7,19
12	6,91	02/02/2026	6,91
13	7,06	02/02/2026	7,06
14	6,99	02/02/2026	6,99
15	7,13	02/02/2026	7,13
16	6,94	02/02/2026	6,94
17	10,35	02/02/2026	10,35
18	10,4	02/02/2026	10,4
19	10,26	02/02/2026	10,26
20	10,16	02/02/2026	10,16

Les mesures d'épaisseur présentées dans les Tableaux **III.12** et **III.13** concernent différents points de la conduite, notamment les sections droites, les coudes à 90° et les réductions. L'année 2012 correspond à la date d'installation de la tuyauterie, tandis que l'année 2018 représente la première inspection réalisée afin d'évaluer son état et son évolution.

L'analyse des résultats montre une diminution générale des valeurs d'épaisseur entre la première et la deuxième campagne de mesure. Cette réduction traduit l'existence d'un phénomène de corrosion interne ou d'usure progressive affectant les parois de la conduite durant la période d'exploitation.

Les zones les plus sollicitées apparaissent au niveau des sections droites de la conduite, où certaines épaisseurs minimales enregistrées atteignent des valeurs relativement faibles, notamment 6,91 mm, 6,94 mm et 6,96 mm. Cette diminution peut être expliquée par les effets combinés de la corrosion, de la vitesse d'écoulement du fluide ainsi que des turbulences locales favorisant l'érosion des parois internes.

Par ailleurs, les coudes à 90° conservent des épaisseurs relativement plus élevées comparativement aux sections droites, avec des valeurs minimales comprises entre 10,13 mm et 10,42 mm. Cela indique que ces zones présentent une meilleure résistance mécanique ou qu'elles sont soumises à des conditions d'écoulement moins agressives que certaines portions linéaires de la conduite.

Les réductions présentent également une baisse notable des épaisseurs, avec des valeurs minimales variant entre 6,99 mm et 7,13 mm. Ces résultats confirment que les changements de géométrie dans la conduite constituent des zones sensibles où les perturbations hydrodynamiques peuvent accélérer les mécanismes de dégradation.

En comparant les différentes positions de mesure (12:00, 03:00, 06:00 et 09:00), on observe des variations d'épaisseur selon l'orientation. Les positions inférieures ou latérales montrent généralement des pertes d'épaisseur plus importantes, ce qui peut être associé à l'accumulation de condensats, de dépôts ou à une concentration locale des contraintes mécaniques.

Enfin, la colonne relative à « l'épaisseur minimum enregistrée » met en évidence les points critiques nécessitant une surveillance particulière. Les faibles valeurs observées indiquent qu'un suivi périodique de l'intégrité de la conduite demeure indispensable afin de prévenir tout risque de défaillance ou de fuite en service.

Ainsi, les résultats obtenus permettent de conclure que la conduite subit une dégradation progressive au cours du temps, avec des niveaux de corrosion variables selon la géométrie et la position des points de mesure. Une stratégie de maintenance préventive et d'inspection régulière est donc recommandée pour garantir la sécurité et la fiabilité du système.

Tableau III.14 Résultats du calcul de vitesse de corrosion. [20]

Point de mesure d'épaisseur	Epaisseur structural (mm)	Epaisseur minimal requis (mm)	Epaisseur de calcul	Vitesse de corrosion Long terme (mm/année)	Vitesse de corrosion Court terme 1 (mm/année)
1	3,1	1,2	3,1	0,167	0,166
2	3,1	1,2	3,1	0,168	0,17
3	3,1	1,2	3,1	0,184	0,185
4	3,1	1,2	3,1	0,187	0,188
5	3,1	1,2	3,1	0,167	0,167
6	3,1	1,2	3,1	0,173	0,173
7	3,1	1,2	3,1	0,188	0,189
8	3,1	1,2	3,1	0,168	0,168
9	3,1	1,2	3,1	0,174	0,175
10	3,1	1,2	3,1	0,188	0,189
11	3,1	1,2	3,1	0,171	0,172
12	3,1	1,2	3,1	0,192	0,193
13	3,1	1,2	3,1	0,181	0,182
14	3,1	1,2	3,1	0,186	0,187
15	3,1	1,2	3,1	0,176	0,185
16	3,1	1,2	3,1	0,189	0,19
17	3,1	1,2	3,1	0,172	0,173
18	3,1	1,2	3,1	0,168	0,169
19	3,1	1,2	3,1	0,179	0,179
20	3,1	1,2	3,1	0,186	0,187

