



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DE TISSEMSILT



Faculté des Sciences et de Technologie
Département des Sciences et techniques

Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme

De Master académique

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie du Raffinage

Réaliser par :

SOUDANI Lycia Taoues.

Thème :

**Analyse et mitigation de la corrosion de l'aéroréfrigérant EA-102 de
l'unité distillation atmosphérique – RAFFINERIE D'ALGER RA1G-**

Soutenu le : 27/06/2026

Devant les jurés :

Mr ASLI Boubaker.	Président	M.C. A	Univ-Tissemsilt
Mme BERDAA Hanene	Examinatrice	M.C. B	Univ-Tissemsilt
Mme MOKHTAR Djamila	Encadrante	M.C. B	Univ-Tissemsilt
CHEMRAK Med Amin	Co-encadrant	M.C. A	Univ-Tissemsilt
Mr HERMOUCHE Oualid	Encadreur industrielle	Ingénieur	Sonatrach

Dédicace

Avec une immense joie et une profonde gratitude, je dédie ce travail :

*À mes chers parents, qui ont toujours cru en moi et m'ont soutenue dans les
moments les plus difficiles.*

*Merci pour votre amour, votre patience et tous les sacrifices consentis pour ma
réussite.*

*À mes frères, Aymen et Abdelilleh, pour leur affection et leurs encouragements
permanents.*

À mes grands-parents, pour leurs prières, leur affection et leurs précieux conseils.

*À mes chères amies Manel, Malak et, qui ont partagé avec moi les moments de stress
comme les moments de réussite.*

À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce projet.

*Que ce travail soit le témoignage de ma reconnaissance et de mon respect envers
vous tous.*

Remerciements :

Je remercie tout d'abord Allah le plus puissant qui m'a permis d'intégrer le fleuron de l'industrie algérienne Sonatrach pour le stage pratique et m'a donné la force et la persévérance nécessaire à l'aboutissement de ce travail qui m'a permis de découvrir tant de chose que j'ignorais.

Je voudrais aussi exprimer ma gratitude à mon encadrante universitaire, Mme MOKHTAR Djamil, pour son soutien, sa disponibilité et ses conseils précieux durant la réalisation de ce projet. Ses orientations et son appui ont été d'une grande utilité pour la réalisation de ce projet.

Je tiens ensuite à adresser mes sincères remerciements à mon encadrant au sein de la raffinerie, Mr HERMOUCHE Oualid pour son accompagnement, ses conseils précieux et son aide durant la réalisation de ce projet.

Je tiens également à remercier l'ensemble du personnel et du staff de Sonatrach pour leur accueil, leur collaboration et le partage de leur expérience durant mon stage pratique.

Enfin, je remercie les membres du jury ainsi que tous mes enseignants de l'université ayant contribué à ma formation tout au long de mon parcours académique.

Résumé :

Ce mémoire porte sur l'analyse de la corrosion des aéroréfrigérants situés en aval du dessaleur de l'unité de distillation atmosphérique (U100) de la raffinerie d'Alger, appartenant à Sonatrach. Malgré le processus de dessalage, le pétrole brut traité conserve des résidus de chlorures, de H₂S et de CO₂ qui, sous l'effet des températures élevées et des cycles thermiques, induisent des mécanismes de corrosion complexes tels que la corrosion par piqûres, la corrosion sous dépôt et l'érosion-corrosion. Le suivi analytique des paramètres pH, chlorures et fer total sur les ballons D-101, D-103 et D-501 a révélé une teneur en chlorures particulièrement élevée au niveau du D-101, atteignant 49,27 mg/L contre une norme de 10 mg/L. Des recommandations correctives et préventives ont été proposées afin d'optimiser le dessalage, améliorer l'efficacité des inhibiteurs de corrosion et renforcer les stratégies de surveillance et de maintenance.

Mots-clés : Corrosion, aéroréfrigérant, dessaleur, chlorures, pH, fer total, inhibiteur, distillation atmosphérique, raffinerie d'Alger.

Abstract

This end-of-studies dissertation focuses on the corrosion analysis of air coolers located downstream of the desalter in the atmospheric distillation unit (U100) of the Algiers refinery, owned by Sonatrach. Despite the desalting process, the treated crude oil retains residual chlorides, H₂S, and CO₂ which, under high temperatures and thermal cycling, trigger complex corrosion mechanisms such as pitting corrosion, under-deposit corrosion, and erosion-corrosion. Analytical monitoring of pH, chloride, and total iron parameters across drums D-101, D-103, and D-501 revealed particularly high chloride levels at D-101, reaching 49.27 mg/L against a standard of 10 mg/L. Corrective and preventive recommendations were proposed to optimize desalting, improve corrosion inhibitor effectiveness, and strengthen monitoring and maintenance strategies.

Keywords : Corrosion, air cooler, desalter, chlorides, pH, total iron, inhibitor, atmospheric distillation, Algiers refinery.

ملخص

تتناول هذه المذكرة تحليل ظاهرة التآكل في مبردات الهواء الموجودة في مجرى ما بعد وحدة إزالة الأملاح، ضمن وحدة بمصفاة الجزائر التابعة لسوناطراك. على الرغم من عملية إزالة الأملاح، يحتفظ النفط الخام المعالج (U التقطير الجوي 100) ببقايا من الكلوريدات وكبريتيد الهيدروجين وثاني أكسيد الكربون، التي تُفضي في ظل درجات الحرارة المرتفعة والدورات الحرارية إلى آليات تآكل معقدة كالتآكل النقطي والتآكل تحت الرواسب وتآكل الإجهاد الميكانيكي. كشفت المتابعة التحليلية عن تركيز مرتفع D-501 و D-103 لمعاملات الألس الهيدروجيني والكلوريدات والحديد الكلي في أوعية -101 بلغ 49,27 ملغ/ل مقابل معيار 10 ملغ/ل. وقد صيغت توصيات تصحيحية ووقائية لتحسين D للكلوريدات عند الوعاء -101. عملية إزالة الأملاح وتعزيز فاعلية مثبطات التآكل وتطوير استراتيجيات المراقبة والصيانة

الكلمات المفتاحية : التآكل، مبرد الهواء، وحدة إزالة الأملاح، الكلوريدات، الألس الهيدروجيني، الحديد الكلي، المثبط، التقطير الجوي، مصفاة الجزائر.

Liste des abréviations

U100 : « l'unité de distillation atmosphérique »

ADU : « Atmospheric Distillation Unit (l'unité de distillation atmosphérique »

CCR : « Unité de reformage catalytique du naphta CCR (U520) »

RFCC : « Unité de craquage catalytique et résidu atmosphérique RFCC »

NHT : « Unité d'hydrotraitement des naphtas NHT (U500) »

CPU : « Une unité de traitement des condensats »

CPP : « Centrale de production propre (électricité) »

GTG : « Turbogénérateur à gaz »

STG : « Turbogénérateur à vapeur »

RCO : « Résidu atmosphérique »

RC : « Reflux circulant »

RON : « indice d'octane recherche »

MON : « Indice d'octane moteur »

SRA : « entreprises étrangères (SRA) »

SCC : « Corrosion sous contrainte (Stress Corrosion Cracking) »

pH : Potentiel hydrogène

CO₂ : « Dioxyde de carbone »

H₂S : « Sulfure d'hydrogène »

PTB : « Pounds per Thousand Barrels (livres par millier de barils »

UV-Vis : « Spectrophotométrie ultraviolet-visible »

NACE « National Association of Corrosion Engineers »

ASTM : « American Society for Testing and Materials »

ISO : « nternational Organization for Standardization »

API : « American Petroleum Institute »

SRA : « Sonatrach Raffinage Algérie »

Table des matières

Introduction générale	13
Problématique	15
Chapitre I : Présentation de la raffinerie d'Alger & L'unité de distillation atmosphérique	
I.1.Présentation de l'entreprise SONATRACH	17
I.1.1 Situation géographique de la Raffinerie d'Alger	17
I.1.2 Historique de la raffinerie	17
I.1.3 Capacité de production	18
I.1.4 Description des principales installations	20
I.2. L'unité de distillation atmosphérique	20
I.2.1 Objectifs de l'U100	26
I.2.2 Produits de l'U100	26
I.2.3. Réception et Préchauffage I	27
I.2.4. Dessalage (M101)	27
I.2.5. Préchauffage II et Ballon de flash	27
I.2.6. Préchauffages III et IV	27
I.2.7. Réchauffeur Atmosphérique	27
I.2.8. Colonne Atmosphérique	27
I.2.9. Circuit de tête de la colonne atmosphérique	27
I.2.10. Rectification et refroidissement des produits de la colonne atmosphérique	28
I.2.11. Colonne de débutaniseur/stabilisateur de naphta	30
Conclusion	31

Chapitre II Corrosion dans l'industrie pétrolière, aéroréfrigérant et les inhibiteurs.

II.1. Introduction	33
II.2. Généralités sur la corrosion	34
II.2.1 Définition et principe électrochimique	34
II.2.2 Types de corrosion	34
II.3. Corrosion dans l'industrie pétrolière	36
II.3.1 Environnements corrosifs (CO ₂ , H ₂ S, chlorures)	36
II.3.2 Mécanismes de corrosion	36
II.3.3 Zones critiques : pipelines, échangeurs, aéroréfrigérants	37
II.4. Facteurs influençant la corrosion	37

II.5. Méthodes de protection contre la corrosion	38
II.5.1 Méthodes physiques (revêtements, matériaux)	38
II.5.2 Méthodes électrochimiques (protection cathodique et anodique)	39
II.6. Les inhibiteurs de corrosion	39
II.6.1 Définition	39
II.6.2 Types (anodiques, cathodiques, mixtes)	39
II.6.3 Mécanismes d'action	40
II.6.4 Avantages et limites	40
II.7. Application aux aéroréfrigérants	40
II.7.1 Présentation des aéroréfrigérants	40
II.7.2 le principe de fonctionnement	41
II.7.3 Types des aéroréfrigérants	42
II.7.4 Zones critiques de corrosion dans les aéroréfrigérants	43
II.7.5 Mécanismes de corrosion dans les aéroréfrigérants	44
II.7.6 Causes de corrosion dans les aéroréfrigérants	44
II.7.7 Rôle de l'eau de refroidissement	44
II.7.8 Effet des chlorures	44
II.7.9 Solutions :(traitement chimique et inhibiteurs)	44
II.7.10 Cas des aéroréfrigérants de la raffinerie d'Alger	45

Chapitre III : Localisation du problème, méthodes et matériels

III.1. Introduction	47
III.1.1 Contexte industriel et présentation de l'unité	47
III.1.2 Mécanismes de corrosion impliqués	48
III.2. Évaluation de la performance du dessalage	49
III.2.1 Rôle et importance du dessalage	49
III.2.2 Matériels et réactifs	49
III.2.3 Protocole expérimental – Mesure de la salinité résiduelle	50
III.3. Analyse des indicateurs de corrosion dans les eaux de procédé	52
III.3.1 Mesure du potentiel hydrogène (pH)	52
III.3.1.1 Principe et justification	52
III.3.1.2 Appareillage et étalonnage	52
III.3.1.3 Mode opératoire	53
III.3.2 Dosage des chlorures (Cl^-) – Méthode de Mohr	53
III.3.2.1 Principe théorique	54
III.3.2.2 Matériels et réactifs	54
III.3.2.3 Mode opératoire	54
III.3.2.4 Calcul et expression des résultats	54
III.3.3 Dosage du fer total (Fe) – Spectrophotométrie UV-Vis	55
III.3.3.1 Principe théorique	55
III.3.3.2 Appareillage	55
III.3.3.3 Mode opératoire	56
III.4. Programme de surveillance et fréquence des mesures	56
III.4.1 Plan de surveillance analytique	57
III.4.2 Points de prélèvement et conditions d'échantillonnage	57
III.5. Valeurs seuils de référence et interprétation des résultats	58
III.5.1 Valeurs seuils opérationnelles	58
III.5.2 Actions correctives en cas de dépassement	59
III.6. Localisation du problème et justification de la démarche	59
III.6.1 Analyse des causes probables des fuites	59
III.6.2 Justification du choix des indicateurs analytiques	60
III.7 Conclusion	60
Chapitre IV : Résultats et Discussion.	
IV. Introduction	63
IV. 1. Évolution du pH aux points de prélèvement	63

IV.1.1 ballon D101	64
IV. 1.2 ballon D103	65
IV. 1.3 ballon D501	66
IV. 2 Évolution de la teneur en fer total (Fe)	67
IV. 2.1 Analyse au ballon D101	68
IV. 2.2 Comparaison multi-points D101, D103, D501	69
IV. 3 Évolution de la teneur en ions chlorure (Cl ⁻)	69
IV. 3.1 ballon D101	70
IV. 3.2 ballon D103	71
IV. 3.3 ballon D501	72
IV. 4 Efficacité du dessaleur	73
IV. 4.1 Analyse de l'efficacité	74
IV. 4.2 Stabilité du débit d'alimentation	74
IV. 5 Évaluation comparative des inhibiteurs de corrosion utilisés	75
IV. 6. Comparaison des teneurs moyennes en Fe (ppm) et en Cl ⁻ (ppm) au ballon D101, selon l'inhibiteur utilisé (Nalco vs Chimec)	75
IV. 7. Discussion synthétique et corrélations entre paramètres	80
IV. 8. Conclusion	81
Conclusion générale	84
Recommandations.....	85
Références bibliographiques	88
Annexes	90

Liste des figures

Figure I.1 :vue aérienne de la raffinerie.....	
Figure I.2 : schéma synoptique de la raffinerie d'Alger.	
Figure I.3 : Schéma global de l'unité 100.	
Figure II.1 : Corrosion galvanique.	
Figure II.2 : Schéma illustrant La Corrosion par piquûre.	
Figure II.3 : Schéma simple du principe de fonctionnement d'un aéroréfrigérant.	
Figure II.4 : Aéroréfrigérants à tirage forcé	
Figure II.5 : Aéroréfrigérants à tirage induit.	
Figure II.6 : Aéroréfrigérants à circulation naturelle.....	
Figure III.1 : Salinomètre électronique utilisé pour la mesure de la salinité résiduelle	
Figure IV.1 Variation du PH au niveau du D101	
Figure IV.2 Variation du PH au niveau du D103	
Figure IV.3 Variation du PH au niveau du D501	
Figure IV.4 Variation de teneur en fer au niveau du D101	
Figure IV.5 Variation de teneur en fer au niveau du D103	
Figure IV.6 Variation de teneur en fer au niveau du D501	
Figure IV.7 Variation du taux de chlorure au niveau de D101	
Figure IV.8 Variation du taux de chlorure au niveau de D103.....	
Figure IV.9 Variation du taux de chlorure au niveau de D501.....	
Figure IV.10 Evaluation de l'efficacité du M101 par rapport l'interface.....	

Liste de tableaux

Tableau III.1 : Plan de surveillance analytique des paramètres de corrosion	
Tableau III.2 : Valeurs seuils des paramètres de corrosion et interprétation opérationnelle.....	
Tableau IV. 1 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (pH) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025	
Tableau 02 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (fer) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025.	
Tableau 03 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (chlorure) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025	

Introduction

générale

La raffinerie d'Alger située à Baraki joue un rôle crucial dans l'industrie pétrolière du pays en convertissant le pétrole brut en divers produits pétroliers, répondant ainsi aux exigences énergétiques du marché national. Ainsi, pour assurer la persistance de la production, la sécurité des systèmes ainsi que la sauvegarde de l'environnement, le maintien de l'efficacité, de la confiance et de la disponibilité des équipements de procédé est un enjeu crucial. La corrosion, parmi divers éléments pouvant impacter l'intégrité des appareils industriels, est l'un des processus les plus alarmants de par ses répercussions significatives tant sur le plan technique qu'économique.

Les aéroréfrigérants placés en aval du dessaleur constituent l'un des équipements les plus vulnérables à la corrosion dans les unités de distillation atmosphérique. Bien que le processus de dessalage soit performant, il se peut que des traces résiduelles d'eau, de sels dissous et de substances corrosives persistent dans le pétrole brut traité. Les principales substances contaminantes comprennent les chlorures de sodium, de calcium et de magnésium, ainsi que des gaz corrosifs tels que le sulfure d'hydrogène (H_2S) et le dioxyde de carbone (CO_2). Sous l'influence de conditions d'exploitation marquées par des températures hautes, des changements thermiques réguliers et des processus de condensation, ces espèces facilitent l'émergence de processus compliqués de détérioration des matériaux.

Différentes formes de corrosion peuvent se manifester au niveau des aéroréfrigérants. Au sein des dispositifs, elle découle principalement de l'existence d'eau salée, de l'hydrolyse des sels chlorés et de la création d'environnements acides particulièrement corrosifs. Les conditions climatiques locales, caractérisées par une forte humidité et la présence de pollutions industrielles, jouent également un rôle dans l'accélération des processus de corrosion à l'extérieur. Ces processus peuvent provoquer des attaques localisées graves, comprenant la corrosion par piqûres ou la corrosion sous dépôt, qui entraînent une réduction graduelle de l'épaisseur des parois et accentuent la probabilité de défaillance anticipée des équipements.

Ces phénomènes engendrent une multitude de conséquences qui peuvent influencer de manière significative les performances de l'équipement. Ces problématiques se manifestent entre autres par des défaillances d'étanchéité, des évasions d'hydrocarbures, un amoindrissement de l'efficacité des transferts thermiques, une hausse des dépenses de maintenance et des interruptions surprises de production. Dans une installation aussi importante que celle d'Alger, de telles défaillances peuvent avoir un impact direct sur la sécurité du personnel, la disponibilité des unités de processus et le respect des normes environnementales.

Face à ces défis, il s'avère essentiel de réaliser une analyse approfondie des processus qui provoquent la corrosion des aéroréfrigérants situés en aval du dessaleur, afin de cerner les éléments qui affectent leur usure et de suggérer des remèdes appropriés pour renforcer leur longévité et leur fiabilité.

Ce mémoire de fin de cursus vise à étudier les raisons de la corrosion touchant ces appareils, à mesurer l'effet des conditions d'exploitation et environnementales, et à suggérer des mesures correctives et préventives comme l'optimisation du processus de dessalage, l'amélioration des plans d'injection d'inhibiteurs de corrosion, le choix de matériaux plus durables ainsi que le renforcement des stratégies de contrôle, de surveillance et d'entretien.

Problématique :

Les aéroréfrigérants situés en aval du dessaleur de l'unité de distillation atmosphérique (U100) de la raffinerie d'Alger sont soumis à des phénomènes de corrosion complexes, favorisés par la présence résiduelle de chlorures, de H_2S et de CO_2 dans le pétrole brut traité, malgré le processus de dessalage. Ces conditions génèrent des variations significatives de trois paramètres clés — le pH, la teneur en chlorures et la concentration en fer total — qui traduisent directement l'intensité des mécanismes de corrosion en cours au sein des ballons D-101, D-103 et D-501. Un pH instable ou trop acide favorise la dissolution des métaux, une concentration élevée en chlorures accélère la corrosion par piqûres et sous dépôt, tandis qu'une augmentation du fer total dans les eaux de procédé constitue un indicateur direct de la détérioration des surfaces métalliques. Le suivi conjoint de ces trois paramètres apparaît ainsi comme un outil essentiel pour diagnostiquer l'état de corrosion des équipements et évaluer l'efficacité des mesures de protection en place.

Dans ce contexte, la question centrale de ce travail est la suivante :

« Dans quelle mesure l'évolution du pH, de la teneur en chlorures et de la concentration en fer total permet-elle de caractériser les mécanismes de corrosion affectant les aéroréfrigérants de la raffinerie d'Alger, et quelles mesures correctives peuvent être proposées pour limiter leur dégradation ? »

Répondre à cette question implique d'analyser l'évolution de ces trois indicateurs sur les différents points de prélèvement, d'établir les corrélations entre eux, et de proposer des actions correctives et préventives adaptées afin de renforcer la fiabilité et la durabilité des équipements.