Tableau III.15 Résultats du calcul de vitesse de corrosion (suite). [20]

Point de mesure d'épaisseur	Vitesse de corrosion Court terme 2 (mm/année)	Maximum de vitesse de corrosion enregistré (mm/année)	Durée de vie (année)	Date de prochaine inspection selon la vitesse de corrosion	Date de prochaine inspection selon table API 570	Date de prochaine inspection (min entre les deux)
1	0,167	0,167	24,79	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
2	0,167	0,17	24,29	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
3	0,183	0,185	21,19	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
4	0,185	0,188	20,64	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
5	0,167	0,167	43,83	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
6	0,172	0,173	41,85	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
7	0,187	0,189	37,2	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
8	0,168	0,168	43,33	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
9	0,173	0,175	23,14	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
10	0,187	0,189	20,42	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
11	0,171	0,172	23,78	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036
12	0,191	0,193	19,74	02/04/2051	02/02/2036	02/02/2036

13	0,18	0,182	21,76	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
14	0,185	0,187	20,8	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
15	0,168	0,185	21,78	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
16	0,189	0,19	20,21	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
17	0,171	0,173	41,89	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
18	0,168	0,169	43,2	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
19	0,178	0,179	40	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36
20	0,185	0,187	37,75	02/04/20 51	02/02/20 36	02/02/20 36

Les Tableaux **III.14** et **III.15** présentent les résultats des calculs réalisés à partir des données d'épaisseur mesurées sur les différents points de la conduite. Les paramètres calculés concernent principalement les vitesses de corrosion à long et à court terme, la vitesse maximale de corrosion enregistrée, ainsi que l'estimation de la durée de vie résiduelle et les dates prévisionnelles des prochaines inspections.

L'analyse des résultats montre que les vitesses de corrosion calculées demeurent relativement faibles et homogènes pour l'ensemble des points de mesure. Les vitesses de corrosion à long terme varient approximativement entre 0,167 mm/an et 0,192 mm/an, tandis que les vitesses à court terme oscillent entre 0,166 mm/an et 0,193 mm/an. Cette proximité entre les valeurs à long terme et à court terme indique une stabilité du mécanisme de dégradation au cours du temps, sans accélération significative du phénomène corrosif.

La vitesse maximale de corrosion enregistrée reste comprise entre 0,167 mm/an et 0,193 mm/an selon les points de mesure. Les valeurs les plus élevées sont observées aux points 12 et 16, où la vitesse maximale atteint environ 0,193 mm/an. Ces zones peuvent être considérées

comme les plus critiques du réseau, probablement en raison de conditions hydrodynamiques défavorables, telles que les turbulences, les changements de direction du fluide ou encore l'érosion localisée.

En revanche, certains points présentent des vitesses de corrosion plus faibles, notamment les points 1, 2 et 8, avec des valeurs proches de 0,167–0,168 mm/an. Cela traduit un comportement relativement moins agressif dans ces zones et une meilleure conservation de l'épaisseur résiduelle de la conduite.

L'estimation de la durée de vie résiduelle montre des variations importantes entre les différents points de mesure. Les valeurs calculées s'étendent d'environ 19,74 ans à 43,83 ans. Les points présentant les durées de vie les plus faibles correspondent logiquement aux zones où les vitesses de corrosion sont les plus élevées. À l'inverse, les zones où la corrosion demeure faible conservent une durée de vie résiduelle plus importante.

Conclusion générale

Ce travail de recherche a été consacré à l'étude et à l'évaluation du phénomène de la corrosion au sein de la station de pompage de Beni Mansour (SBM). Ainsi que leur fonctionnement et son rôle stratégique dans le secteur du transport. L'objectif principal était d'analyser l'impact de cette dégradation sur la fiabilité des infrastructures de transport et d'utilités.

À l'issue du suivi des coupons de corrosion et de l'exploitation des résultats de calcul basés sur les mesures d'épaisseur réalisées dans les zones sensibles à la corrosion, il ressort que les vitesses de corrosion déterminées par pesée des coupons, installés au niveau de la tour de refroidissement sur une période de 97 jours, sont respectivement de 0,194 mm/an et 0,166 mm/an. Ces valeurs traduisent une corrosion très faible, voire négligeable.

Par ailleurs, l'évaluation des vitesses de corrosion à partir des relevés d'épaisseur met en évidence des valeurs comprises entre 0,166 mm/an et 0,191 mm/an. Cette concordance avec les résultats obtenus par la méthode des coupons confirme, d'une part, l'efficacité des inhibiteurs de corrosion et, d'autre part, la fiabilité ainsi que la précision de la simulation réalisée dans le cadre de cette étude.

On démontre que la stratégie de traitement chimique et de surveillance actuelle permet de maintenir l'intégrité structurelle des équipements étudiés bien en deçà des seuils critiques de dangerosité. Cependant, la nature évolutive des fluides transportés et des conditions opératoires impose de maintenir une vigilance et un suivi continus.

Références bibliographiques

- [1] Kittel, J. (2015). La corrosion en milieu pétrolier. L'Actualité Chimique, n° 400-401, p. 108-109.
- [2] Hadadd, F., & Slimani, M. A. B. (2021). Les méthodes de protection contre la corrosion dans les sites industriels (Mémoire de Master, Université Oran 2 Mohamed Ben Ahmed).
- [3] C. Fiaud, C. Lemaitre, and N. Pébère, "Corrosion et anticorrosion, chapitre 13", Lavoisier, Paris, 2002.
- [4] M. Duportal, "Impact de la concentration en hydrogène sur les processus de dissolution et de passivation d'un acier inoxydable austénitique," Université de La Rochelle, 2020.
- [5] N. E. Hammer, "NACE Glossary of Corrosion Terms", Mat. Pro, vol. 4-1, pp. 79, 1965.
- [6] LAMROUR abdelkadir ; Contribution à la protection cathodique des pipelines pour le (champ hassi berkine),2019 (avantage est inconvénient protection cathodique)
- [7] J. Charafeddine, "Extraction, caractérisation et étude électrochimique de molécules actives issues de la forêt amazonienne pour la protection du zinc contre la corrosion," Université Antilles-Guyane, 2014
- [8] Houda, M. Corrosion des pipelines, mémoire universitaire, Université de Mostaganem. Le document présente précisément les facteurs liés au milieu, au métal, aux conditions d'emploi et au temps.
- [9] S. Kherraf, Mémoire de magister « comportement électrochimique de l'acier A105 dans différents milieux. Influence de quelques inhibiteurs » Université de Skikda, 2008.
- [10] Landolt, Dieter. Traité des matériaux, volume 12 : Corrosion et chimie de surfaces des métaux. Presses polytechniques et universitaires romandes, 2003.
- [11] Cheng, S.; Chen, S.; Liu, T.; Chang, X.; Yin, Y. (2007) «Carboxymethylchitosan as an ecofriendly inhibitor formild steel in 1 M HCl». Mater. Lett, 61, 3276–3280
- [12] DANG NGOC CHAN, C. [Cdang]. (2009). Mécanisme de la piquûration [Image vectorielle]. Wikimedia Commons. Récupéré de https://fr.wikipedia.org/wiki/Fichier:Mecanisme_piquuration.svg
- [13] Oulabbas,A , Mémoire de magister « nouvelles voies d'inhibition de la corrosion des aciers plus respectueuses de l'environnement », université de Souk-ahras, 2012-2013.
- [15]"Traitements des métaux : revêtements non métalliques" - Techniques-Ingénieur, Base documentaire MAT-TH11, 2021

- [16] Debabi Khaled, Khelaifa Zouhair - Thèse sur la protection cathodique - Université KASDI-MERBAH Ouargla [dspace.univ-ouargla] (2021)
- [17] CEFRACOR. “Principe de la protection cathodique par anode sacrificielle d’une structure enterrée”. Guides Techniques du CEFRACOR, 2012
- [18] Larabi O., Contribution à l’étude de l’inhibition de corrosion d’un acier au carbone par des composés organiques en milieu acide agressif, Mémoire de Master en Chimie, Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, (2017).
- [19] Sonatrach. « Réseau Pipes Principaux ». Rapports Annuels de la Performance de l’Activité Transport par Canalisation, Sonatrach, 2007.
- [20] (Source : Sonatrach, Document interne).
- [21] Ouazène, Mohamed. « Corrosion et protection des métaux ». Polycopié de cours, Université M’Hamed Bougara, 2014.
- [22] evol-Junel, A.-M. (2011). Les grandes familles de micro-organismes [Diagramme]. Université de Lorraine / ENSAIA. <https://ensaia.univ-lorraine.fr/>