Chapitre I

Présentation de la raffinerie d'Alger & L'unité de distillation atmosphérique

I.1.1.Présentation de l'entreprise SONATRACH(Raffinerie d'Alger) :

La raffinerie d'Alger est localisée à 5 kilomètres au sud d'El Harrach et à 20 kilomètres à l'est d'Alger, s'étendant sur une superficie de 182 hectares. Ce site a été sélectionné suite à une analyse du sol et à la détection d'une nappe aquifère indispensable pour l'approvisionnement en nourriture pour les systèmes de refroidissement.[1]

I.1.2 Situation géographique de la Raffinerie d'Alger :

La raffinerie d'ALGER, localisée à Sidi R'zine à BARAKI, s'étend sur une superficie de 182 hectares. La figure1 illustre une vue aérienne de la raffinerie.



Figure I.1 :vue aérienne de la raffinerie.

L'emplacement a été déterminé suite à une analyse du sol et à la détection d'une nappe aquifère indispensable pour l'approvisionnement des systèmes de refroidissement.[1]

I.1.3 Historique de la raffinerie :

La raffinerie d'Alger a vu le jour en décembre 1959, suite à la découverte de pétrole dans le sud de l'Algérie. Les travaux ont débuté en janvier 1960, mais la mise en fonctionnement de la raffinerie n'est intervenue que le 19 janvier 1964, orchestrée par un consortium d'entreprises étrangères (SRA).

Le 22 septembre 2010, le groupe français Technip est chargé de la réhabilitation de la raffinerie. Le 6 novembre 2016, la réhabilitation de la raffinerie est confiée au consortium chinois China

Petroleum Engineering and Construction (CPECC).L'objectif des travaux est de rehausser les capacités de la raffinerie de 35 %.

Après des travaux de réhabilitation, la raffinerie d'Alger a été inaugurée le 21 février 2019 par les ministres algériens de l'énergie et de l'intérieur, ainsi que par le PDG de Sonatrach.[1]

I.1.4 Capacité de production :

L'objectif principal de la raffinerie est de maintenir l'approvisionnement en carburants (biens essentiels), ainsi qu'en divers produits pétroliers.

L'amélioration de cette installation selon les standards internationaux de qualité et de sécurité a conduit à une augmentation de sa capacité de production, atteignant 3.645 millions de tonnes par an pour le traitement du pétrole brut saharien. La raffinerie est conforme à la norme Euro V (norme antipollution) et répond principalement aux besoins en carburant de la région centrale de l'Algérie.

La raffinerie propose une diversité de produits conformes aux standards nationaux et internationaux, à savoir [1]:

- LPG : Butane et propane commerciaux ;
- Naphta
- Essences (sans plomb).
- Jet (Kérosène)
- Gasoil
- Fuel oil
- Slurry

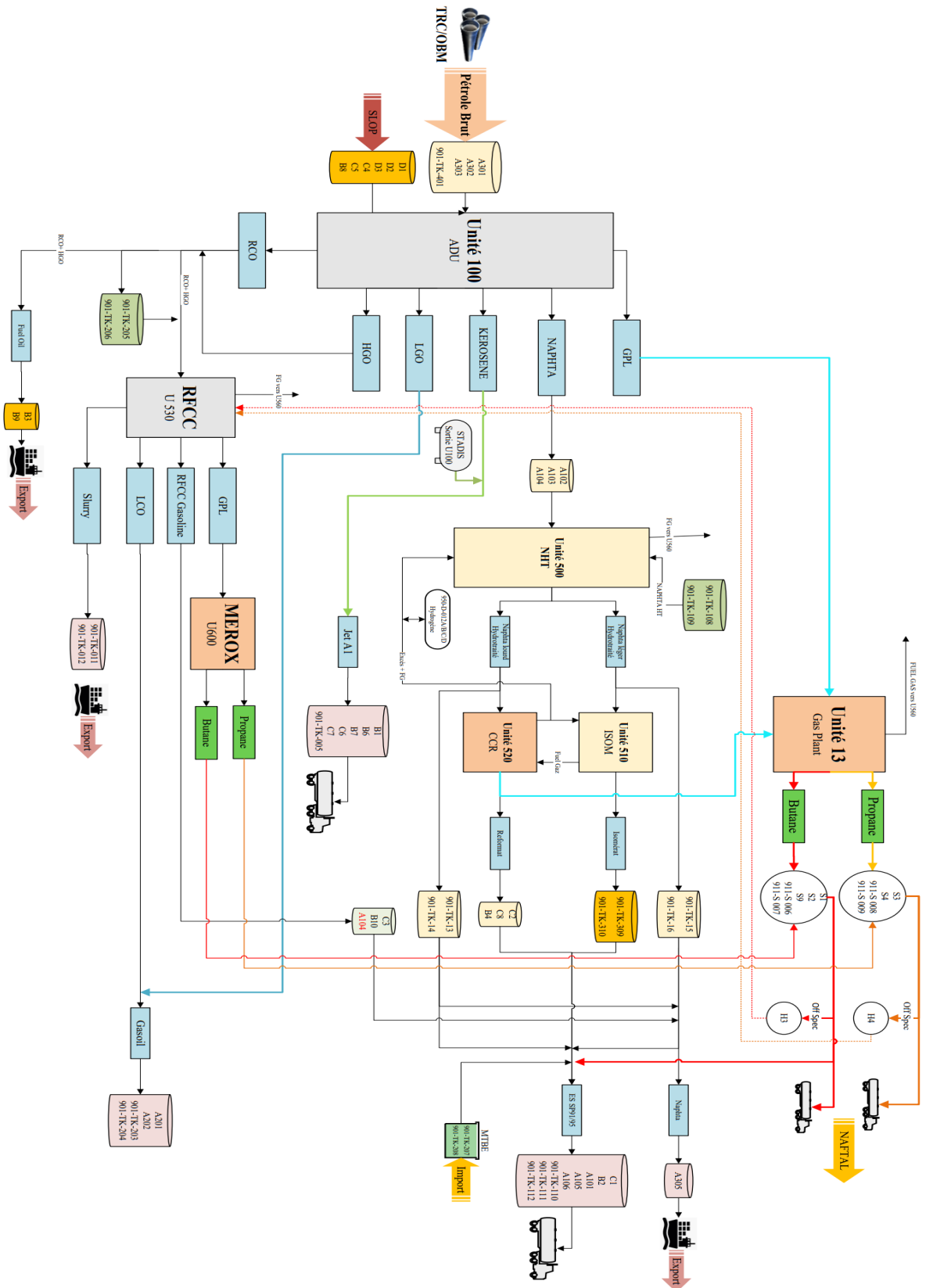


Figure I.2 : schéma synoptique de la raffinerie d'Alger.

I.1.5 Description des principales installations :

La raffinerie d'Alger se charge de la transformation du pétrole brut extrait des puits de Hassi Messaoud, acheminé vers la station OBM à Béjaïa avant d'être transporté à Alger par le biais de pipelines.

Ce genre de pétrole nécessite des méthodes de séparation et d'affinage pour minimiser son empreinte écologique et se conformer aux standards internationaux de qualité des carburants.

Ces unités permettent à la raffinerie de produire des produits pétroliers qui répondent aux normes du marché, tout en réduisant les rejets polluants. Cette démarche est cruciale pour garantir la rentabilité de l'activité tout en adhérant aux restrictions environnementales. [1]

- **Unité de distillation atmosphérique (topping) U100 :**

La mission de l'unité de distillation atmosphérique (ADU) consiste à séparer le pétrole brut dans le but de générer des mélanges directs de distillats (suite à des processus de traitement appropriés en aval) et des produits destinés à d'autres unités de transformation en aval.

La matière première pétrolière est préchauffée par rapport au produit et à des reflux en circulation avant d'être fractionnée pour la première fois dans la colonne de prévaporisation.

Une colonne de prévaporisation sépare le naphta non stabilisé du brut qui a été pré-vaporisé.[1]

Le brut préchauffé est par la suite dirigé vers un autre système de préchauffage en relation avec le produit et les reflux circulants, avant d'être transféré dans un réchauffeur.

La séparation du pétrole brut pré-vaporisé s'effectue dans la colonne de brut et les rectificateurs à flux latéral associés. Le naphta non stabilisé provenant de la colonne de pré-vaporisation est par la suite traité dans le débutaniseur.

Les produits sont refroidis puis, si nécessaire, transférés à un entreposage temporaire ou traités. [1]

- **Unité gaz plant U300 :**

Les vapeurs de GPL récupérées des unités de topping et de reformage catalytique contiennent principalement du butane et du propane. Le passage de ces gaz à l'unité de traitement permet ainsi de séparer et d'extraire le propane et le butane destinés à la vente.

La capacité de l'installation gazière est en adéquation avec les capacités de l'ADU et de la nouvelle unité CCR. [1]

- **Unité d'hydrotraitement des naphas NHT (U500) :**

L'unité d'hydrotraitement de naphta vise à générer des charges hydrotraitées purifiées, destinées à approvisionner l'unité d'Isomérisation (unité 510) et l'unité de Reformage (unité 520). Ces charges doivent comporter des niveaux de contaminants, tels que le soufre, l'azote, l'eau, les halogènes, les dioléfines, les oléfines, le mercure, l'arsenic et d'autres métaux, assez bas pour ne pas nuire aux unités en aval.

L'unité d'hydrotraitement de naphta reçoit du naphta issu de la distillation directe, qui provient de la distillation du pétrole brut localisée en amont. Ce naphta renferme des niveaux de contaminants nuisibles aux catalyseurs de reformage et d'isomérisation, ce qui exige un prétraitement.

Le traitement se réalise en faisant circuler le naphta à travers un catalyseur bimétallique à lit fixe, dans un réacteur adiabatique, en présence de l'Hydrogène. [1]

- **Unité d'isomérisation des naphthas (U510) :**

L'objectif de cette méthode est d'optimiser l'indice d'octane recherche (RON) et l'indice d'octane moteur (MON) du naphta léger (principalement C5/C6) avant son intégration dans le mélange de carburant. Le naphta léger contient souvent une quantité importante d'isomères normaux, conduisant à un indice d'octane généralement bas (souvent inférieur à 68). Le processus d'isomérisation transforme, en équilibre, une fraction de ces isomères normaux à indice d'octane bas en isomères ramifiés à indice d'octane supérieur.

Ce procédé, élaboré et distribué sous licence par Axens, inclut deux réacteurs adiabatiques à lit fixe, dans lesquels se déroulent des réactions d'isomérisation de la coupe C5/C6 dans les deux réacteurs. Les réactions d'isomérisation sont effectuées sur un catalyseur chloré en lit fixe, au sein d'un milieu à hydrogène. Les conditions de fonctionnement ne sont pas rigoureuses, comme le prouve la pression d'opération modérée, la température réduite, la faible pression partielle d'hydrogène et la grande vitesse spatiale du catalyseur. Ces conditions opérationnelles encouragent la réaction d'isomérisation, minimisent l'hydrocraquage et réduisent le coût d'investissement au strict minimum.

- **Unité de reformage catalytique du naphta CCR (U520) :**

Son objectif est de générer un reformat à indice d'octane élevé, qui est l'un des critères principaux de la qualité de l'essence, et également un gaz riche en hydrogène. Elle est chargée avec du naphta

lourd provenant de l'unité 500 NHT. Il se divise en deux parties : le reformage catalytique du naphta et la circulation du catalyseur, y compris sa régénération continue. [1]

- **Unité de craquage catalytique et résidu atmosphérique RFCC :**

Le but du dispositif de craquage catalytique à fluide résiduel (RFCC) est de convertir les fractions lourdes du pétrole brut RCO + HGO provenant de l'unité ADU (unité 100) en hydrocarbures plus légers et de plus grande valeur à haute température et sous pression moyenne. En utilisant un catalyseur composé de silice et d'alumine finement broyées.

Le processus RFCC est essentiellement divisé en trois parties : la partie réacteur-régénérateur, la partie de fractionnement et la partie de concentration des gaz. [1]

- **Utilités1 :**

- **Unité 701 : l'eau brute**

Actuellement, la raffinerie est alimentée en eau par le réseau SEAAL, avec une petite portion provenant des trois forages de la raffinerie. [1]

- **Unité 711/710 : L'eau de refroidissement :**

L'unité de refroidissement 711 délivre de l'eau rafraîchissante aux usagers au sein de la raffinerie, et elle est approvisionnée par l'unité d'eau non traitée 701.

Voici les utilisateurs de l'unité 711 :

- Le MS Block.
- Le bloc RFCC.
- Le nouveau site d'entreposage .
- Les nouvelles mises en place (unités 751, 781, 810, 830, 840).

L'unité de distillation atmosphérique (U100), l'installation de gaz (U300) et (U750) continuent de recevoir du refroidissement de la part de l'unité d'eau froide 710.

Les deux unités de refroidissement d'eau, 710 et 711, fonctionnent de manière complètement autonome. [1]

- **Unité 741/740 : L'eau anti incendie :**

Le système anti-incendie aquatique récemment installé répond aux exigences en eau des deux unités 740 et 741, avec un flux de 4088 M3/h qui couvre à la fois l'espace des unités et la zone d'entreposage. [1]

- **Unité 720 : L'eau déminéralisée :**

L'unité déminéralisation 720, qui est située dans la raffinerie, reçoit de l'eau brute provenant de l'unité 701 et la transforme en eau déminéralisée.

L'unité 720 fournit de l'eau déminéralisée à divers usagers au sein de la raffinerie :

- Eau supplémentaire pour le système d'approvisionnement en eau des chaudières.
- Préparation de solutions chimiques à l'aide de solvant.
- Utilisation d'eau pour la dilution, les réactions et le lavage.
- Eau dessalée de secours destinée au dessaleur dans l'unité 100 lorsque l'eau strippée et l'eau brute font défaut.

- **Unité 830 : Unité de polissage de condensat :**

Une unité de traitement des condensats (CPU) a été mise en place dans les récentes installations de fluides à la raffinerie d'Alger. Cette unité représente un centre de traitement des condensats contaminés produits par différentes unités de traitement au sein de la raffinerie. Les condensats épurés issus de l'unité CPU (U-830) sont réacheminés vers le désaérateur de la nouvelle unité CPP (U-751). [1]

- **Unité 730 : L'eau potable :**

L'unité U730 fournit un approvisionnement constant en eau potable pour la raffinerie. [1]

- **Unité 780/781 : Station de production d'air comprimé :**

Cette unité garantit la production d'air de service et instrument indispensable pour assurer le fonctionnement optimal des diverses unités de la raffinerie. [1]

- **Unité 840 : Unité de préparation de soude et d'acide chlorhydrique :**

Le système de lavage caustique est conçu pour satisfaire les besoins des installations suivantes:

- Pour le nettoyage des gaz dans l'unité d'isomérisation du naphta léger (U510).

En tant que mesure d'élimination des liquides de lavage dans le tambour de lavage de l'unité de reformage Naphta (U520).

- Pour le traitement caustique des GPL au sein de l'unité Mérox (U600).
- Pour la régénération des lits anioniques et des lits mixtes à l'échelle de l'U720 et CPU (U830). [1]

- **Unité 810 : Unité de production de nitrogène (azote) :**

L'usine de production de nitrogène produit de l'azote sous forme liquide et gazeuse, avec un système de stockage lié.

L'ensemble est élaboré pour garantir :

- L'inertage / le séchage des installations lors du processus de démarrage.
- Le nettoyage des systèmes lors des arrêts.
- L'opération de régénération catalytique pendant ou après le processus.
- Le nettoyage régulier des joints d'étanchéité des compresseurs. [1]

- **L'utilité 2 :**

La centrale thermoélectrique représente une solution d'autonomie totale pour la raffinerie en satisfaisant ses besoins énergétiques en électricité, en fuel gaz et en vapeur à diverses pressions (HP, MP et BP). L'utilité 2 est constituée des sous-unités suivantes : U751, U761 et U791. [1]

- **U751 : Production de l'électricité et de vapeur :**

Les systèmes de vapeur et d'approvisionnement en eau pour chaudière constituent des équipements récents pour la raffinerie d'Alger, et sont identifiés comme l'unité CPP 751 (centrale de production propre, également appelée centrale électrique dédiée, c'est-à-dire destinée à produire de l'électricité pour une consommation interne).

Cette installation est destinée à générer de la vapeur pour les utilisateurs dans les installations des unités de traitement, ainsi qu'à produire une eau d'alimentation de chaudière (EAC) de qualité utilisée en interne par les nouvelles chaudières, tout en étant également distribuée sous forme d'EAC à diverses unités de la raffinerie.

De plus, le complexe dispose d'un turbogénérateur à gaz (GTG) et d'un turbogénérateur à vapeur (STG), tous deux connectés au système de contrôle électrique (ECS), qui répondent aux exigences électriques de la totalité de la raffinerie.

La nouvelle unité CPP génère de l'électricité grâce au GTG et au STG. Au besoin, il est également possible d'importer de l'électricité depuis le réseau national Sonelgaz. Ce manuel d'utilisation se

concentre uniquement sur l'aspect procédural des générateurs d'électricité (GTG/STG), tel que la manipulation du combustible et l'interaction avec la génération de vapeur.

Un nouveau désaérateur a été installé pour produire l'EAC, qui alimente désormais les chaudières de la nouvelle CCP ainsi que le réseau d'EAC haute pression.

La nouvelle CPP reçoit de l'eau déminéralisée provenant de l'U-720, du condensat pur issu du collecteur des unités de raffinage et des condensats raffinés provenant de l'U-830. [1]

- **U761 : Fuel Gaz :**

Le but du système de combustible et de gaz de combustible est d'approvisionner en carburant les réchauffeurs à combustion des unités de traitement ainsi que les chaudières des centrales électriques et le générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) de la nouvelle.

Centrale de production d'électricité destinée à une consommation interne, également appelée centrale de production d'énergie propre (CPP). La majorité des chaudières et des réchauffeurs sont de type mixte, fonctionnant à la fois au fuel et au gaz. Les petits utilisateurs de gaz combustible sont familiarisés avec le système de torchère de la raffinerie pour purger les pilotes et les collecteurs. [1]

- **U791 : Système de torchère :**

La torche est un dispositif qui collecte et élimine en toute sécurité les émissions de gaz d'hydrocarbures provenant de la raffinerie d'Alger, ainsi que les liquides emportés ou condensés à travers ses conduites. Elle permet le traitement sans émission de fumée jusqu'à 3% de la capacité de conception principale pour les hydrocarbures. Il est élaboré en conformité avec les seuils permis de rayonnement et d'émission sonore au niveau du sol. [1]

- **Zone de stockage :**

Le site de la raffinerie d'Alger possède un ensemble de 54 réservoirs destinés à la conservation du brut, ainsi que des produits finis et semi-finis. Par conséquent, neuf sphères de stockage de GPL, provenant des unités de production. [1]

- **Laboratoire :**

La raffinerie possède un laboratoire d'analyse qui lui donne la possibilité de mener divers tests standards sur les produits pétroliers intermédiaires et finis. Ces tests doivent prendre en compte deux préoccupations principales :

1- S'assurer que la configuration des unités de production est correcte.

2-Veiller à ce que la qualité des produits finaux soit conforme aux normes en vigueur.

Les techniques d'analyse couramment employées pour contrôler la conformité des produits pétroliers comprennent : la distillation atmosphérique, la détermination de la densité, la viscosité, le point éclair, le point d'écoulement, ainsi que la tension de vapeur... etc. [1]

- **Salle de contrôle :**

La raffinerie d'ALGER possède un centre de contrôle central et des salles de contrôle secondaires situées à chaque unité, servant à surveiller le fonctionnement des installations (température, pression, débit, niveau). [1]

I.2. L'unité de distillation atmosphérique :

L'unité de distillation atmosphérique (U100) représente la première phase du processus de raffinage. Elle sert à séparer le pétrole brut en diverses fractions selon leurs points d'ébullition. Ces produits seront utilisés soit comme carburants directs (après une légère transformation), soit comme matières premières pour d'autres unités en aval, tels que l'hydrotraitement, le reformage catalytique ou le craquage catalytique (RFCC). [1]

I.2.1 Objectifs de l'U100 :

- Distinguer le brut en fractions légères, intermédiaires et lourdes.
- Réaliser des coupes qui respectent les spécifications.
- Améliorer la récupération de chaleur afin de diminuer l'usage énergétique.
- Proposer des charges appropriées pour les unités en aval. [1]

I.2.2 Produits de l'U100 :

- Gaz + GPL.
- Naphta léger + lourd.
- Kérosène.
- Gasoil léger.
- Gasoil lourd.

➤ Résidu atmosphérique (RCO). [1]

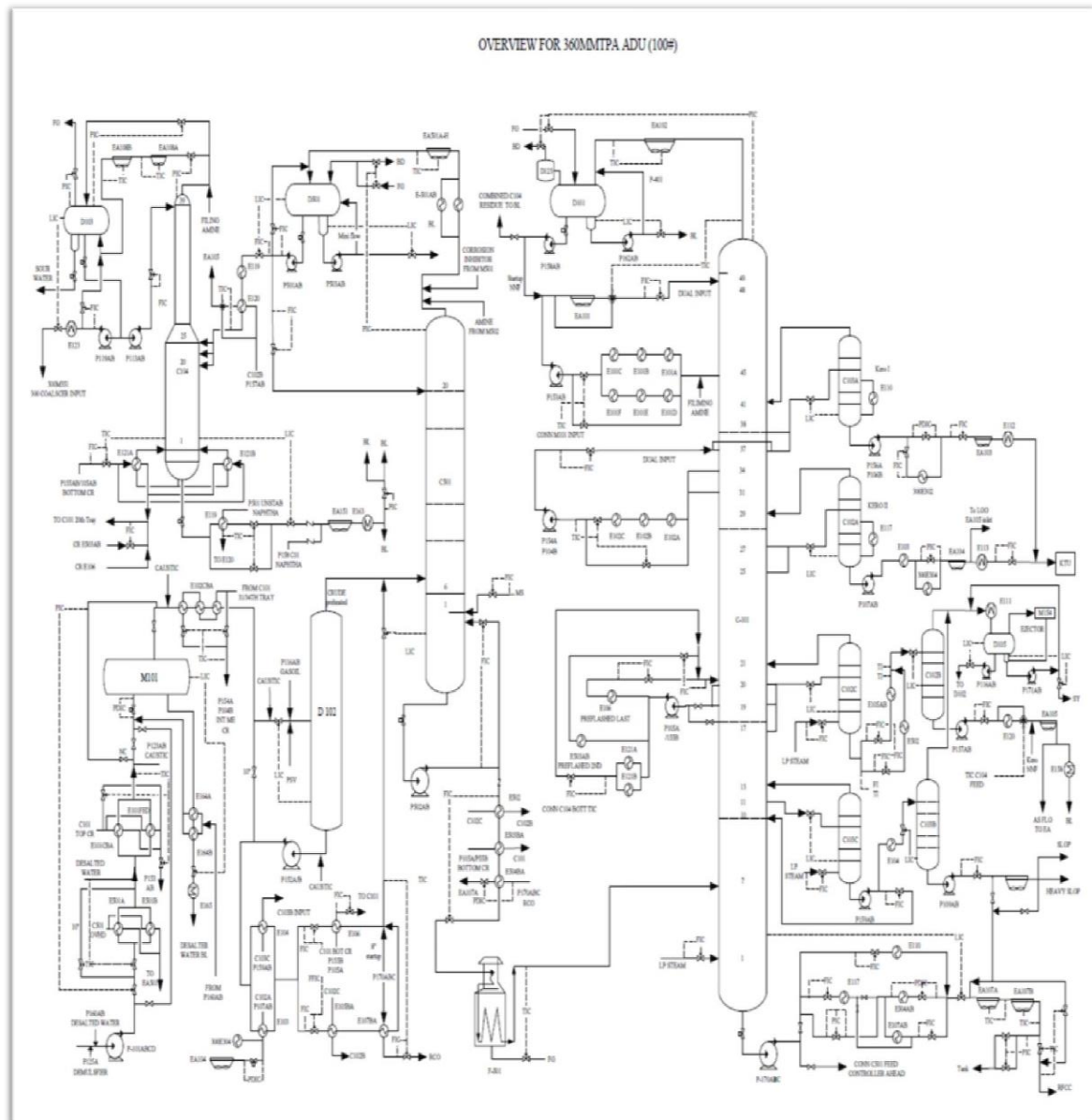


Figure I.3 : Schéma global de l'unité 100.

I.2.3. Réception et Préchauffage I :

Le brut, qui arrive à une température ambiante, est ensuite acheminé à travers un ensemble d'échangeurs récupérant la chaleur des produits sortants (E501AB- E101ABCDEF). Avant le dessalage, la viscosité est réduite par une montée de température à 100 – 105 °C et une pression de 9.5bar. [1]

I.2.4 Dessalage (M101) :

- ❖ **But :** supprimer l'eau et les sels afin de prévenir la corrosion. L'eau de lavage est combinée à l'huile brute, et l'émulsion est décomposée sous un champ électrique à haute tension.

Résultat : brut contenant moins de 3,6 ppmw de sel et moins de 0,2 % d'eau. [1]

I.2.5. Préchauffage II et Ballon de flash :

Le brut est porté à une température approximative de 133 °C (E102ABC) et une portion est vaporisée dans le ballon de flash (D102). Les vapeurs se dirigent vers la colonne de préflashing. [1]

I.2.6. Préchauffages III et IV:

Transferts thermiques impliquant le kérosène, le gasoil et le RCO. Avant d'entrer dans le four, la température grimpe à 213 – 221 °C. [1]

I.2.7. Réchauffeur Atmosphérique :

On chauffe le brut à une température de 346 °C. Il en sort partiellement vaporisé, prêt à être utilisé pour la colonne (C101). [1]

I.2.8. Colonne Atmosphérique :

Piliers de 49 plateaux. Division en fractions (gaz, naphta), extractions latérales (kérosène, gasoil) et résidu (fond). Trois reflux circulants améliorent la séparation et récupèrent de la chaleur. [1]

I.2.9. Circuit de tête de la colonne atmosphérique :

L'équipement à la tête de la colonne atmosphérique comprend un échangeur de chaleur par air (100-EA-102) et un réservoir de tête (100-D-101). La moitié des ventilateurs du refroidisseur à air de tête de colonne de brut (100-EA-102) sont équipés de variateurs de fréquence pour un contrôle performant de la température de sortie. Le dispositif est élaboré pour une condensation intégrale de la vapeur principale. Les rejets issus de 100 -EA-102 sont transférés vers le réservoir de tête (100-D-101) pour la séparation de la vapeur, des hydrocarbures et de l'eau.

L'unité de rectification de l'eau acide reçoit l'eau acide séparée, provenant de l'accumulateur de tête (100-D-101), qui est dirigée vers cette unité sous la supervision du niveau d'interface via les pompes d'eau acide (100-P-162 A/B). On a aussi prévu des mesures pour diriger l'eau acide vers le réservoir tampon du dessaleur (100-D-114), si besoin les hydrocarbures totaux extraits de l'accumulateur (100-D-101) sont acheminés par les pompes d'approvisionnement du débutaniseur 100-P-158 A/B, en tenant compte du débit d'approvisionnement en cascade et du niveau dans le

réservoir. Ils sont ensuite combinés avec le naphta stabilisé (provenant de la colonne de débutanisation) avant d'être refroidis et dirigés vers le NHT ou l'entrepôt.

La régulation de la pression de la colonne atmosphérique se fait via un contrôle de pression à plage fractionnée situé au sommet de l'accumulateur de tête (100-D-101). Si la pression dépasse 100-C-101, un relâchement de gaz depuis 100-D-101 est dirigé vers le système de torchère. Lors d'une baisse de pression, le gaz combustible sert de tampon pour rehausser la pression du système.

[1]

I.2.10. Rectification et refroidissement des produits de la colonne atmosphérique :

On prévoit une exhaustion de coupe latérale des produits issus de la colonne atmosphérique (100-C-101) pour les quatre soutirages latéraux, à savoir le kérosène I (kéro I), le kérosène II (kéro II), ainsi que le gazole léger et le gazole lourd. En outre, des systèmes de suppression de l'humidité sous vide sont prévus pour les produits à base de gazole léger et gazole lourd. Deux colonnes contiennent des strippers à coupe latérale et des sécheurs sous vide.

Les colonnes de chauffage 100-C-103A et 100-C-102A, respectivement pour kéro I et kéro II, sont deux dispositifs de fractionnement à coupe latérale qui disposent chacune de 8 plateaux. Le système est élaboré pour se conformer aux spécifications de point d'éclair du kérosène total ainsi qu'aux « ASTM gap spécifications » pour le naphta total/kérosène total. Le kéro I et le kéro II sont ensuite combinés et acheminés vers l'entrepôt.

Les séparateurs de coupe latérale pour le diesel léger et le diesel lourd, désignés par 100-C-102C et 100-C-103C respectivement, sont deux colonnes de distillation à la vapeur qui exploitent la vapeur BP surchauffée fournie par 100-F-501. Chacune d'elles est équipée de cinq plateaux.

Le système est conçu pour répondre à la spécification de point éclair du gazole et la qualité de fractionnement entre la coupe de kéro total et le gazole léger. Le gazole léger et gazole lourd sont ensuite envoyés vers les colonnes de séchage (100-C-102B et 100-C-103B respectivement) sous contrôle du niveau de sécheurs. Ceux derniers sont des colonnes sous vide possédant 2 plateaux et destinées à éliminer l'humidité et les hydrocarbures légers (non condensables) du gazole. Le gazole léger sera ensuite envoyé vers stockage tandis que le gazole lourd sera mélangé avec le résidu atmosphérique avant d'être envoyé vers stockage.

Le mélange provenant des têtes de la colonne de séchage du gazole léger (100-C-102B) et du gazole lourd (100-C-103B) est ensuite acheminé vers le système de vide.

Le résidu atmosphérique (RCO) extrait de la section de rectification de la colonne atmosphérique (100-C-101) est pompé sous surveillance du niveau bas. Ensuite, il est refroidi et combiné avec le gazole lourd avant d'être dirigé vers :

- Le craquage catalytique des fluides résiduels se réalise à une température de 157°C.
- Le stockage en dehors de la zone limite à 85°C.
- Flux de reflux traversant la colonne de brut.
- La colonne de fractionnement est équipée de trois reflux circulants (RC) pour améliorer le passage interne de la vapeur et du liquide ainsi que la récupération de chaleur. [1]

❖ **RC haut :**

Le RC haut est prélevé du plateau n°45 et acheminé vers les échangeurs brut/CR haut afin de récupérer la chaleur. Ce dernier est ensuite refroidi pour atteindre la température de retour souhaitée pour le reflux circulant, et est par la suite dirigé vers le sommet de la colonne (plateau 49). On a mis en place des mesures pour abaisser la température du RC élevé grâce à un dispositif de refroidissement par air. [1]

Le RC assure le maintien de la température à 100-C-101 au niveau nécessaire.

❖ **RC intermédiaire :**

Le RC intermédiaire est prélevé du plateau numéro 34 et dirigé vers les échangeurs brut/CR intermédiaire (100-E-102 A/B/C) pour la récupération de chaleur. Il est par la suite dirigé vers la colonne atmosphérique située sur le plateau numéro 36, tout en surveillant le débit. [1]

❖ **RC bas :**

Le RC bas est obtenu à partir du plateau n°18 grâce au flux de soutirage du gazole lourd vers le stripper (100-C-102 C). Il est séparé en trois courants pour la récupération de chaleur avant d'être dirigé vers la colonne atmosphérique (100-C-101) située sur le plateau numéro 20. [1]

I.2.11. Colonne de débutaniseur/stabilisateur de naphta :

Le naphta non stabilisé, qui inclut tous les éléments du diesel, du GPL et du naphta, est acheminé vers la colonne d'un début de séparation (100-C-104) à partir du ballon supérieur de la colonne de prévaporisation (100 -D-501). Il est réchauffé avec les résidus du stabilisateur puis fournit de l'énergie à la colonne de débutanisation. Le pilier comprend 39 plateaux, et l'alimentation standard

est fournie au niveau du plateau numéro 25. Il est aussi possible de se brancher sur les plateaux numéro 24 ou 20 pour plus de souplesse.

Avant d'être acheminés vers le ballon de reflux du débutaniseur (100-D-103), les produits de tête sont concentrés à l'aide d'une régulation de la pression. Dans le ballon de reflux, l'eau contenue dans les produits en tête est séparée et dirigée vers l'installation de rectification de l'eau acide. Le GPL issu des unités 100-D-103 est acheminé vers l'installation de traitement du gaz (unité 300). Le reflux du déshydratant fournit le plateau numéro 39 de la colonne de stabilisation.

Le naphta stabilisé issu du bas de la colonne de stabilisation est ensuite refroidi et combiné avec le naphta lourd provenant de l'accumulateur de tête de la colonne atmosphérique (100-D-101). Le naphta stabilisé est toujours refroidi jusqu'à atteindre une température de 38°C. Le naphta TOTAL est acheminé vers l'alimentation du bloc MS vers le réservoir tampon NHT et le stockage en dehors des limites de la zone de naphta direct. [1]

Conclusion :

L'unité de distillation atmosphérique joue un rôle central dans le raffinage primaire. Elle détermine la qualité des charges pour les unités suivantes et a un impact direct sur les rendements des produits finis. Son efficacité est cruciale pour la performance économique de la raffinerie.

Chapitre II

Corrosion dans l'industrie

pétrolière, aéroréfrigérant et les

inhibiteurs.

II.1. Introduction :

L'industrie pétrolière et gazière fait face à un défi majeur : la corrosion. Cela est dû aux conditions extrêmes auxquelles sont soumis les équipements métalliques lors des activités d'exploration, de production, de transport et de raffinage des hydrocarbures. L'interaction simultanée de l'eau, de gaz corrosifs tels que le dioxyde de carbone (CO_2) et le sulfure d'hydrogène (H_2S), la présence de sels dissous, les fluctuations de température et de pression, ainsi que les flux multiphasés contribuent fortement à la détérioration des matériaux métalliques. Cette détérioration cause d'importantes pertes économiques, des interruptions de production, des dangers environnementaux et des enjeux de sécurité industrielle. [2,3]

Dans l'industrie pétrolière, on peut observer divers types de corrosion, tels que la corrosion uniforme, la corrosion localisée (comme les piqûres et les fissures), la corrosion sous contrainte, l'érosion-corrosion ainsi que la corrosion causée par des microorganismes. Ces phénomènes affectent particulièrement les pipelines, réservoirs, échangeurs thermiques, colonnes de distillation et matériel de forage. Il est donc crucial de maîtriser la corrosion pour garantir la fiabilité des installations et étendre leur longévité. [4]

Pour minimiser les impacts désastreux de la corrosion, divers procédés de protection sont mis en œuvre dans le secteur pétrolier, comme la sélection adéquate des matériaux, l'application de revêtements protecteurs, la mise en place d'une protection cathodique et principalement l'emploi d'inhibiteurs de corrosion. Ce sont des composés chimiques intégrés en petites concentrations dans les environnements corrosifs pour atténuer la vitesse à laquelle les métaux se dégradent. Ils fonctionnent généralement par l'adsorption de molécules inhibitrices sur la surface métallique, créant ainsi une protection contre les éléments corrosifs. [5,6]

Aujourd'hui, les opérations pétrolières intègrent de manière cruciale l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion, que ce soit dans le transport des hydrocarbures, l'acidification des puits ou encore au sein des unités de raffinage. Les études en cours visent à élaborer des inhibiteurs plus efficaces, rentables et écologiques, aptes à faire face aux conditions extrêmes présentes dans les installations pétrolières contemporaines.

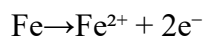
Il est donc essentiel d'étudier la corrosion et les inhibiteurs de corrosion dans le secteur pétrolier afin de saisir les processus de dégradation des matériaux et d'appliquer des approches de protection efficaces, garantissant ainsi la sécurité, la rentabilité et la pérennité des infrastructures pétrolières. [7,8]

II.2. Généralités sur la corrosion :**II.2.1 Définition et principe électrochimique :**

La corrosion est caractérisée comme la détérioration graduelle d'un matériau, en général métallique, découlant de son interaction chimique ou électrochimique avec l'environnement. Ce phénomène entraîne une modification des caractéristiques physiques et mécaniques du métal, susceptible de provoquer une diminution de l'efficacité ou la défaillance totale des équipements industriels. Dans le secteur pétrolier, la corrosion constitue un enjeu de taille du fait des conditions corrosives telles que l'existence d'eau salée, de gaz acides et d'une température élevée. [9 ,10]

Le processus de corrosion des métaux s'appuie principalement sur un mécanisme électrochimique. Lorsqu'un métal est en contact avec un électrolyte, des réactions d'oxydo-réduction se déroulent en même temps sur sa surface. L'espace anodique est l'emplacement où le métal se décharge d'électrons et se dissout en ions métalliques, alors que l'espace cathodique est l'endroit où se produisent les réactions de réduction. Le déplacement des électrons entre ces deux zones crée un courant électrique qui provoque la détérioration progressive du métal. [7,9]

Pour l'acier, qui est couramment utilisé dans les installations pétrolières, la réaction anodique principale se rapporte à l'oxydation du fer :



La réaction cathodique est généralement influencée par l'environnement corrosif et peut faire intervenir la réduction de l'oxygène dissous ou des ions hydrogène.[9]

II.2.2 Types de corrosion :

- **Corrosion uniforme :**

La corrosion uniforme représente la forme de corrosion la plus fréquemment rencontrée. Elle est marquée par une attaque uniforme sur l'ensemble de la surface métallique exposée à l'environnement corrosif. Le métal s'amincit de façon progressive et constante. Bien que cette corrosion soit plutôt prévisible et aisée à gérer, elle peut occasionner des pertes substantielles de substance en l'absence d'une protection appropriée. [8,10]

- **Corrosion localisée :**

La corrosion localisée apparaît uniquement sur des parties spécifiques restreintes de la surface métallique. Elle englobe principalement la corrosion par piqûres et la corrosion en fentes. Cette forme de corrosion est particulièrement risquée puisqu'elle peut entraîner

des perforations rapides des appareils sans qu'il y ait une perte significative de masse visible. Ce phénomène est fortement stimulé par la présence d'ions chlorure dans les environnements pétroliers. [4,10]

- **Corrosion galvanique :**

La corrosion galvanique se produit lorsqu'il y a un contact électrique entre deux métaux de propriétés distinctes dans une substance conductrice. L'anode, qui est le métal le moins noble, se corrode plus vite tandis que la cathode, qui est le métal le plus noble, reste protégée. On observe souvent ce phénomène dans les structures industrielles où diverses combinaisons d'alliages métalliques sont réunies. [8,9]

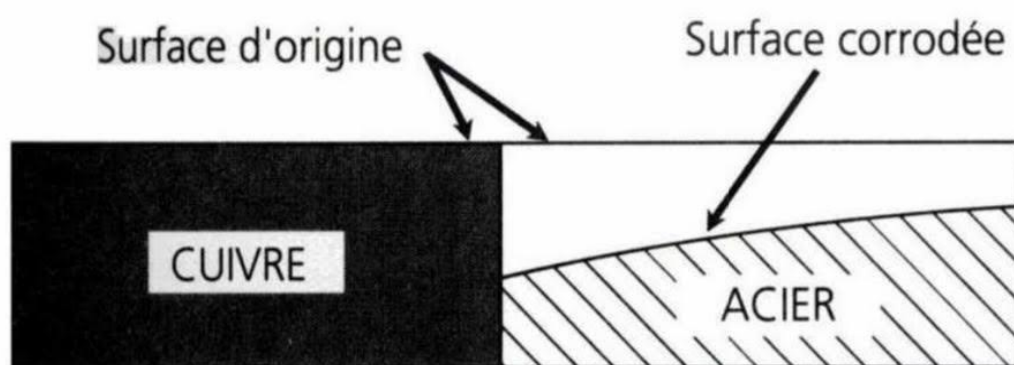


Figure II.1 : Corrosion galvanique.