Annexes

ASME B31.3-2018

Table A-1M Basic Allowable Stresses in Tension for Metals (SI Units) (Cont'd)

Numbers in Parentheses Refer to Notes for Appendix A Tables: Specifications Are ASTM Unless Otherwise Indicated

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	UNS No.	Class/Cond./Temper	Size, mm	P-No. (S)	Notes	Min. Temp., °C (°F)	Min. Tensile Str., MPa	Min. Yield Str., MPa	Max. Use Temp., °C
1	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(8a)(77)	B	310	165	482
2	Carbon steel	Pipe & tube	A672	A45	KD1700	—	—	1	(57)(59)(67)	B	310	165	593
3	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A25	—	—	—	1	(8a)(77)	−29	310	172	204
4	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A25	—	—	—	1	(57)(59)(67)	B	310	172	204
5	Carbon steel	Pipe & tube	A179	—	KD1200	—	—	1	(57)(59)	−29	310	179	204
6	Carbon steel	Pipe & tube	A53	A	KD2504	—	—	1	(8a)	−7	331	207	204
7	Carbon steel	Pipe & tube	A139	A	—	—	—	1	(8b)	A	331	207	149
8	Carbon steel	Pipe & tube	A587	—	KB1500	—	—	1	(57)(59)	−29	331	207	454
9	Carbon steel	Pipe & tube	A53	A	KD2504	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
10	Carbon steel	Pipe & tube	A106	A	KD2501	—	—	1	(57)	B	331	207	593
11	Carbon steel	Pipe & tube	A135	A	—	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
12	Carbon steel	Pipe & tube	A369	FPA	KD2501	—	—	1	(57)	B	331	207	593
13	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A	—	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
14	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(8b)(57)	B	345	186	482
15	Carbon steel	Pipe & tube	A672	A50	KD2200	—	—	1	(57)(59)(67)	B	345	186	593
16	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(8b)(59)	A	379	207	482
17	Carbon steel	Pipe & tube	A524	II	KD1004	—	—	1	(57)	−29	379	207	538
18	Carbon steel	Pipe & tube	A334	I	KD1008	—	—	1	(57)(59)	−46	379	207	593
19	Carbon steel	Pipe & tube	A334	I	KD1008	—	—	1	(57)(59)	−46	379	207	593
20	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CASS	KD2001	—	—	1	(59)(67)	A	379	207	593
21	Carbon steel	Pipe & tube	A672	ASS	KD2801	—	—	1	(57)(59)(67)	A	379	207	593
22	Carbon steel	Pipe & tube	A672	CSS	KD2800	—	—	1	(57)(67)	C	379	207	593
23	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CC60	KD2400	—	—	1	(57)(67)	C	414	221	593
24	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CB60	KD2401	—	—	1	(57)(67)	B	414	221	593
25	Carbon steel	Pipe & tube	A672	B60	KD2401	—	—	1	(57)(67)	B	414	221	593
26	Carbon steel	Pipe & tube	A672	C60	KD2000	—	—	1	(57)(67)	C	414	221	593
27	Carbon steel	Pipe & tube	A139	B	KD3003	—	—	1	(8b)	A	414	241	149
28	Carbon steel	Pipe & tube	A135	B	KD3018	—	—	1	(57)(59)	B	414	241	593
29	Carbon steel	Pipe & tube	AS24	1	KD3108	—	—	1	(57)	−29	414	241	593
30	Carbon steel	Pipe & tube	A53	B	KD3006	—	—	1	(57)(59)	B	414	241	593
31	Carbon steel	Pipe & tube	A106	B	KD3006	—	—	1	(57)	B	414	241	593
32	Carbon steel	Pipe & tube	A333	6	KD3006	—	—	1	(57)	−46	414	241	593
33	Carbon steel	Pipe & tube	A333	6	KD3006	—	—	1	(57)	−46	414	241	593
34	Carbon steel	Pipe & tube	A369	FPB	KD3006	—	—	1	(57)	−29	414	241	593
35	Carbon steel	Pipe & tube	A381	Y35	—	—	—	1	—	A	414	241	593
36	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	B	—	—	—	1	(57)(59)(67)	B	414	241	593