- **Corrosion sous contrainte :**

La corrosion sous contrainte découle de l'interaction conjointe d'un environnement corrosif et de tensions mécaniques imposées au matériau. Elle se manifeste par l'apparition et la diffusion de fissures susceptibles d'entraîner une rupture soudaine des équipements métalliques. Cette forme de corrosion revêt une importance particulière dans les pipelines, les réservoirs sous pression et les structures exposées à des charges mécaniques significatives. [4,10]

- **Corrosion par piqûres :**

Cette forme de corrosion est particulièrement insidieuse, car elle se traduit par une attaque localisée, de très faible étendue mais susceptible de progresser rapidement en profondeur, alors que le reste de la surface métallique demeure intact.[24]

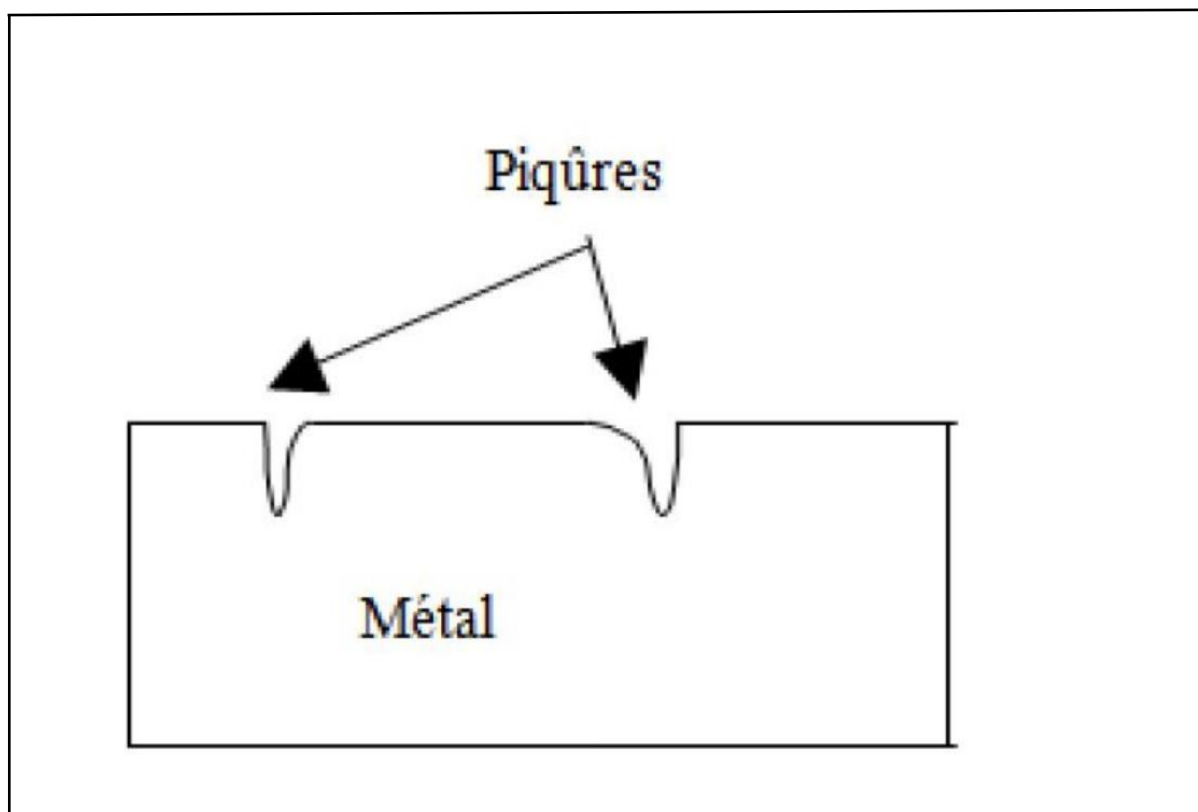


Figure II.2 : Schéma illustrant La Corrosion par piqûre.

II.3. Corrosion dans l'industrie pétrolière :

II.3.1 Environnements corrosifs (CO₂, H₂S, chlorures) :

Dans le secteur pétrolier, les environnements corrosifs sont dominés par la présence de CO₂, H₂S et des ions chlorure. Lorsque le CO₂ se dissout, il se transforme en acide carbonique qui provoque une corrosion extensive des aciers au carbone, généralement désignée sous le nom de corrosion douce (« sweet corrosion »). Le H₂S entraîne des processus de corrosion qualifiée « acide » et contribue à la fragilisation due à l'hydrogène ainsi qu'à la fissuration aidée par les sulfures. Les chlorures, que l'on retrouve dans l'eau de formation ou en milieu marin, intensifient considérablement la corrosion localisée, y compris les piqûres et la corrosion sous tension des alliages inoxydables. [11,12 ,13]

II.3.2 Mécanismes de corrosion :

On peut définir la corrosion comme une série de réactions électrochimiques complexes. La corrosion uniforme fait référence à une dissolution régulière du métal, alors que la corrosion localisée englobe les piqûres, la corrosion en forme de cavernes et la corrosion galvanique. Dans les contextes pétroliers où se trouvent du CO₂ et du H₂S, des processus plus sophistiqués émergent, comme la création de pellicules de sulfures protectrices ou instables. L'hydrogène

produit lors des réactions cathodiques peut s'infiltrer dans la matrice métallique et entraîner des fissures internes (HIC) ou une fissuration induite par contrainte (SCC). [14,15,16]

II.3.3 Zones critiques : pipelines, échangeurs, aéroréfrigérants :

Dans les installations industrielles, les pipelines, les échangeurs thermiques et les aéroréfrigérants sont généralement considérés comme des zones critiques. Les pipelines sont sujets à la corrosion interne causée par des flux multiphasiques (comme l'eau, le gaz, les hydrocarbures) et par l'accumulation de dépôts. Les échangeurs de chaleur sont fréquemment sujets à la corrosion sous dépôt et à la corrosion galvanique due à l'utilisation de matériaux distincts. Les aéroréfrigérants sont spécialement exposés à la corrosion atmosphérique et à la corrosion en milieu humide, qui sont intensifiées par les cycles thermiques et l'existence de chlorures. Ces régions ont besoin de stratégies de défense telles que l'utilisation d'inhibiteurs, de revêtements et de protection cathodique. [12,18,19]

II.4. Facteurs influençant la corrosion :

- **Température :**

La vitesse de corrosion est fortement influencée par la température. Une hausse de température a tendance à accélérer les réactions électrochimiques et peut favoriser la propagation des agents corrosifs. Dans les systèmes où du CO₂ est présent, elle peut également stimuler la création ou l'instabilité des couches de protection en carbonate de fer. À des températures élevées, des phénomènes tels que la corrosion localisée et l'érosion-corrosion tendent à se renforcer. [20,14,13]

- **Pression :**

La corrosion interne des pipelines est fortement influencée par la pression, particulièrement par la pression partielle de CO₂ et de H₂S. Une pression partielle élevée favorise une plus grande solubilité des gaz corrosifs dans la phase aqueuse, ce qui intensifie la production d'acides (comme l'acide carbonique et les composés sulfuriques) et par conséquent, augmente la vitesse de corrosion. Elle a aussi un impact sur la stabilité des films de protection qui se forment à la surface du métal. [21,14,13]

- **pH :**

Le pH est un critère essentiel de l'environnement corrosif. Un pH acide (faible) augmente considérablement la corrosivité en facilitant la dissolution du métal et en accélérant les réactions de type cathodique. À un pH plus élevé, certains systèmes peuvent générer des couches de protection plus durables (telles que les carbonates de fer), ce qui diminue la vitesse de corrosion. [22,14 ,13]

- **Vitesse du fluide :**

Les mécanismes de corrosion sont affectés par la vitesse d'écoulement du fluide. À une vitesse réduite, des dépôts peuvent se constituer et engendrer des régions de corrosion localisée sous les dépôts. À une grande vitesse, l'érosion-corrosion prend le pas, où la couche de protection est perpétuellement dénudée par l'action mécanique du courant, exposant ainsi le métal à une agression constante. [20,22,15]

- **Composition du brut :**

La composition du brut est un aspect complexe qui englobe divers composants corrosifs, dont l'eau produite, les sels (chlorures), le CO₂, le H₂S et les matières en suspension. L'eau est indispensable puisqu'elle représente la phase électrolytique dans le processus de corrosion. Les chlorures encouragent la corrosion par piqûres, alors que le H₂S est susceptible de provoquer des fissures dues à la fragilisation par l'hydrogène. L'ensemble de ces éléments a une influence significative sur la nature et l'intensité de la corrosion. [21,22,15 ,13]

II.5. Méthodes de protection contre la corrosion :

II.5.1 Méthodes physiques (revêtements, matériaux) :

Les techniques physiques de défense contre la corrosion se basent essentiellement sur l'emploi de couches protectrices et la sélection adéquate des matériaux. Les couches organiques, comme les peintures époxy et polyuréthane, forment une protection entre le métal et l'environnement corrosif dans le but de réduire l'exposition à l'eau, l'oxygène et les ions nuisibles. Les protections supplémentaires contre la corrosion incluent également les revêtements métalliques, tels que la galvanisation. La sélection des matériaux représente une autre tactique cruciale : on fait souvent appel aux aciers inoxydables, aux alliages de nickel ou aux matériaux composites dans les conditions extrêmes comportant du CO₂, du H₂S ou des chlorures pour renforcer la résistance à la corrosion et prolonger la longévité des appareils industriels. [23,11,]

II.5.2 Méthodes électrochimiques (protection cathodique et anodique) :

Les techniques électrochimiques impliquent la maîtrise des réactions électrochimiques à l'origine de la corrosion. La méthode la plus couramment employée dans les pipelines ainsi que les structures enfouies ou submergées est la protection cathodique. Elle opère en convertissant la structure métallique en cathode via l'utilisation d'anodes sacrificielles ou d'un courant imposé, ce qui minimise grandement la dissolution du métal. La protection anodique, moins fréquente, est utilisée dans certains environnements acides hautement corrosifs ; elle vise à garder le métal dans une zone de passivation où une couche protectrice stable se crée à sa surface. Ces techniques contribuent grandement à l'allongement de la longévité des équipements industriels. [15,18,]

II.6. Les inhibiteurs de corrosion :

II.6.1 Définition :

Les inhibiteurs de corrosion sont des substances chimiques intégrées en petite quantité dans un environnement corrosif dans le but de minimiser ou d'entraver la détérioration des matériaux métalliques. Dans le secteur pétrolier et gazier, on les utilise fréquemment pour assurer la protection des pipelines, réservoirs, échangeurs thermiques et matériel de forage. Leur rôle principal est de réduire les réactions électrochimiques qui causent la corrosion ou d'établir une couche défensive sur la surface du métal. Les inhibiteurs constituent une option économique et pratique, surtout dans les systèmes où l'emploi de matériaux hautement résistants s'avérerait trop onéreux.[5]

II.6.2 Types (anodiques, cathodiques, mixtes) :

Les inhibiteurs de corrosion sont généralement classés en trois catégories selon leur mode d'action :

- **Anodiques :**

Les inhibiteurs anodiques interviennent dans la réaction anodique pour diminuer la dissolution du métal et promouvoir l'établissement d'un film passif de protection.[9]

- **Cathodiques :**

Les inhibiteurs cathodiques freinent les réactions cathodiques, comme la réduction de l'oxygène ou des ions hydrogène, ce qui réduit la rapidité générale de la corrosion.[9]

- **Mixtes :**

Les inhibiteurs mixtes, couramment employés dans le secteur pétrolier, interviennent de manière simultanée sur les réactions anodiques et cathodiques pour garantir une protection plus exhaustive dans les milieux complexes contenant du CO₂, du H₂S et des chlorures.[9]

II.6.3 Mécanismes d'action :

Les inhibiteurs de corrosion agissent principalement par adsorption sur la surface des métaux. Les molécules inhibitrices se lient au métal et créent un rempart protecteur qui empêche tout contact direct entre le métal et les éléments corrosifs présents dans l'environnement, tels que l'eau, l'oxygène, le CO₂ ou les ions chlorure. Il est à noter que certains inhibiteurs agissent aussi en altérant les réactions électrochimiques, en diminuant soit les réactions anodiques, soit les réactions cathodiques. Certains encouragent la création d'une couche passive stable pour renforcer la résistance à la corrosion du métal. Plusieurs facteurs influencent l'efficacité de ces mécanismes, y compris la température, le pH, la concentration en inhibiteur et la vitesse d'écoulement du fluide.[15]

II.6.4 Avantages et limites :

L'emploi des inhibiteurs de corrosion offre divers bénéfices industriels. Ces derniers contribuent à minimiser les frais de maintenance, prolonger la longévité des matériels et réduire les interruptions de production causées par des pannes liées à la corrosion. Leur utilisation est assez facile étant donné qu'ils peuvent être directement insérés dans les fluides de processus sans nécessiter de modifications importantes des équipements. Toutefois, leur performance est étroitement liée aux conditions d'opération comme la température, la pression, le flux et la composition chimique de l'environnement. Il se peut que certains inhibiteurs voient leur efficacité diminuer dans des environnements très hostiles ou qu'ils aient des conséquences environnementales en raison de leur toxicité et de leur biodégradabilité.[8]

II.7. Application aux aéroréfrigérants :

II.7.1 Présentation des aéroréfrigérants :

Les aéroréfrigérants sont des dispositifs d'échange thermique qui servent à abaisser la température des fluides industriels grâce à l'air ambiant. On les utilise couramment dans les raffineries, les sites pétroliers et les unités de traitement du gaz naturel pour réduire la consommation en eau de refroidissement. Habituellement, un aéroréfrigérant est composé de tubes équipés d'ailettes

métalliques destinées à accroître la surface d'échange thermique, tandis que des ventilateurs garantissent la diffusion de l'air autour des tubes. Ces dispositifs opèrent fréquemment dans des conditions extrêmes, marquées par l'humidité, la présence de poussières, de chlorures et de gaz corrosifs, ce qui les rend particulièrement vulnérables à la

II.7.2 le principe de fonctionnement :

Les aéroréfrigérants fonctionnent selon le principe de l'échange thermique entre un fluide chaud circulant à l'intérieur des tubes et l'air ambiant circulant à l'extérieur. Le fluide chauffé transmet sa chaleur à travers les parois métalliques des tubes pendant que des ventilateurs garantissent la diffusion forcée de l'air pour optimiser le transfert thermique. Les tubes sont habituellement équipés d'ailettes en métal qui augmentent la surface de transfert et améliorent ainsi l'efficacité du refroidissement.

Dans les aéroréfrigérants, le transfert de chaleur est principalement influencé par la surface d'échange thermique, l'écart de température entre le fluide et l'air et le coefficient d'échange thermique. Les aéroréfrigérants sont couramment employés dans les raffineries de pétrole en raison de leur capacité à diminuer l'utilisation d'eau industrielle tout en garantissant une efficace régulation thermique des fluides de procédé. [23]

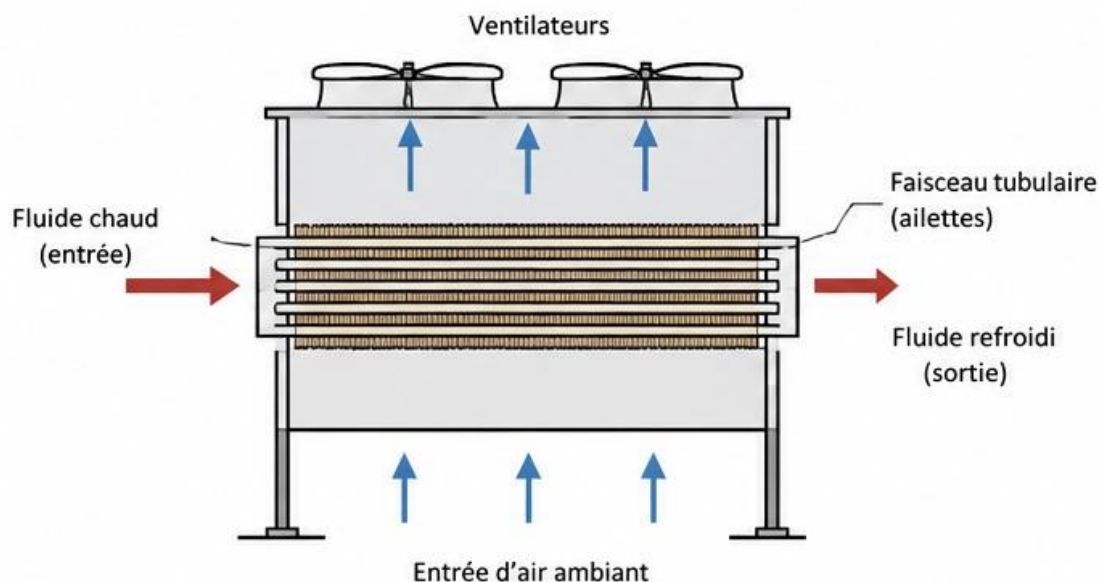


Figure II.3 : Schéma simple du principe de fonctionnement d'un aéroréfrigérant.

II.7.3 Types des aéroréfrigérants :

Les aéroréfrigérants peuvent être classés selon le mode de circulation de l'air :

• **Aéroréfrigérants à tirage forcé :**

Dans cette configuration, les ventilateurs sont disposés en dessous du faisceau tubulaire et dirigent l'air vers les tubes. Ce dispositif possède une structure simple et un prix raisonnable, cependant il expose plus les ventilateurs à l'air chaud.



Figure II.4 : Aéroréfrigérants à tirage forcé

• **Aéroréfrigérants à tirage induit :**

Les ventilateurs sont positionnés au-dessus de l'assemblage tubulaire et aspirent l'air à travers les tubes. Ce modèle est le plus courant dans les raffineries, car il procure une distribution de l'air supérieure et une performance thermique accrue.



Figure II.5 : Aéroréfrigérants à tirage induit.

• **Aéroréfrigérants à circulation naturelle :**

Ils opèrent sans ventilateurs et s'appuient exclusivement sur la convection naturelle de l'air. Dans l'industrie pétrolière, leur emploi est restreint en raison de leur faible performance de refroidissement.



Figure II.6 : Aéroréfrigérants à circulation naturelle.

Le choix du type d'aéroréfrigérant dépend des conditions opératoires, de la capacité thermique recherchée et des contraintes économiques.[23]

II.7.4 Zones critiques de corrosion dans les aéroréfrigérants :

Certaines parties des aéroréfrigérants sont particulièrement vulnérables à la corrosion en raison des conditions de fonctionnement spécifiques sur place. Les tubes d'entrée, les coudes, les collecteurs et les zones de stagnation sont fréquemment les plus touchés. L'apparition de dépôts, la condensation et l'accumulation d'humidité contribuent également à la création de cellules de corrosion localisées.

Les soudures sont également des zones sensibles, car elles peuvent comporter des inhomogénéités métallurgiques qui favorisent la corrosion galvanique ou la corrosion localisée. Par ailleurs, les ailettes externes sont soumises à l'humidité de l'air, aux particules industrielles et aux sels solubles présents dans le milieu ambiant, ce qui accélère leur corrosion due à l'atmosphère. [12,15]

II.7.5 Mécanismes de corrosion dans les aéroréfrigérants :

Plusieurs mécanismes de corrosion peuvent affecter les aéroréfrigérants dans les raffineries pétrolières [12,13,15] :

- Corrosion sous dépôts
- Corrosion par piqûres
- Érosion-corrosion
- Corrosion acide

II.7.6 Causes de corrosion dans les aéroréfrigérants :

Plusieurs éléments contribuent à la corrosion des aéroréfrigérants. L'accumulation de poussière et les fluctuations de température, conjuguées à l'humidité ambiante, favorisent la corrosion externe des tubes et des ailettes. Dans les contextes industriels ou marins, la détérioration des surfaces métalliques est accélérée par la présence de contaminants et de sels. La corrosion interne peut aussi se manifester lorsque les fluides qui circulent dans les conduits renferment du CO₂, du H₂S ou des particules solides. Les surfaces où l'eau stagne et les jonctions entre divers matériaux sont particulièrement vulnérables à la corrosion. [8]

II.7.7 Rôle de l'eau de refroidissement :

Le rôle de l'eau de refroidissement est primordial dans les processus de corrosion des aéroréfrigérants. Des réactions électrochimiques responsables de la corrosion sont favorisées par une eau comportant des sels dissous, de l'oxygène ou des impuretés chimiques. L'accumulation de dépôts calcaires ou biologiques peut aussi entraîner une corrosion sous dépôt, ce qui est particulièrement périlleux pour les canalisations métalliques. Il est donc nécessaire de surveiller la qualité de l'eau pour prévenir la corrosion et conserver l'efficacité thermique de l'appareil.[10]

II.7.8 Effet des chlorures :

Les matériaux métalliques employés dans les aéroréfrigérants sont fortement attaqués par les ions chlorure. Ils éliminent les couches de protection passives sur les aciers inoxydables et encouragent la corrosion localisée, en particulier la corrosion par piqûres et la corrosion en caverne. Dans les milieux marins ou humides, l'accumulation de chlorures sur les ailettes et les tubes est aisée, ce qui provoque une détérioration rapide des surfaces métalliques.[9]

II.7.9 Solutions :(traitement chimique et inhibiteurs) :

Plusieurs méthodes sont employées pour réduire la corrosion dans les aéroréfrigérants. L'utilisation de procédés chimiques pour traiter l'eau permet de réguler le pH, de diminuer la

quantité d'oxygène dissous et d'éviter l'accumulation de sédiments. On ajoute des inhibiteurs de corrosion pour créer une pellicule protectrice sur les surfaces métalliques et freiner les réactions électrochimiques. Il est également essentiel de procéder à des opérations périodiques de nettoyage et d'entretien pour se débarrasser des accumulations et maintenir la performance thermique des dispositifs.[6]

II. 7.10 Cas des aéroréfrigérants de la raffinerie d'Alger :

À la raffinerie d'Alger, les aéroréfrigérants placés après le dessaleur subissent des conditions particulièrement rigoureuses. En dépit du processus de dessalage, des résidus de chlorures, d'eau et de composés corrosifs peuvent persister dans le brut traité.

L'exposition à des températures élevées, à des cycles thermiques et à des processus de condensation favorise le développement de mécanismes de corrosion localisée. Cela inclut la corrosion par piqûres que l'on constate sur divers équipements industriels de la raffinerie. Les études effectuées pendant le stage portent essentiellement sur l'évaluation du niveau de chlorure, l'analyse du pH et la détermination de la teneur en fer, dans le but d'apprécier le degré de corrosion des installations.

Au niveau de la raffinerie d'Alger, on a observé des cas de corrosion sur divers équipements, en particulier les ballons D101, D103 et D510. Il s'agit d'une corrosion de type piqûre, qui se manifeste par une érosion localisée du métal créant de petites dépressions à la surface. Cette forme de corrosion est particulièrement préoccupante car elle peut progresser en profondeur sans manifestation apparente majeure, amplifiant ainsi le danger de perforation ou de défaillance. La présence de chlorures, les conditions environnementales et la qualité du fluide peuvent stimuler ce phénomène. Au cours du stage, diverses évaluations seront effectuées pour examiner ces éléments, y compris la quantification des chlorures, l'évaluation de la teneur en fer dans le but d'apprécier le degré de corrosion, et l'analyse du Ph pour identifier l'acidité ou l'alcalinité du milieu.

Chapitre III

Localisation du problème, méthodes et matériels.

III.1. Introduction :

L'unité de distillation atmosphérique (ADU) de la raffinerie d'Alger opère dans un environnement chimiquement agressif, où la présence de composés corrosifs tels que les chlorures, l'acide chlorhydrique (HCl), le sulfure d'hydrogène (H₂S) et l'eau acide représente une menace permanente pour l'intégrité des équipements. Au sein de cette unité, les aéroréfrigérants constituent des points particulièrement vulnérables, soumis à des variations cycliques de température et de pression qui accélèrent les processus de dégradation.

La mise en évidence de fuites au niveau de la cellule n°5 de l'aéroréfrigérant EA-102 et de la cellule n°10, toutes deux récemment mises en service le 28 août 2022, a constitué le point de départ de cette investigation. Ces défaillances prématurées, survenues peu après la mise en exploitation, soulèvent des questions fondamentales quant à l'efficacité du traitement chimique en place et aux mécanismes de corrosion à l'œuvre dans le procédé.

Face à cette situation, une démarche méthodologique rigoureuse a été adoptée afin d'évaluer les performances du système de traitement chimique et d'identifier les causes profondes de la dégradation observée. Cette approche repose sur deux axes complémentaires : d'une part, la mesure de la salinité résiduelle du pétrole brut en sortie du dessaleur, afin de quantifier l'efficacité du dessalage ; d'autre part, le suivi analytique des paramètres indicateurs de corrosion (pH, chlorures, fer total) dans les eaux de procédé en aval du dessaleur.

L'analyse combinée de ces indicateurs est indispensable pour comprendre les mécanismes de corrosion actifs, valider l'efficacité des produits chimiques injectés et proposer des actions correctives adaptées. Le présent chapitre décrit en détail la méthodologie expérimentale mise en œuvre, les matériels utilisés, ainsi que les protocoles analytiques appliqués.

III.1.1 Contexte industriel et présentation de l'unité :

La raffinerie d'Alger traite des bruts algériens dont la teneur en sel et en soufre est variable selon les champs d'origine. L'unité de distillation atmosphérique (ADU) reçoit le brut après dessalage et le sépare en différentes coupes pétrolières par distillation fractionnée. Les températures en jeu, allant de l'ambiante à plus de 350 °C dans les colonnes, créent des conditions propices à la volatilisation et à la condensation de composés corrosifs.

En amont de la colonne, le dessaleur joue un rôle protecteur fondamental en éliminant les sels hydrosolubles (essentiellement NaCl, MgCl₂ et CaCl₂) présents dans l'émulsion eau-pétrole. En aval, les chlorures résiduels non éliminés se transforment, sous l'effet de la chaleur, en HCl gazeux

qui se condense dans les circuits de tête et attaque les équipements métalliques, notamment les aéroréfrigérants, les colonnes de tête et les lignes de transfert.

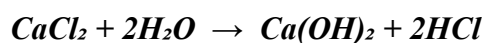
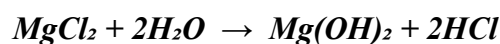
Les aéroréfrigérants EA-102 sont des échangeurs à tubes à ailettes refroidis par air. Leur fonctionnement en régime cyclique (variations saisonnières de la température ambiante, arrêts et redémarrages) génère des contraintes mécaniques et thermiques qui fragilisent les matériaux, surtout lorsqu'ils sont soumis à un milieu corrosif. La combinaison de la corrosion chimique et des contraintes mécaniques peut conduire à des mécanismes de corrosion sous contrainte (SCC) ou de fatigue-corrosion.[28]

III.1.2 Mécanismes de corrosion impliqués :

Plusieurs mécanismes de corrosion sont susceptibles d'être actifs dans les conditions opératoires des aéroréfrigérants en aval du dessaleur. Une compréhension approfondie de ces mécanismes est nécessaire pour interpréter correctement les résultats analytiques obtenus.

a) Corrosion par l'acide chlorhydrique (HCl) :

Les chlorures de magnésium ($MgCl_2$) et de calcium ($CaCl_2$), présents dans le pétrole brut, subissent une hydrolyse thermique à des températures supérieures à 120 °C selon les réactions suivantes[28] :



Le HCl ainsi formé monte avec les vapeurs vers le sommet de la colonne, où il se condense avec l'eau. Ce condensat acide (pH parfois inférieur à 2) est extrêmement agressif pour les aciers au carbone et les alliages ferreux utilisés dans la construction des aéroréfrigérants.

b) Corrosion par le sulfure d'hydrogène (H_2S) :

La présence de composés soufrés dans le brut libère du H_2S lors de la distillation. Ce gaz réagit avec les surfaces métalliques pour former des sulfures de fer (FeS) qui, selon les conditions de pH et de température, peuvent soit former une couche protectrice passivante, soit se désagréger et exposer le métal nu à de nouvelles attaques. En présence simultanée de HCl, le H_2S amplifie la corrosion par un effet synergique.[28]

c) Corrosion sous dépôt (concentration locale) :

Les sels d'ammonium (NH_4Cl , NH_4HS) se déposent préférentiellement dans les zones de basse température, comme les premières passes des aéroréfrigérants. Ces dépôts créent des zones de concentration locale en ions chlorure qui accélèrent la corrosion par piqûres. Ce phénomène est

particulièrement redouté car il peut provoquer une perforation rapide des tubes, même en l'absence d'une corrosion généralisée visible.[29]

d) Érosion-corrosion :

Les vitesses de circulation élevées dans les tubes des aéroréfrigérants peuvent générer un mécanisme d'érosion-corrosion, où l'effet mécanique du fluide détruit la couche de passivation ou de produits de corrosion protecteurs, exposant continuellement le métal à l'attaque chimique. Ce phénomène est aggravé par la présence de particules solides en suspension dans le fluide de procédé.[29]

III.2. Évaluation de la performance du dessalage :**2.1 Rôle et importance du dessalage :**

Le dessalage constitue la première ligne de défense contre la corrosion dans les unités de distillation atmosphérique. Son objectif est d'éliminer les sels minéraux dissous dans l'eau émulsifiée avec le pétrole brut avant son entrée dans le four de préchauffe et la colonne de distillation. Un dessalage efficace permet de réduire la teneur en chlorures du brut entrant de plusieurs centaines de mg/L à une valeur inférieure à 3 mg/L (3 PTB - Pounds per Thousand Barrels).

Le principe du dessalage électrostatique repose sur l'injection d'eau de lavage dans le brut, suivie d'une rupture de l'émulsion eau-pétrole par application d'un champ électrique haute tension (jusqu'à 30 kV). Les gouttelettes d'eau chargée en sels coalescent sous l'effet du champ électrique, décantent par gravité et sont extraites en fond du dessaleur. Pour favoriser cette séparation, un désémulsifiant chimique est injecté en amont du dessaleur.

L'efficacité du dessalage dépend de nombreux paramètres opératoires : la température du brut (généralement entre 120 et 150 °C pour favoriser la viscosité), le rapport eau de lavage/brut (typiquement 5 à 10 % volumique), la tension appliquée, le temps de résidence, ainsi que la nature et la dose du désémulsifiant injecté. Une déviation de l'un de ces paramètres peut se traduire par une dégradation significative des performances du dessalage.[25]

III.2.2 Matériels et réactifs :

Les matériels et réactifs utilisés pour la détermination de la salinité résiduelle du pétrole brut sont les suivants :

- Éprouvette graduée de 100 mL

- Fiole jaugée de 100 mL à rodage
- Deux béchers de 250 mL en verre borosilicaté
- Xylène (grade technique, pureté $\geq 98 \%$)
- Solvant pour sels : solution hydroalcoolique composée de 63 mL de n-butanol, 37 mL de méthanol et 3 mL d'eau distillée
- Salinomètre électronique (type Chandler Engineering ou équivalent)
- Agitateur vortex ou plaque agitante
- Chronomètre

Le xylène est utilisé comme solvant organique pour diluer le pétrole brut et faciliter la dissolution des sels dans la phase aqueuse. Le solvant pour sels (mélange butanol-méthanol-eau) permet d'extraire sélectivement les chlorures de l'émulsion vers la phase polaire mesurée par le salinomètre. Le rapport volumique de ce solvant a été optimisé pour assurer une extraction maximale des sels sans interférence des composés hydrocarbonés.[25]

III.2.3 Protocole expérimental – Mesure de la salinité résiduelle :

Le protocole de mesure de la salinité résiduelle selon la norme ASTM D3230 est le suivant :

- Homogénéiser soigneusement l'échantillon de pétrole brut par agitation douce avant tout prélèvement, afin d'assurer sa représentativité.
- Prélever 10mL d'échantillon de pétrole brut à l'aide d'une éprouvette graduée et les introduire dans la fiole jaugée de 100mL.
- Ajouter 15mL de xylène dans la fiole, puis agiter vigoureusement au vortex pendant 30 secondes pour assurer une dilution homogène.
- Ajouter 50mL de solvant pour sels dans la fiole, puis agiter à nouveau pendant 1 minute.
- Laisser reposer la fiole jaugée pendant 5 minutes pour permettre la séparation complète des phases organique et aqueuse.
- Prélever un échantillon représentatif de la phase inférieure (phase polaire enrichie en sels) et le transférer dans la cellule de mesure du salinomètre.

Lire la concentration en sels sur l'affichage numérique du salinomètre. La valeur est exprimée en mg/L ou en PTB (Pounds per Thousand Barrels), selon le paramétrage de l'appareil.[25]

Remarque : chaque mesure est réalisée en double afin de vérifier la reproductibilité du résultat. Si l'écart entre les deux lectures dépasse 0,5 PTB, une troisième mesure est effectuée et la valeur médiane est retenue. Le salinomètre doit être étalonné régulièrement avec une solution de référence de concentration connue.



Figure III.1 : *Salinomètre électronique utilisé pour la mesure de la salinité résiduelle*

III.3. Analyse des indicateurs de corrosion dans les eaux de procédé :

Suite au dessalage, les condensats prélevés aux niveaux des ballons de l'unité de distillation atmosphérique (ADU) font l'objet d'une analyse physico-chimique systématique. Cette analyse

visé à évaluer l'agressivité du milieu aqueux vis-à-vis des équipements métalliques et à contrôler l'efficacité des produits chimiques injectés (neutralisant, agent filmant).

Trois paramètres analytiques ont été retenus comme indicateurs de corrosion : le potentiel hydrogène (pH), la teneur en chlorures (Cl^-) et la teneur en fer total (Fe). Ces paramètres sont complémentaires et permettent, conjointement, de dresser un tableau complet de l'état corrosif du milieu et de l'intégrité des surfaces métalliques.

III.3.1 Mesure du potentiel hydrogène (pH) :

III.3.1.1 Principe et justification :

Le pH est une mesure fondamentale de l'acidité ou de la basicité d'une solution aqueuse. Dans le contexte des circuits de procédé d'une unité de distillation, le pH des condensats reflète directement l'équilibre entre la production d'acide chlorhydrique (issue de l'hydrolyse des chlorures du brut) et l'efficacité de la neutralisation chimique assurée par l'injection d'un produit neutralisant (généralement une amine comme la monoéthanolamine ou la morpholine).

Un pH inférieur à 5,5 indique une acidification critique du milieu, synonyme de conditions fortement corrosives. À ce niveau, la vitesse de corrosion de l'acier au carbone peut dépasser 1 mm/an. À l'inverse, un pH supérieur à 8 peut induire des risques d'entartrage ou de corrosion alcaline. La plage optimale de fonctionnement est généralement fixée entre 6,5 et 7,5 pour les circuits de tête.

Selon la norme NACE SP0170, le pH doit être mesuré sur des échantillons frais, immédiatement après le prélèvement, car la dégazéification des condensats (libération de CO_2 et de H_2S dissous) peut modifier significativement la valeur mesurée en cas de délai entre le prélèvement et l'analyse.[28]

III.3.1.2 Appareillage et étalonnage :

La mesure du pH est réalisée à l'aide d'un pH-mètre numérique équipé d'une électrode combinée (verre et référence intégrée). Avant chaque série de mesures, l'étalonnage est effectué avec au minimum deux solutions tampons certifiées de pH 4,0 et 7,0 (ou 4,0 et 6,86 selon les normes ISO), permettant une calibration à deux points et la correction automatique de la pente de l'électrode.[28]

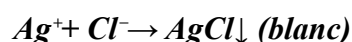
La température de l'échantillon est systématiquement enregistrée lors de la mesure, car le pH varie en fonction de la température (coefficient de température). Les pH-mètres modernes intègrent une compensation automatique de température (ATC – Automatic Temperature Compensation) qui corrige la valeur affichée à la température de référence de 25 °C.

III.3.1.3 Mode opératoire :

- Allumer le pH-mètre et le laisser se stabiliser pendant 5 minutes.
- Calibrer l'électrode avec les solutions tampons pH 4,0 et 7,0, en rinçant soigneusement l'électrode à l'eau distillée entre chaque tampon.
- Prélever 100mL d'échantillon de condensats dans un bécher propre et sec.
- Rincer l'électrode avec une petite quantité de l'échantillon avant la mesure proprement dite.
- Plonger l'électrode dans l'échantillon en veillant à ce qu'elle soit entièrement immergée sans toucher les parois du bécher.
- Attendre la stabilisation complète de l'affichage (signal lumineux ou variation inférieure à $\pm 0,01$ pH/min), puis noter la valeur du pH et la température.
- Rincer l'électrode à l'eau distillée après la mesure et la conserver dans la solution de conservation appropriée.[28]

III.3.2 Dosage des chlorures (Cl^-) – Méthode de Mohr :**III.3.2.1 Principe théorique :**

Le dosage des chlorures par la méthode de Mohr est une titrimétrie de précipitation basée sur la réaction quantitative entre les ions chlorure (Cl^-) et les ions argent (Ag^+) en milieu neutre à légèrement basique. Cette réaction forme un précipité blanc de chlorure d'argent (AgCl) de très faible solubilité ($K_{sp} = 1,8 \times 10^{-10}$) :



Le chromate de potassium (K_2CrO_4) est utilisé comme indicateur de fin de réaction. Tant que des ions Cl^- sont présents en solution, le précipité d' AgCl blanc se forme préférentiellement. Au point d'équivalence, tous les Cl^- sont précipités et l'excès d'ions Ag^+ réagit avec l'indicateur pour former un précipité rouge brique de chromate d'argent (Ag_2CrO_4) :



Cette méthode est reconnue et normalisée par l'ISO 9297_1989 (méthode de Mohr). Elle est applicable pour des concentrations en chlorures comprises entre 5 et 500 mg/L. Pour des concentrations plus faibles, une méthode potentiométrique ou une chromatographie ionique est préférable.[27]

III.3.2.2 Matériels et réactifs :

- Burette graduée de 50ml (précision $\pm 0,05$ ml)
- Bécher de 250 ml en verre borosilicaté
- Agitateur magnétique et barreau aimanté
- Pipette jaugée de 100 ml
- Solution de nitrate d'argent AgNO_3 à 0,1 N (préparée et titrée sur du NaCl sec)
- Solution de chromate de potassium K_2CrO_4 à 10 % (m/v) dans l'eau distillée
- Eau distillée pour les rinçages [27]

III.3.2.3 Mode opératoire :

- Vérifier le pH de l'échantillon. Si le pH est inférieur à 6 ou supérieur à 10, neutraliser l'échantillon à $\text{pH} \approx 7$ avant le dosage, car la méthode de Mohr n'est fiable qu'en milieu neutre à légèrement basique (pH 6–10).
- Pipeter 100 mL d'échantillon et les introduire dans le bécher de 250 mL.
- Ajouter 2 à 3 gouttes de solution de chromate de potassium à 10 % (indicateur). La solution prend une teinte jaune pâle.
- Remplir la burette avec la solution de nitrate d'argent à 0,1 N et noter le volume initial (V_0).
- Titrer goutte à goutte sous agitation magnétique continue jusqu'à l'apparition d'une teinte rougeâtre persistante pendant 30 secondes. Ralentir l'addition d' AgNO_3 à proximité du point de virage.
- Note le volume final (V_1) et calculer le volume d' AgNO_3 versé : $V_{\text{AgNO}_3} = V_1 - V_0$. [27]

III.3.2.4 Calcul et expression des résultats :

La concentration en chlorures dans l'échantillon est calculée selon la formule normalisée (ISO 9297_1989) :

$$[\text{Cl}^-] \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = V_{\text{AgNO}_3} \times N_{\text{AgNO}_3} \times 35\,450 / V_{\text{échantillon}}$$

Où :

- V_{AgNO_3} : volume de solution de nitrate d'argent versé à l'équivalence (mL)
- N_{AgNO_3} : normalité de la solution de nitrate d'argent (0,1 N)
- 35 450 = masse molaire du chlore en mg/mol $\times 1\,000$ (facteur de conversion)

- $V_{\text{échantillon}}$ = volume d'échantillon analysé (mL) = 100 mL dans ce protocole

Pour V_{AgNO_3} exprimé en mL et $N = 0,1 \text{ N}$, avec $V_{\text{échantillon}} = 100 \text{ mL}$, la formule se simplifie à [27] :

$$[Cl^-] \left(\frac{\text{mg}}{\text{L}} \right) = V_{\text{AgNO}_3} \times 35,5$$

III.3.3 Dosage du fer total (Fe) – Spectrophotométrie UV-Vis :

III.3.3.1 Principe théorique :

Le dosage du fer total par spectrophotométrie repose sur la formation d'un complexe coloré entre les ions ferreux (Fe^{2+}) et un réactif spécifique. Dans le protocole utilisé (méthode HACH), le réactif Ferrous Iron Reagent contient de la 1,10-phénanthroline, qui forme avec Fe^{2+} un complexe orange-rouge intense absorbant à une longueur d'onde de 510 nm.