Tableaux de la norme ASME B 31.3

Table A-1M Basic Allowable Stresses in Tension for Metals (SI Units) (Cont'd)

Numbers in Parentheses Refer to Noter for Appoable A Tables: Specifications Are ASTM Unless Odilvewise Indicated

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	UNS No.	Class/Cond./Temper	Size, umt	P-No. (5)	Notes	Min. Temp. °C (6)	Min. Tensile Str., MPa	Min. Yield Str., MPa	Max. Use Temp. °C
1	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(Ba)(57)	B	310	165	482
2	Carbon steel	Pipe & tube	A672	A45	KD1700	—	—	1	(57)(59)(67)	B	310	165	593
3	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A25	—	—	—	1	(Ba)(77)	−29	310	172	204
4	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A25	—	—	—	1	(57)(59)(67)	B	310	172	204
5	Carbon steel	Pipe & tube	A179	—	KD1200	—	—	1	(57)(59)	−29	314	179	204
6	Carbon steel	Pipe & tube	A53	A	KD2504	—	—	1	(Ba)	−7	331	207	204
7	Carbon steel	Pipe & tube	A139	A	—	—	—	1	(Ba)	A	331	247	149
8	Carbon steel	Pipe & tube	A587	—	KD1500	—	—	1	(57)(59)	−29	331	207	454
9	Carbon steel	Pipe & tube	A53	A	KD2504	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
10	Carbon steel	Pipe & tube	A106	A	KD2501	—	—	1	(57)	B	331	207	593
11	Carbon steel	Pipe & tube	A135	A	—	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
12	Carbon steel	Pipe & tube	A369	FPA	KD2501	—	—	1	(57)	B	331	207	593
13	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	A	—	—	—	1	(57)(59)	B	331	207	593
14	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(8b)(57)	B	345	186	482
15	Carbon steel	Pipe & tube	A672	A50	KD2200	—	—	1	(57)(59)(67)	B	345	186	593
16	Carbon steel	Pipe & tube	A134	—	—	—	—	1	(8b)(57)	A	379	207	482
17	Carbon steel	Pipe & tube	A524	II	KD2004	—	—	1	(57)	−29	379	207	593
18	Carbon steel	Pipe & tube	A333	I	KD3008	—	—	1	(57)(59)	−46	379	207	593
19	Carbon steel	Pipe & tube	A334	I	KD3008	—	—	1	(57)(59)	−46	379	207	593
20	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CASS	KD2001	—	—	1	(59)(67)	A	379	207	593
21	Carbon steel	Pipe & tube	A672	ASS	KD2801	—	—	1	(57)(59)(67)	A	379	207	593
22	Carbon steel	Pipe & tube	A672	CSS	KD2800	—	—	1	(57)(67)	C	379	207	593
23	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CC60	KD2401	—	—	1	(57)(67)	C	414	221	593
24	Carbon steel	Pipe & tube	A671	CB60	KD2401	—	—	1	(57)(67)	B	414	221	593
25	Carbon steel	Pipe & tube	A671	B60	KD2401	—	—	1	(57)(67)	B	414	221	593
26	Carbon steel	Pipe & tube	A672	C60	KD2400	—	—	1	(57)(67)	C	414	221	593
27	Carbon steel	Pipe & tube	A139	B	KD3003	—	—	1	(8b)	A	414	241	149
28	Carbon steel	Pipe & tube	A135	B	KD3018	—	—	1	(57)(59)	B	414	241	593
29	Carbon steel	Pipe & tube	A524	I	KD3104	—	—	1	(57)	−29	414	241	593
30	Carbon steel	Pipe & tube	A53	B	KD3006	—	—	1	(57)(59)	B	414	241	593
31	Carbon steel	Pipe & tube	A106	B	KD3006	—	—	1	(57)	B	414	241	593
32	Carbon steel	Pipe & tube	A333	6	KD3006	—	—	1	(57)	−46	414	241	593
33	Carbon steel	Pipe & tube	A333	6	KD3006	—	—	1	(57)	−46	414	241	593
34	Carbon steel	Pipe & tube	A369	FPB	KD3006	—	—	1	(57)	−29	414	241	593
35	Carbon steel	Pipe & tube	A381	Y35	—	—	—	1	—	A	414	241	593
36	Carbon steel	Pipe & tube	API SL	B	—	—	—	1	(57)(59)(67)	B	414	241	593