Pour doser le fer total ($\text{Fe}^{2+} + \text{Fe}^{3+}$), les ions ferriques (Fe^{3+}) sont préalablement réduits en ions ferreux (Fe^{2+}) par le réducteur présent dans le réactif HACH. La concentration en fer est déterminée par comparaison de l'absorbance de l'échantillon avec une courbe d'étalonnage intégrée dans le spectrophotomètre, selon la loi de Beer-Lambert :

$$A = \varepsilon \times l \times C$$

Où A est l'absorbance, ε le coefficient d'extinction molaire ($\text{L} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{cm}^{-1}$), l le trajet optique (cm) et C la concentration (mol/L).

Le suivi de la teneur en fer total dans les eaux de procédé est un indicateur indirect mais très sensible de la vitesse de corrosion des équipements. Une augmentation de la concentration en Fe indique une dissolution active du métal et suggère une inefficacité de l'agent filmant protecteur ou une dégradation accélérée des surfaces métalliques.[26][31]

III.3.3.2 Appareillage :

- Spectrophotomètre UV-Vis HACH (modèle DR 3900, DR 2800 ou équivalent)
- Cuves de mesure rondes de 25 mL compatibles avec l'appareil
- Sachets de réactif Ferrous Iron Reagent (HACH, méthode 8146)
- Minuterie de précision
- Eau distillée pour la préparation du blanc [26][31]

III.3.3.3 Mode opératoire :

L'analyse est conduite selon le protocole HACH pour le programme « Fer ferreux (o-phénanthroline) » :

Préparation du blanc de référence :

- Remplir une cuve de 25mL avec l'échantillon d'eau à analyser jusqu'au trait de jauge.
- Essuyer soigneusement l'extérieur de la cuve avec un papier non pelucheux.
- Insérer la cuve dans le porte-cuve du spectrophotomètre, sélectionner le programme fer ferreux, et appuyer sur ZERO. L'affichage doit indiquer 0,00 mg/L Fe^{2+} [26][31].

Préparation et mesure de l'échantillon :

- Remplir une seconde cuve de 10 ml avec l'échantillon jusqu'au trait de jauge.
- Ajouter le contenu d'un sachet de réactif Ferrous Iron Reagent dans la cuve et agiter doucement pour dissoudre le réactif.
- Déclencher immédiatement le minuteur sur 3 minutes (temps de réaction nécessaire au développement de la couleur).
- À la fin du temps de réaction, essuyer l'extérieur de la cuve et insérer l'échantillon dans le porte-cuve.
- Appuyer sur READ. Le résultat s'affiche directement en mg/L de Fe^{2+} (fer total après réduction) [26][31].

Note : Si la concentration en fer est supérieure à la limite supérieure de la gamme de mesure de l'appareil, l'échantillon doit être dilué avec de l'eau distillée dans un rapport approprié et le résultat multiplié par le facteur de dilution. La méthode HACH 8146 est normalisée selon la norme ASTM D5463-2018.

III.4. Programme de surveillance et fréquence des mesures :

Afin d'assurer un suivi représentatif, fiable et statistiquement exploitable des performances du dessalage et de l'évolution de la corrosion, les analyses décrites ci-dessus sont réalisées selon un programme de surveillance rigoureux, définissant la fréquence des prélèvements, les points de mesure et la traçabilité des données.

III.4.1 Plan de surveillance analytique :

Tableau III.1 : Plan de surveillance analytique des paramètres de corrosion

Paramètre	Point de prélèvement	Fréquence	Méthode / Norme
-----------	----------------------	-----------	-----------------

Salinité résiduelle	Pétrole brut en sortie dessaleur (ligne de charge ADU)	1 fois / jour	Salinomètre (ASTM D3230)
Ph	Condensats ballons de tête ADU (T-1, T-2)	2 fois / jour (matin et soir)	Ph -mètre + électrode combinée
Chlorures (Cl⁻)	Eaux de procédé – condensats ADU	1 fois / jour	Méthode de Mohr – ISO 9297_1989
Fer total (Fe)	Eaux de procédé – condensats ADU	1 fois / jour	Spectrophotométrie UV-Vis – ASTM D5463-2018
Température des condensats	Sortie aéroréfrigérants EA-102	Continue (enregistreur)	Thermocouple / transmetteur

Ce programme de surveillance permet de détecter rapidement toute dérive des paramètres de procédé et d'ajuster en conséquence les débits d'injection des produits chimiques (neutralisant, désémulsifiant, agent filmant). Les données sont enregistrées dans un registre journalier et consolidées hebdomadairement pour le suivi des tendances.[25][26][27][28]

III.4.2 Points de prélèvement et conditions d'échantillonnage :

La représentativité des échantillons est une condition essentielle pour la validité des analyses. Les points de prélèvement ont été choisis de manière à capturer les conditions les plus représentatives du milieu corrosif :

- Prélèvement en sortie directe du dessaleur, avant tout mélange avec d'autres effluents, pour la mesure de la salinité résiduelle
- Prélèvement des condensats aux ballons de tête de la colonne ADU, qui concentrent les composés corrosifs les plus volatils
- Prélèvement avant l'injection de produits neutralisants, pour évaluer la charge corrosive réelle du milieu
- Prélèvement à des heures fixes (8h00 et 16h00) pour garantir la comparabilité des données dans le temps

Les flacons de prélèvement utilisés sont en polyéthylène haute densité (PEHD), préalablement rincés à l'acide chlorhydrique dilué (5 %) puis à l'eau distillée pour éliminer toute contamination résiduelle en fer ou en chlorures. Les échantillons destinés à l'analyse du fer sont acidifiés sur site

avec 2 mL d'acide nitrique concentré par litre d'échantillon afin de prévenir la précipitation du fer hydroxyde ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) durant le transport.[26]

III.5. Valeurs seuils de référence et interprétation des résultats :

III.5.1 Valeurs seuils opérationnelles :

Les seuils d'alerte et d'action retenus dans cette étude sont basés sur les recommandations des normes NACE SP0170, API 570 et sur les pratiques internes de la raffinerie d'Alger, établies à partir de l'historique d'exploitation. Le tableau ci-dessous synthétise ces valeurs de référence [28][29] :

Tableau III.2 : Valeurs seuils des paramètres de corrosion et interprétation opérationnelle

<i>Paramètre</i>	Valeur optimale	Seuil d'alerte	Conséquence d'un dépassement
<i>Salinité résiduelle</i>	< 1 PTB	> 3 PTB	Augmentation du risque de corrosion en aval – excès de HCl dans les circuits de tête
<i>pH des condensats</i>	6,5 – 7,5	< 5,5 ou > 8,0	Corrosion acide (pH bas) ou entartrage / corrosion alcaline (pH élevé)
<i>Chlorures (Cl^-)</i>	< 10 mg/L	> 20 mg/L	Corrosion par piqûres – dépôts de sel d'ammonium – accélération de la corrosion localisée
<i>Fer total (Fe)</i>	< 0,5 mg/L	> 1 mg/L	Corrosion active du métal – film protecteur dégradé – risque élevé de perte d'épaisseur

III.5.2 Actions correctives en cas de dépassement :

Tout dépassement des seuils d'alerte doit déclencher une investigation immédiate pour en identifier la cause et mettre en œuvre une action corrective adaptée. Les principales actions correctives envisageables sont les suivantes [29][30] :

- **Salinité élevée :** vérifier la pression différentielle du dessaleur, la température du brut, le débit d'eau de lavage et la dose de désémulsifiant injectée

- **Ph bas** : augmenter le débit d'injection du neutralisant en amont de la colonne de tête, vérifier la qualité et la concentration de la solution de neutralisant
- **Chlorures élevés** : vérifier la performance du dessaleur, contrôler les points d'injection et les dilutions de produits
- **Fer élevé** : augmenter la dose d'agent filmant, inspecter visuellement les équipements en circuit, réaliser une mesure d'épaisseur par ultrasons (UT) sur les zones suspectes

Ces actions correctives sont documentées dans un registre de dérogation opérationnelle et font l'objet d'un suivi jusqu'au retour des paramètres dans la plage de fonctionnement normal.

III.6. Localisation du problème et justification de la démarche :

III.6.1 Analyse des causes probables des fuites :

L'apparition de fuites sur les cellules n°5 et n°10 de l'aéroréfrigérant EA-102, seulement quelques mois après leur mise en service, constitue une anomalie significative qui ne peut s'expliquer par la seule usure mécanique normale. Plusieurs hypothèses ont été formulées pour expliquer cette dégradation prématurée [28][29][30] :

- Insuffisance du dessalage : une teneur en chlorures résiduels trop élevée dans le brut traité peut générer des concentrations anormales de HCL dans les circuits de tête, exposant les aéroréfrigérants à une corrosion acide intense.
- Neutralisation insuffisante : un sous-dosage du produit neutralisant en amont des équipements de tête peut maintenir le pH des condensats à des niveaux inférieurs aux seuils acceptables.
- Dépôts de sels d'ammonium : la condensation de NH_4CL dans les passes d'entrée des aéroréfrigérants crée des zones de corrosion sous dépôt localisée, difficile à détecter lors des inspections visuelles courantes.
- Inefficacité de l'agent filmant : une protection insuffisante des surfaces internes par le film inhibiteur laisse le métal exposé à l'attaque chimique directe.
- Facteurs métallurgiques : des défauts de fabrication ou de soudure dans les tubes ou les boîtes à eau des cellules concernées pourraient avoir fragilisé les zones vulnérables.

III.6.2 Justification du choix des indicateurs analytiques :

Le choix des trois paramètres analytiques suivis dans cette étude (pH, Cl^- , Fe) est directement motivé par les mécanismes de corrosion suspectés. Ces paramètres offrent une lecture complémentaire et convergente de l'état du milieu :

- Le pH renseigne sur l'agressivité globale du milieu et l'efficacité de la neutralisation. C'est le paramètre de contrôle le plus immédiat pour ajuster les débits d'injection.
- La teneur en chlorures permet de quantifier la charge corrosive résiduelle issue du dessalage et d'évaluer le risque de formation de dépôts de sel d'ammonium ou de corrosion par piqûres.
- La teneur en fer total est un indicateur rétroactif de la corrosion déjà survenue. Une élévation du fer signifie que l'acier s'est dissous, ce qui confirme une corrosion active, indépendamment du pH et des chlorures mesurés.

La combinaison de ces trois indicateurs permet ainsi de distinguer entre une cause amont (chlorures élevés, mauvais dessalage), une cause intermédiaire (neutralisation insuffisante, pH bas) et une conséquence avérée (fer élevé, corrosion active). Cette triangulation analytique est à la base de la stratégie de diagnostic adoptée dans cette étude [28][29].

III.7. Conclusion :

Ce chapitre a présenté de manière exhaustive la problématique de la corrosion au sein des aéroréfrigérants EA-102 de la raffinerie d'Alger, ainsi que la méthodologie expérimentale adoptée pour en caractériser les mécanismes et en quantifier les effets. La démarche proposée s'appuie sur deux niveaux d'analyse complémentaires : une évaluation de la performance du dessalage par mesure de la salinité résiduelle du pétrole brut, et un suivi systématique des indicateurs de corrosion dans les eaux de procédé (pH, chlorures, fer total).

Les protocoles analytiques décrits – mesure du pH par électrométrie, dosage des chlorures par la méthode de Mohr (ISO 9297_1989) et dosage du fer total par spectrophotométrie UV-Vis (ASTM D5463-2018) – ont été choisis pour leur fiabilité, leur normalisation internationale et leur adaptabilité aux conditions de laboratoire d'une raffinerie en exploitation. La fréquence de mesure et les seuils d'alerte définis permettront une détection précoce de toute dérive des paramètres de procédé.

Les résultats issus de ce programme de surveillance seront analysés et discutés dans le chapitre suivant, où ils seront mis en relation avec les conditions opératoires de l'unité et les observations d'inspection réalisées sur les équipements dégradés, afin de proposer des recommandations techniques concrètes pour la mitigation de la corrosion des aéroréfrigérants.

Chapitre IV
résultats et
discussion .

IV. Introduction :

Ce chapitre présente et discute les résultats obtenus lors du suivi des indicateurs de fonctionnement et de corrosion de l'unité de distillation atmosphérique (ADU) de la raffinerie d'Alger au cours de l'année 2025. L'objectif principal est d'analyser l'influence des conditions opératoires sur l'efficacité du dessalage et sur les phénomènes corrosifs susceptibles d'affecter l'intégrité des équipements.

L'étude porte sur le suivi de trois paramètres analytiques mesurés à trois points de prélèvement clés de l'installation, les ballons D101, D103 et D501 :

- Le potentiel hydrogène (pH), indicateur de l'acidité du milieu et de l'efficacité de la neutralisation chimique.
- La teneur en fer total (Fe), indicateur direct de la corrosion active des surfaces métalliques.
- La teneur en ions chlorure (Cl^-), indicateur de la performance du dessalage et du risque de corrosion localisée.

En complément, l'efficacité du dessaleur et le débit d'alimentation ont été suivis afin d'évaluer les performances globales du processus de dessalage et d'identifier les facteurs opératoires responsables des dérives observées. L'ensemble de ces résultats permet de comprendre les mécanismes de dégradation en jeu et de proposer des pistes d'optimisation du traitement chimique.

IV. 1. Évolution du pH aux points de prélèvement :

Le potentiel hydrogène (pH) constitue l'un des indicateurs les plus fondamentaux de l'agressivité corrosive d'un milieu aqueux. Dans le contexte de l'unité de distillation atmosphérique, le pH des condensats reflète l'équilibre entre la production d'acide chlorhydrique (HCl), issue de l'hydrolyse thermique des chlorures du brut, et l'efficacité de la neutralisation chimique assurée par l'injection d'amines neutralisantes. La plage opératoire cible, définie conformément aux recommandations NACE SP0170, est fixée entre 5,5 et 7,0 pour les condensats de tête de colonne.

Tableau IV. 1 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (pH) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025

Ballon	pH Min	pH Max	Moyenne globale
D101	5.78	7.76	7.21
D103	6.24	6.97	6.68
D105	6.27	7.19	7.08

IV.1.1 Ballon D101 :

L'analyse du pH des condensats au ballon D101 montre que les valeurs mesurées se situent généralement dans la plage opératoire recommandée de 5,5 à 7,0. Toutefois, plusieurs dépassements ponctuels du seuil supérieur sont enregistrés au cours de la période analysée, indiquant des épisodes de surdosage du neutralisant ou des variations de composition du brut alimenté.

Ces fluctuations s'expliquent par plusieurs facteurs opératoires : variations de la qualité de la charge (teneur en sels, en soufre, rapport eau/pétrole), ajustements des débits d'injection des produits chimiques (neutralisant, inhibiteur filmant) et les perturbations liées à l'injection de slops. Bien que les valeurs observées ne soient pas critiques, des fluctuations répétées de pH peuvent fragiliser les films inhibiteurs déposés sur les surfaces métalliques et créer localement des conditions propices à la corrosion.

Un pH stable dans la plage cible est essentiel pour garantir l'efficacité du film protecteur formé par l'inhibiteur de corrosion filmant (agent filmant type imidazoline). Tout écart prolongé en dessous de 5,5 activerait fortement la corrosion acide par HCl, tandis qu'un pH supérieur à 7,5 favoriserait les risques d'entartrage des surfaces d'échange.

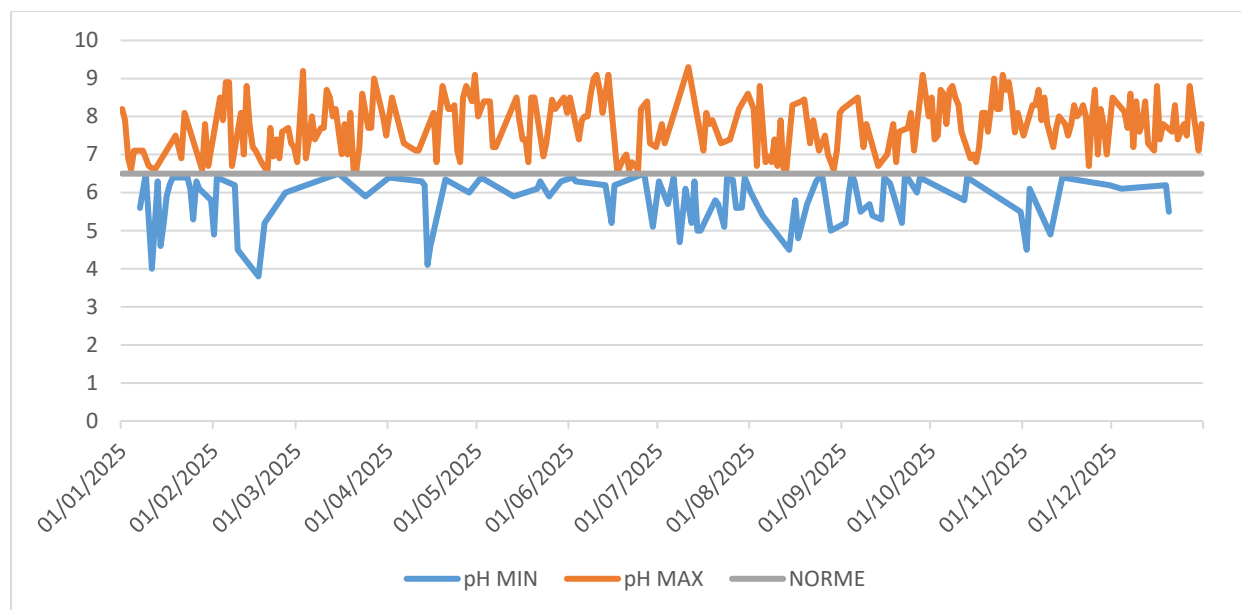


Figure IV.1 Variation du PH au niveau du D101

IV. 1.2 Ballon D103 :

Le pH mesuré au niveau du dessaleur D103 présente une variabilité plus marquée que celui du D101, avec des valeurs approchant périodiquement la limite inférieure de référence. Cette plus grande instabilité reflète les perturbations locales des conditions de dessalage, directement influencées par la composition du brut entrant, la concentration en sels dissous et l'efficacité des produits chimiques injectés.

Les baisses de pH observées au D103 signalent une acidification ponctuelle du milieu qui, si elle n'est pas corrigée, peut accélérer la dissolution des surfaces métalliques en contact avec les condensats. En revanche, les hausses occasionnelles sont cohérentes avec un surdosage momentané du neutralisant ou une variation de la qualité du brut alimenté. Ces observations soulignent la nécessité d'un contrôle plus précis et réactif du dosage des réactifs chimiques au niveau du dessaleur.