Tableaux de la norme ASME B 31.3 (Contraintes admissibles de base, résistance à la traction et limite d'élasticité)

Table A-1M Basic Allowable Stresses in Tension for Metals (SI Units) (Cont'd)																			
Numbers in Parentheses Refer to Notes for Appendix A Tables: Specifications Are ASTM Unless Otherwise Indicated																			
Basic Allowable Stress, S, MPa, at Metal Temperature, °C [Notes (1) and (4b)]																			
Line No.	Min. Temp. to 40	65	100	150	200	250	300	325	350	375	400	425	450	475	500	525	550	575	600
1	103	103	101	97.5	94.6	96.6	86.1	83.6	81.1	78.6	73.3	64.0	55.8	43.9	40.7	—	—	—	—
2	103	103	101	97.5	94.6	96.6	86.1	83.6	81.1	78.6	73.3	64.0	55.8	43.9	21.7	21.4	14.2	9.40	6.89
3	103	103	103	102	98.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	103	103	103	102	98.5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	108	108	108	106	102	98.3	93.6	93.6	87.8	84.3	74.3	64.0	55.8	43.9	21.7	21.4	14.2	9.40	6.89
6	110	110	110	110	110	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	110	110	110	110	110	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8	110	110	110	110	110	110	108	105	97.0	84.3	73.3	64.0	55.8	54.5	—	—	—	—	—
9	110	110	110	110	110	110	108	105	97.0	84.3	73.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
10	110	110	110	110	110	110	108	105	97.0	84.3	73.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
11	110	110	110	110	110	110	108	105	97.0	84.3	73.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
12	110	110	110	110	110	110	108	105	97.0	84.3	73.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
13	110	110	110	110	110	110	108	105	94.3	84.3	73.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
14	115	115	113	113	106	102	96.9	94.1	91.2	84.3	74.3	64.0	55.8	43.9	40.7	—	—	—	—
15	115	115	113	113	106	106	96.9	94.1	91.2	84.3	75.3	64.0	55.8	43.9	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
16	126	126	126	122	122	113	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	40.7	—	—	—	—
17	126	126	126	122	118	118	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	17.2	—	—
18	126	126	126	122	118	118	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
19	126	126	126	122	118	118	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
20	126	126	126	122	118	118	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
21	126	126	126	122	118	118	108	108	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
22	126	126	126	122	118	113	108	105	101	98.3	89.0	75.3	62.1	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
23	138	138	134	130	126	121	115	111	108	105	95.1	75.5	62.6	45.0	31.7	21.4	17.2	—	—
24	138	138	134	130	126	121	115	111	108	105	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
25	138	138	134	130	126	121	115	111	108	105	95.1	75.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
26	136	138	134	130	126	121	115	111	108	105	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
27	138	138	138	138	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
28	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	17.2	—	—
29	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	17.2	—	—
30	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
31	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
32	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
33	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
34	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
35	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89
36	138	138	138	138	138	132	126	122	118	113	95.1	79.5	62.6	45.0	31.7	21.4	14.2	9.40	6.89

Tableaux de la norme ASME B 31.3 (Contraintes admissibles (S) en fonction de la température)

Sans radiographie

ASME B31.3-2018

Table 302.3.4 Longitudinal Weld Joint Quality Factor, E_j

No.	Type of joint	Type of Seam	Examination	Factor, E_j
1	Furnace butt weld, continuous weld 	Straight	As required by listed specification	0.60 [Note (1)]
2	Electric resistance weld 	Straight or spiral (helical seam)	As required by listed specification	0.85 [Note (1)]
3	Electric fusion weld			
	(a) Single butt weld (with or without filler metal) 	Straight or spiral (helical seam)	As required by listed specification or this Code Additionally spot radiographed in accordance with para. 341.5.1 Additionally 100% radiographed in accordance with para. 344.5.1 and Table 341.3.2	0.80 0.90 1.00
	(b) Double butt weld (with or without filler metal) 	Straight or spiral (helical seam) (except as provided in 4 below)	As required by listed specification or this Code Additionally spot radiographed in accordance with para. 341.5.1 Additionally 100% radiographed in accordance with para. 344.5.1 and Table 341.3.2	0.85 0.90 1.00
4	Specific specification			
	API SL, electric fusion weld, double butt seam 	Straight (with one or two seams) or spiral (helical seam)	As required by specification Additionally 100% radiographed in accordance with para. 344.5.1 and Table 341.3.2	0.95 1.00

NOTE: (1) It is not permitted to increase the joint quality factor by additional examination for joint 1 or 2.

Facteurs de qualité des joints soudés longitudinaux

RÉSUMÉ

Dans le cadre du développement de moyens de lutte anticorrosion dans les installations pétrolières de Sonatrach, ce travail évalue l'effet de la corrosion sur la fiabilité et la durée de vie résiduelle de la conduite de retour d'eau de refroidissement de la station de pompage de Beni Mansour (SBM). La méthodologie combine un suivi expérimental par coupons de corrosion (exposition 97 jours), des contrôles non destructifs par ultrasons conformes à la norme API 570 pour le suivi des épaisseurs, et une simulation des traitements chimiques (inhibiteurs, dispersants, biocides) pour apprécier l'efficacité des protections. Les vitesses de corrosion obtenues par pesée des coupons varient entre 0,166 et 0,194 mm/an, tandis que les mesures ultrasoniques enregistrent des valeurs entre 0,166 et 0,191 mm/an, témoignant d'une bonne concordance méthodologique et d'une cinétique de corrosion faible. L'étude conclut que la stratégie de traitement chimique en vigueur préserve l'intégrité des équipements en deçà des seuils critiques, assurant une durée de vie résiduelle estimée d'au moins 19 ans.

Mots-clés : lutte anticorrosion, Sonatrach, corrosion, station de pompage (SBM), API 570.

ABSTRACT

In the framework of developing anticorrosion measures for Sonatrach's petroleum installations, this work assesses the effect of corrosion on the reliability and residual service life of the cooling-water return pipeline at the Beni Mansour pumping station (SBM). The methodology combines an experimental follow-up using corrosion coupons (97-day exposure), non-destructive ultrasonic inspections compliant with API 570 for wall-thickness monitoring, and a simulation of chemical treatments (inhibitors, dispersants, biocides) to evaluate protection effectiveness. Corrosion rates derived from coupon weighing range between 0.166 and 0.194 mm/y, while ultrasonic measurements yield values between 0.166 and 0.191 mm/y, indicating good methodological agreement and a low, controlled corrosion kinetics. The study concludes that the current chemical treatment strategy maintains equipment integrity below critical thresholds, ensuring a residual service life estimated at no less than 19 years.

Keywords: anticorrosion, Sonatrach, corrosion, pumping station (SBM), API 570.

الملخص

في إطار تطوير وسائل مكافحة المضادة للتآكل في منشآت شركة سوناطراك البترولية، يقيم هذا العمل تأثير التآكل على موثوقية والعمر المتبقي لأنبوب إعادة مياه التبريد بمحطة الضخ بني منصور (SBM). تتبع المنهجية مزيجاً من تقييم تجريبي بواسطة عينات تآكل (تعرض لمدة 97 يوماً)، وفحوصات غير مدمرة بالموجات فوق الصوتية وفق مواصفة API 570 لقياس تراجع السماكة، إلى جانب محاكاة لبرامج المعالجة الكيميائية (مثبطات التآكل، مبيدات التشتت، مبيدات حيوية) لتقدير فعالية الحماية. سجلت سرعات التآكل المحسوبة بالوزن نطاقاً بين 0.166 و 0.194 ملم/سنة، بينما تراوحت قراءات الموجات فوق الصوتية بين 0.166 و 0.191 ملم/سنة، ما يدل على توافق جيد بين الطريقتين وعلى دينامية تآكل منخفضة ومتحكم فيها. تستنتج الدراسة أن استراتيجية المعالجة الكيميائية المعتمدة تضمن إبقاء سلامة المعدات دون العتبات الحرجة، مع عمر متبقي مُقدَّر لا يقل عن 19 سنة.

الكلمات المفتاحية: مكافحة التآكل، سوناطراك، التآكل، محطة ضخ (SBM)، API 570.