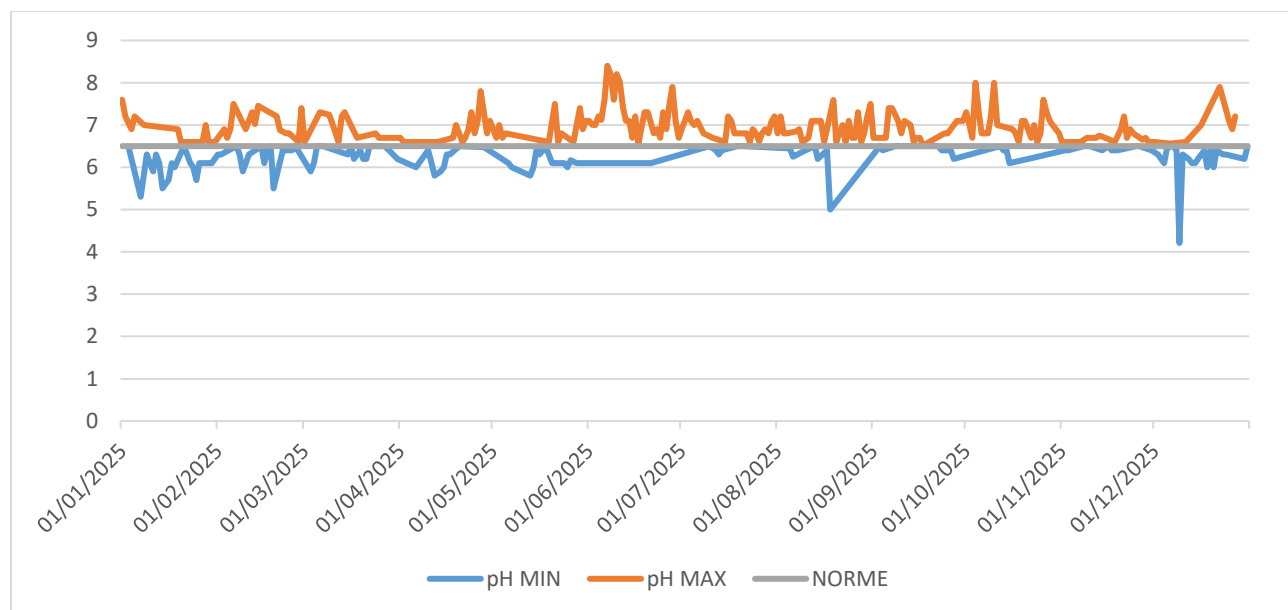


Figure IV.2 Variation du PH au niveau du D103

IV. 1.3 Ballon D501 :

Le point D501, situé en aval de l'unité, présente les fluctuations de pH les plus prononcées des trois points de prélèvement. Plusieurs dépassements des limites opératoires — tant inférieures que supérieures — sont enregistrés, témoignant d'une instabilité chimique plus prononcée dans cette section de l'installation.

Cette instabilité s'explique par la position aval du D501 dans le procédé : toutes les perturbations générées en amont (variations de qualité du brut, dérives du dessalage, fluctuations des injections chimiques) s'y accumulent et s'y amplifient. Des variations répétées de pH à ce niveau peuvent provoquer une dégradation progressive des couches protectrices sur les surfaces métalliques et favoriser l'apparition de sites anodiques localisés, accélérant les processus de corrosion par piqûres déjà observés sur les équipements de l'unité.

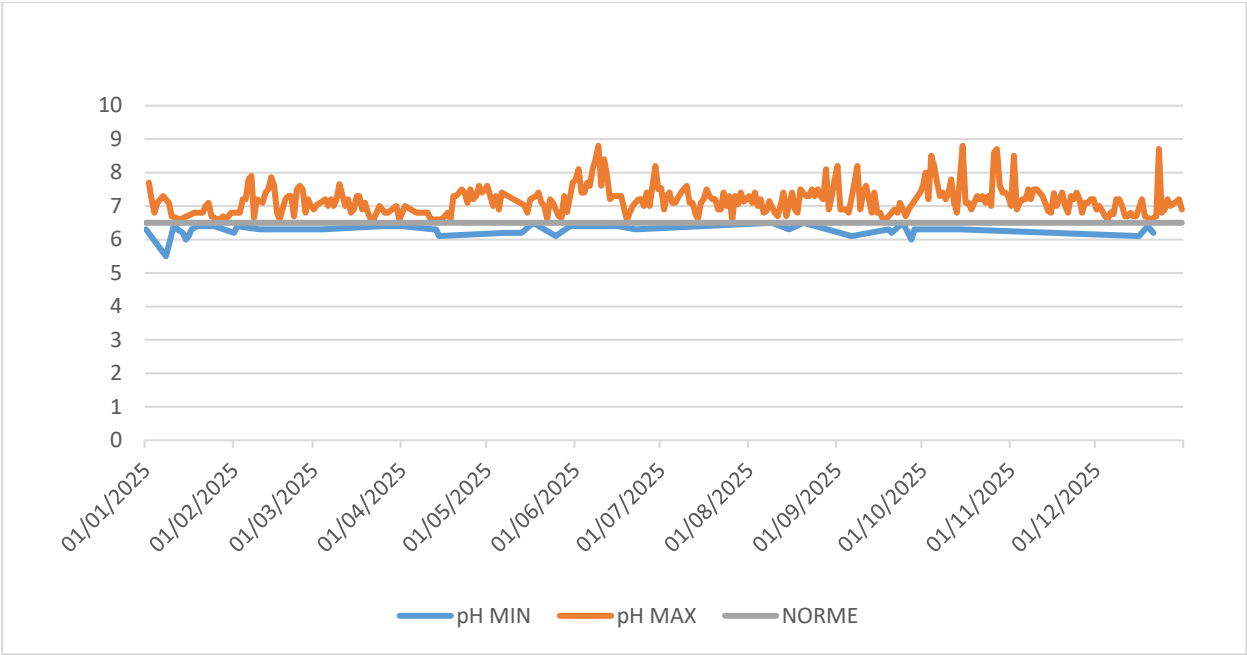


Figure IV.3 Variation du PH au niveau du D501

IV. 2 Évolution de la teneur en fer total (Fe) :

La concentration en fer total dissous dans les eaux de procédé constitue un indicateur direct et quantitatif de la corrosion active des surfaces métalliques. En effet, le fer dissous provient principalement de la dissolution des parois métalliques sous l'effet des réactions électrochimiques de corrosion. Selon les recommandations NACE et les pratiques industrielles en vigueur, la teneur en fer total dans les condensats de procédé doit rester inférieure à 1 mg/L (1 ppm). Un dépassement de ce seuil signale une corrosion active nécessitant une action corrective immédiate.

Tableau 02 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (fer) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025.

Ballon	Moyenne
D101	1.12
D103	1.37
D510	0.93

IV. 2.1 Analyse au point D101 :

Les concentrations en fer total mesurées au ballon D101 lors des premiers mois de 2025 révèlent des valeurs élevées, dépassant significativement le seuil d'alerte de 1 ppm. Ces niveaux élevés témoignent d'une corrosion active importante ayant entraîné une dissolution notable des surfaces métalliques au cours de cette période. La présence concomitante de concentrations élevées en

chlorures (voir section 4.3) suggère un mécanisme de corrosion localisée par piqûres, activée par les ions Cl^- dans un environnement acide.

Une diminution progressive des teneurs en fer est observée à partir du mois de mai 2025, ce qui peut être corrélé à une optimisation des conditions d'exploitation : amélioration du dessalage, ajustement des doses d'inhibiteurs ou stabilisation de la qualité de la charge traitée. Cette tendance à la baisse témoigne de l'efficacité des actions correctives mises en œuvre, sans toutefois garantir un retour aux valeurs cibles.

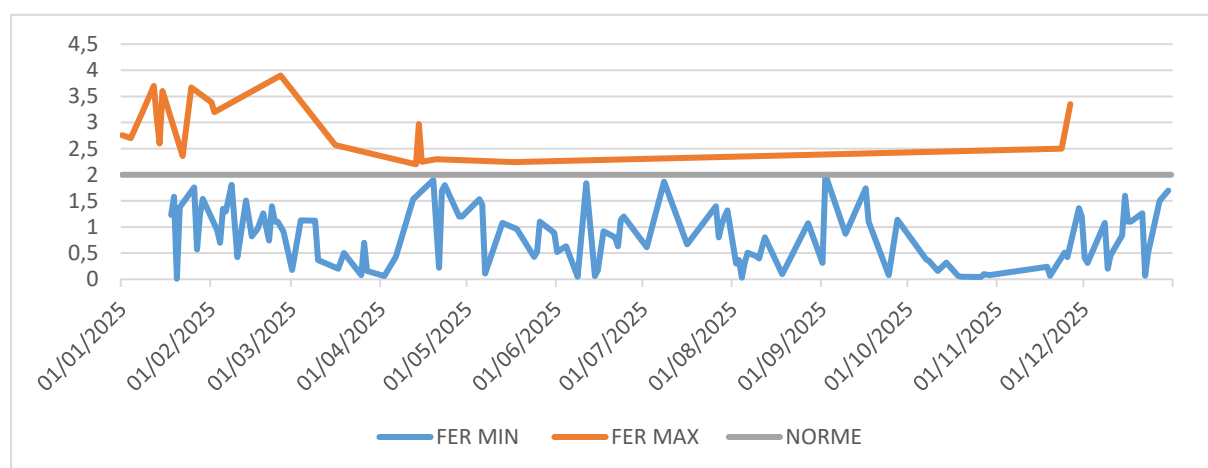


Figure IV.4 Variation de teneur en fer au niveau du D101

IV. 2.2 Comparaison multi-points D101, D103, D501 :

Des concentrations élevées en fer sont également enregistrées aux points D103 et D501 au cours des mêmes périodes, confirmant que le phénomène corrosif n'est pas localisé à un équipement unique mais affecte l'ensemble de l'unité. Les concentrations les plus élevées au D501 sont cohérentes avec sa position en aval du procédé : les produits de corrosion générés en amont sont transportés et partiellement concentrés dans ce ballon par les effluents liquides.

La simultanéité des pics de concentration en fer sur les trois points de prélèvement constitue un indicateur important d'un phénomène corrosif systémique, probablement déclenché par une détérioration des conditions opératoires globales de l'unité (baisse de la qualité du dessalage, sous-dosage du traitement chimique, ou modification de la qualité du brut alimenté).

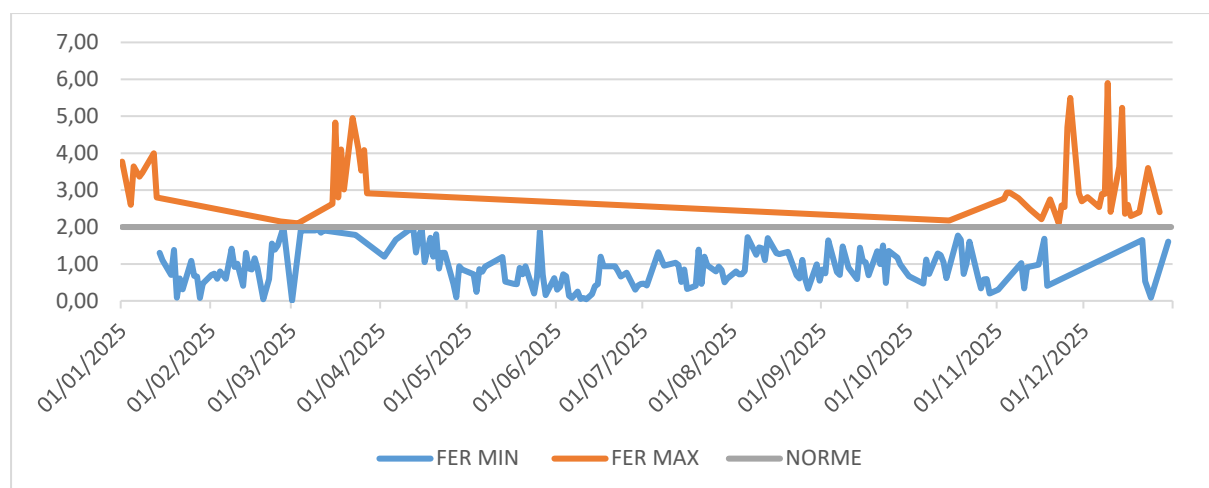


Figure IV.5 Variation de teneur en fer au niveau du D103

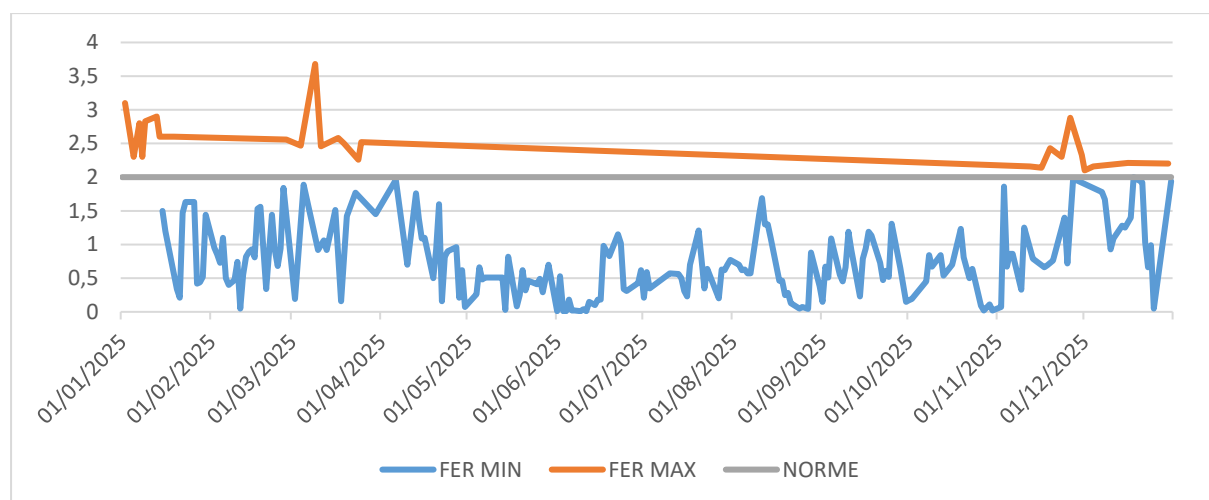


Figure IV.6 Variation de teneur en fer au niveau du D501

IV. 3 Évolution de la teneur en ions chlorure (Cl⁻) :

Les ions chlorure représentent l'un des agents corrosifs les plus agressifs dans les installations de raffinage. Leur présence dans les eaux de procédé au-delà des seuils admissibles signale une performance insuffisante du dessalage et crée des conditions propices à la corrosion localisée par piqûres. La valeur seuil de référence retenue pour cette étude est de 10 ppm (mg/L), conformément aux pratiques opératoires de la raffinerie et aux recommandations de l'API RP 571."),

Tableau 03 : Valeurs moyennes de l'indicateur de corrosion (chlorure) mesurés aux ballons D-101, D-103 et D-501 de l'unité U100 — Raffinerie d'Alger, 2025

Ballon	Moyenne
D101	49.27
D103	8.73
D501	9.03

IV. 3.1 Ballon D101 :

Les concentrations en chlorures mesurées au ballon D101 dépassent largement la valeur seuil de référence de 10 ppm au cours de la période analysée, avec des pics pouvant atteindre 80 à 100 ppm. Ces valeurs très élevées témoignent d'une performance insuffisante du dessalage, se traduisant par un transport important de sels dissous dans le procédé en aval. La présence de ces concentrations anormales en chlorures est directement corrélée à l'activation de la corrosion localisée par piqûres observée sur les équipements de l'unité (ballons D101, D103, D501)."), Mécanistiquement, les ions Cl^- à ces concentrations rompent les couches passives protectrices sur les surfaces métalliques et s'accumulent dans les micro-cavités formées, créant un environnement local très acide (effet de concentration) qui entretient et accélère la propagation des piqûres de corrosion. Ce mécanisme est auto-catalytique : une fois une piqûre initiée, les chlorures continuent à se concentrer en son fond, rendant la corrosion progressive et difficile à arrêter sans intervention sur la source (chlorures résiduels dans le brut).

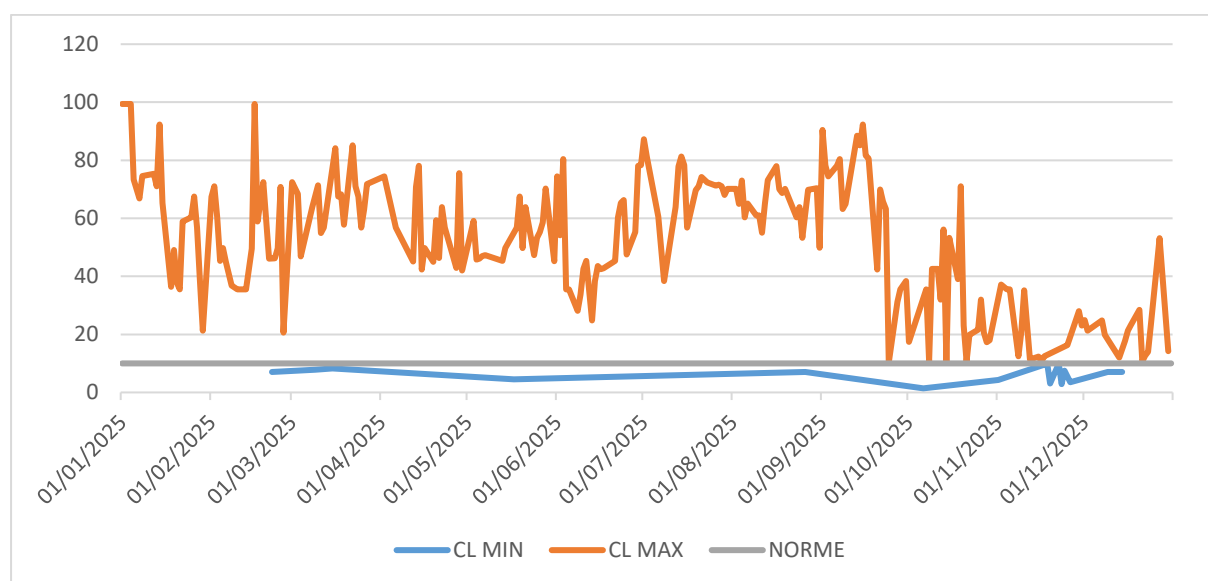


Figure IV.7 Variation du taux de chlorure au niveau de D101

IV. 3.2 Ballon D103 :

Au niveau du ballon D103, les concentrations en chlorures présentent une tendance décroissante par rapport au D101, ce qui indique que le processus de dessalage contribue à abattre une fraction des sels contenus dans le brut. Néanmoins, les valeurs mesurées restent supérieures au seuil de 10 ppm durant plusieurs périodes, signifiant que le dessalage ne parvient pas à éliminer totalement les sels dissous. Cette élimination partielle peut résulter d'un rapport eau de lavage/brut insuffisant, d'une séparation électrostatique dégradée, ou d'un dosage inadéquat du désémulsifiant.

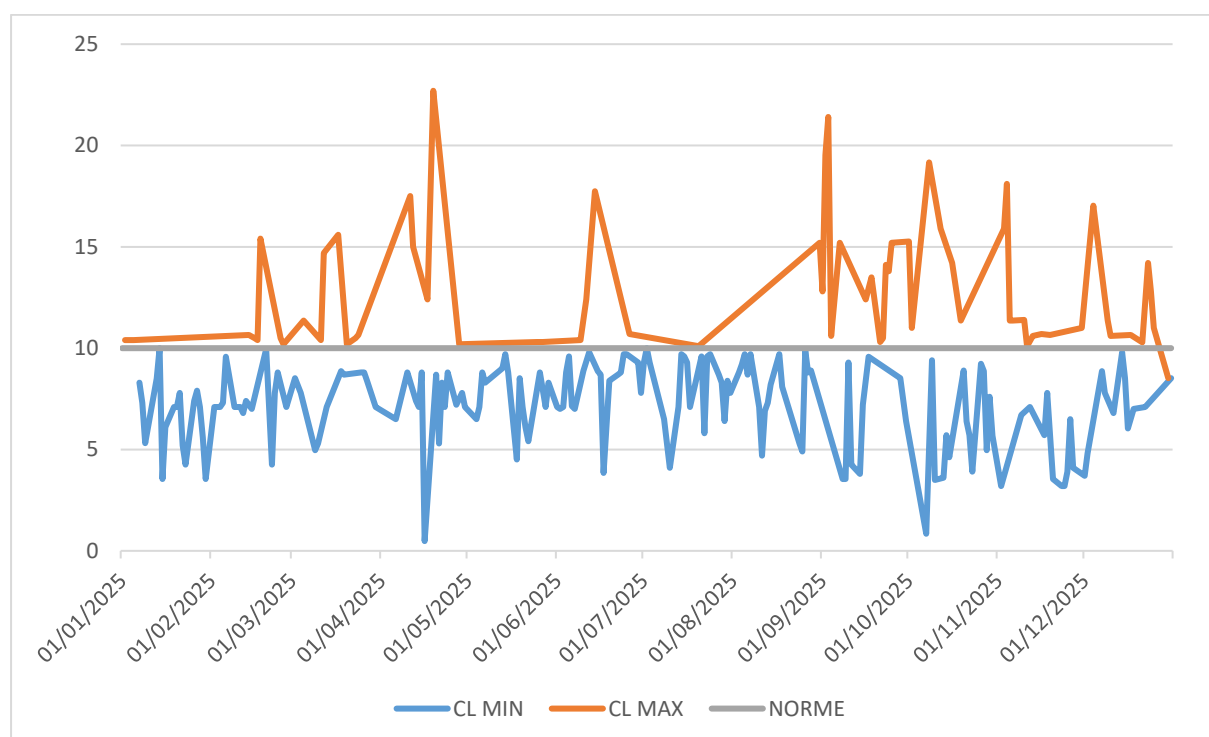


Figure IV.8 Variation du taux de chlorure au niveau de D103

IV. 3.3 Ballon D501 :

La présence persistante de chlorures à des concentrations supérieures au seuil de référence au point D501 confirme que les ions chlorure restent en circulation dans l'ensemble du système, même après le passage par le dessaleur. Ce maintien d'un niveau résiduel significatif en chlorures dans les équipements en aval constitue un facteur de risque permanent pour l'intégrité des surfaces métalliques, en particulier des aéroréfrigérants EA-102 dont les tubes sont soumis à des concentrations locales de sels d'ammonium (NH_4Cl) formés par réaction entre le HCl généré et l'ammoniac présent dans le brut.

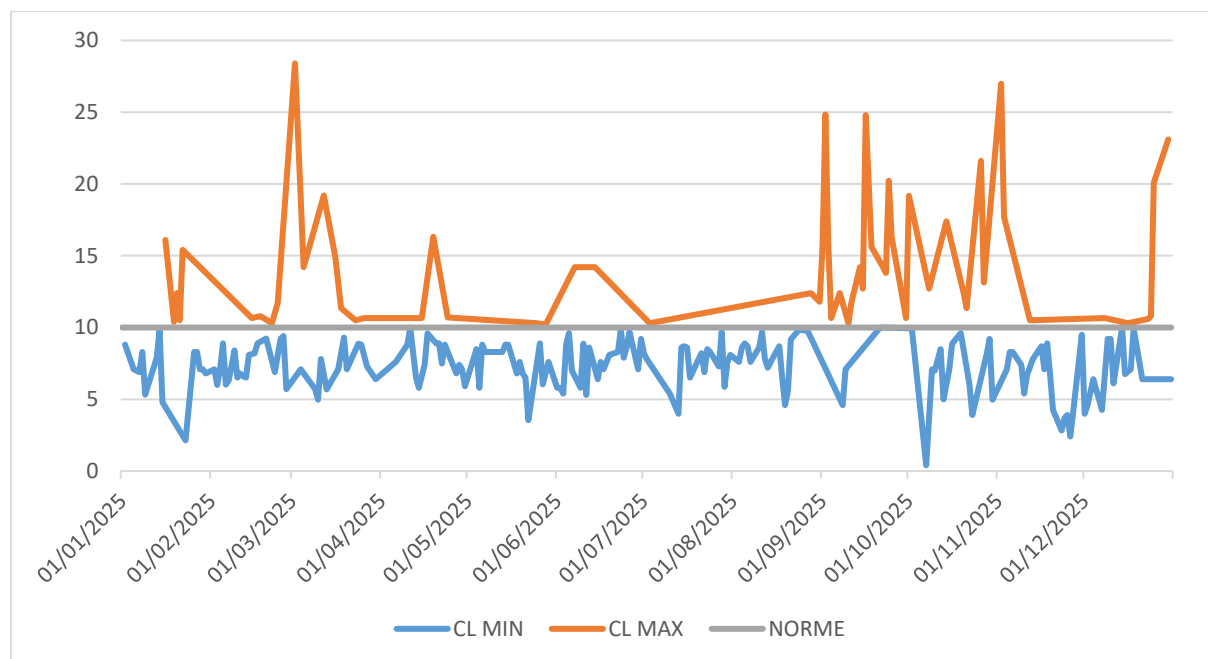


Figure IV.9 Variation du taux de chlorure au niveau de D501

IV. 4 Efficacité du dessaleur :

L'efficacité du dessalage est un paramètre global qui quantifie la capacité du dessaleur à abattre la teneur en sels du pétrole brut entrant. Elle est calculée à partir de la salinité mesurée à l'entrée (S-entrée) et à la sortie (S-sortie) du dessaleur, selon la formule :

$$Ef(\%) = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100$$

- S_e : salinité à l'entrée
- S_s : salinité à la sortie

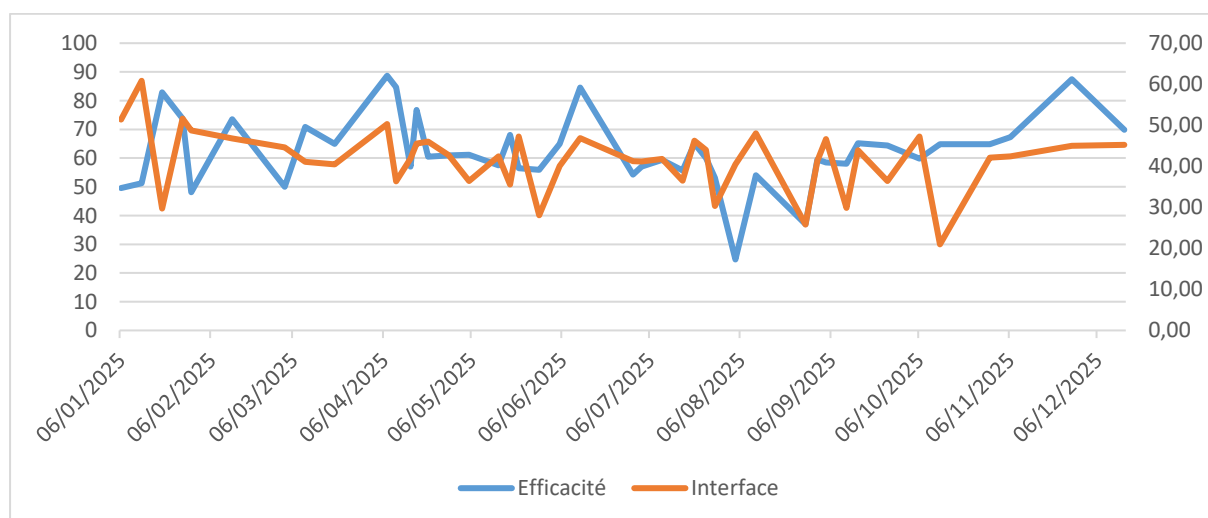


Figure IV.10 Evaluation de l'efficacité du M101 par rapport l'interface

Les unités de dessalage industrielles visent généralement une efficacité supérieure à 90 %, avec une salinité résiduelle en sortie inférieure à 1 PTB (Pound per Thousand Barrels $\approx 0,3$ mg/L) pour garantir une protection optimale des équipements en aval. Une efficacité inférieure à cette cible entraîne une augmentation des chlorures résiduels dans le brut traité et, par voie de conséquence, une hausse de la production de HCl corrosif dans les circuits de tête de la colonne de distillation.

IV. 4.1 Analyse de l'efficacité :

L'analyse de l'évolution de l'efficacité du dessaleur sur la période 2025 révèle une tendance globalement stable, avec une efficacité moyenne se situant entre 50 et 70 %, valeur inférieure à la cible opératoire de 90 % généralement visée dans les unités de dessalage industrielles. Des baisses notables sont observées entre août et novembre, périodes pendant lesquelles l'efficacité atteint ses niveaux les plus faibles, corrélées à une augmentation de la salinité en sortie de dessaleur.

Ces baisses de performance peuvent être attribuées à plusieurs facteurs : modifications de la qualité du brut traité (variation du type de brut approvisionné, teneur en sels plus élevée), sous-dosage du désémulsifiant, diminution de l'efficacité du système électrostatique (usure des électrodes, court-circuit interne), ou des perturbations hydrauliques au sein du dessaleur (eddies, brassage excessif de l'interface eau/pétrole)."),

IV. 4.2 Stabilité du débit d'alimentation :

Le débit d'alimentation du dessaleur présente une remarquable stabilité au cours de la période analysée, avec des fluctuations minimales autour d'une valeur moyenne quasi-constante. Cette stabilité est un élément crucial pour l'interprétation des résultats : elle permet d'exclure l'hypothèse d'une surcharge ou sous-charge hydraulique du dessaleur comme cause des variations de performance observées. Les dérives constatées dans la salinité et l'efficacité sont donc à attribuer principalement aux conditions de séparation (qualité de l'émulsion, efficacité du désémulsifiant, état du système électrostatique) plutôt qu'à des variations de débit.

Ce constat souligne l'importance d'un ajustement dynamique des paramètres opératoires du dessaleur (dose et type de désémulsifiant, température du brut, tension électrostatique, ratio eau de lavage/brut) pour optimiser la qualité du brut dessalé tout en maintenant le même niveau de production.

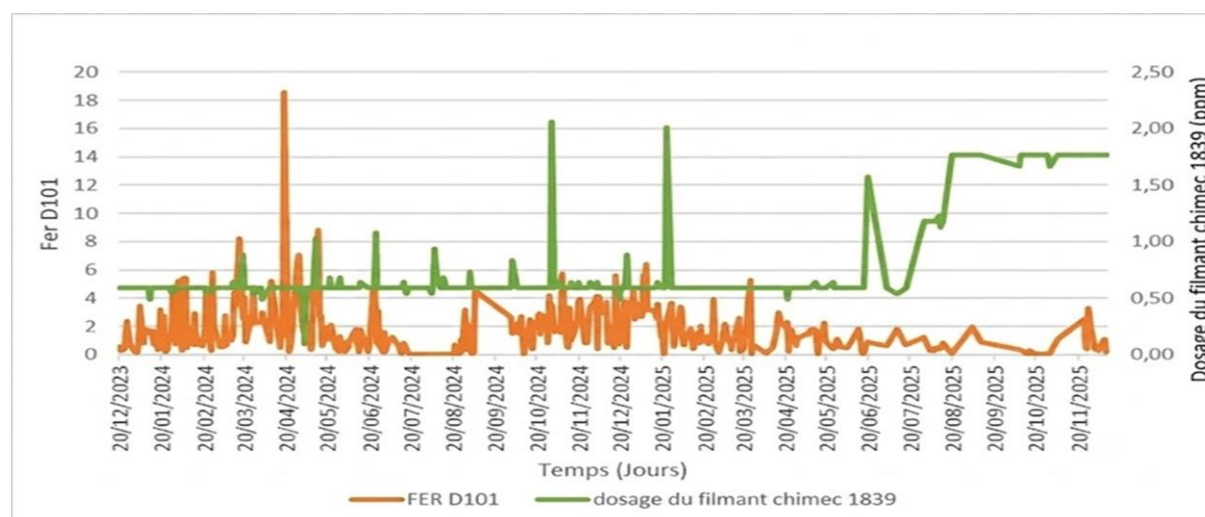
IV. 5 Évaluation comparative des inhibiteurs de corrosion utilisés :

Pour assurer la protection des équipements contre la corrosion, l'unité de distillation atmosphérique recourt à l'injection continue d'inhibiteurs de corrosion dans le procédé. Au cours de la période analysée, deux produits commerciaux ont été utilisés successivement : Nalco et Chimec. Ces inhibiteurs de type filmant agissent par adsorption sur les surfaces métalliques, formant un film organique hydrophobe qui limite l'accès des agents corrosifs (Cl^- , H^+ , H_2S) aux parois des équipements.

IV. 6. Comparaison des teneurs moyennes en Fe (ppm) et en Cl^- (ppm) au point D101, selon l'inhibiteur utilisé (Nalco vs Chimec) :

La comparaison des paramètres de corrosion mesurés pendant les périodes d'utilisation respective des deux inhibiteurs permet d'évaluer objectivement leur efficacité relative dans les conditions opératoires de l'unité. En particulier, la teneur en fer total — indicateur direct de la vitesse de corrosion — et le pH moyen des condensats constituent les critères d'évaluation principaux.

Les résultats obtenus confirment les observations antérieures mentionnant une meilleure performance de l'inhibiteur Chimec dans les conditions d'exploitation de l'unité. Cette supériorité peut s'expliquer par une meilleure affinité de la formulation Chimec avec les surfaces métalliques à la température et au pH rencontrés dans l'installation, ou par une plus grande stabilité de son film protecteur dans les conditions hydrodynamiques des équipements concernés. Toutefois, une analyse statistique rigoureuse (test de Student ou analyse de variance) des données collectées serait nécessaire pour confirmer la significativité de cette différence.

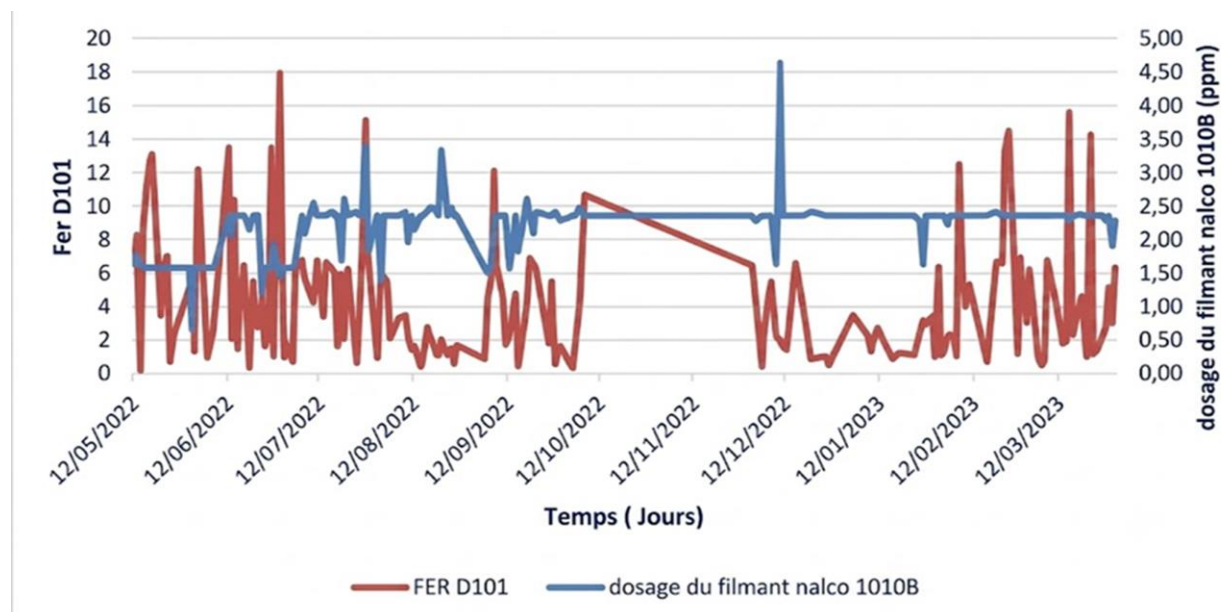


Sur ce graphique, la courbe couleur orange illustre la concentration en fer du ballon D101, alors que la courbe verte dépeint le dosage du filmant Chimec 1839.

On remarque qu'au cours de la plus grande partie de la période, le niveau de fer demeure assez bas, souvent en dessous de 5 ppm. Toutefois, on observe plusieurs pics significatifs, dont un entre mars et mai 2024 où les valeurs frôlent les 19 ppm. Ces hausses témoignent sans doute d'une exacerbation du processus de corrosion ou du décollement de produits de corrosion accumulés sur les surfaces métalliques.

En ce qui concerne le dosage du Chimec 1839, il reste principalement stable à environ 0,5 ppm, avec des hausses occasionnelles. On note une hausse graduelle du dosage jusqu'à près de 1,8 ppm à partir du milieu de l'année 2025. Cette augmentation paraît être une action corrective destinée à renforcer la protection interne des équipements contre la corrosion.

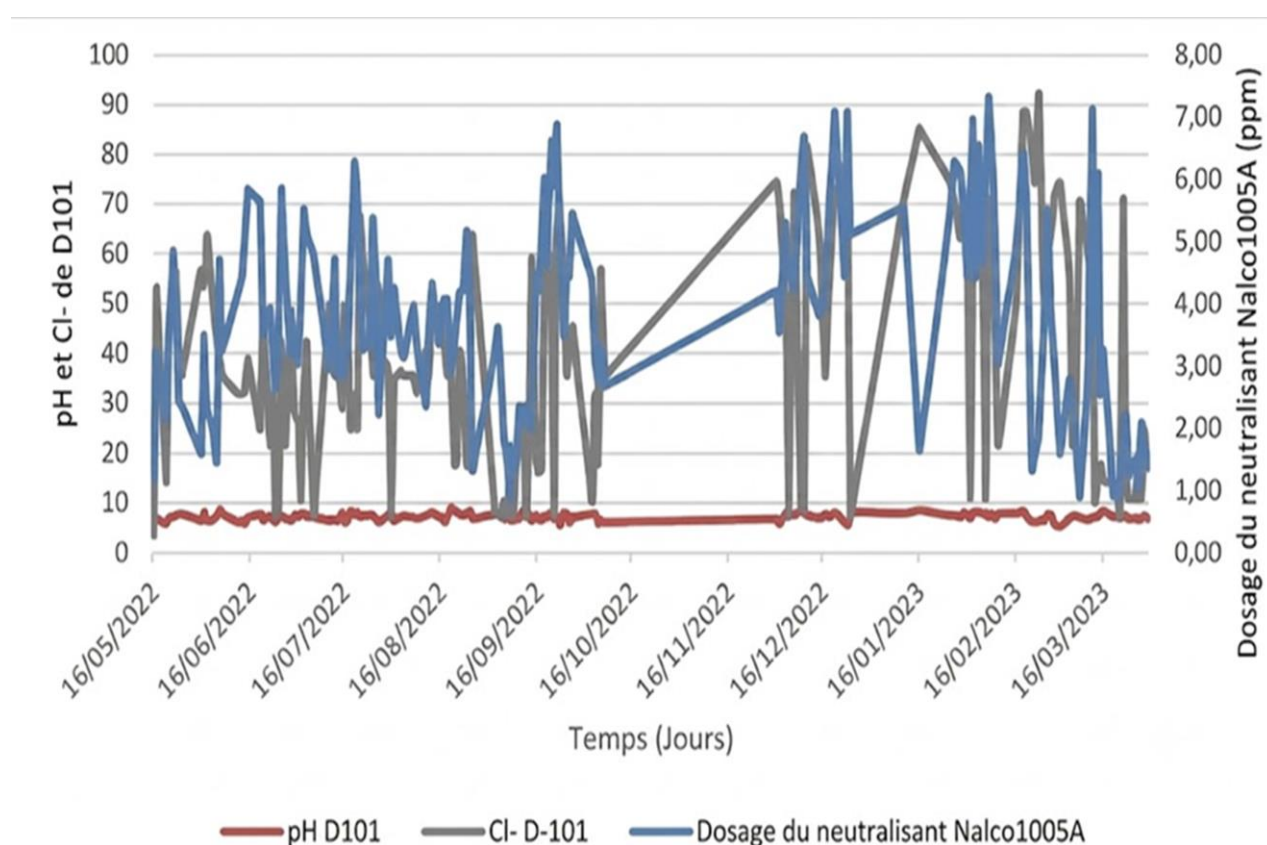
L'évolution du fer indique qu'après une hausse prolongée du niveau du filmant en 2025, les niveaux de fer restent bas et plus constants. Cela laisse supposer une amélioration de l'efficacité de la protection anticorrosion due à une meilleure couverture des surfaces métalliques.



Sur ce second graphique, la courbe de couleur rouge illustre la concentration de fer dans le ballon D101 tandis que la courbe bleue indique la mesure du filmant Nalco 1010B.

On observe des variations significatives des niveaux de fer tout au long de la période analysée. De multiples pics supposent des valeurs au-delà de 10 ppm et par moment, approchent les 18 ppm. Ces fluctuations indiquent une activité corrosive significative ou instable au sein de celui-ci.

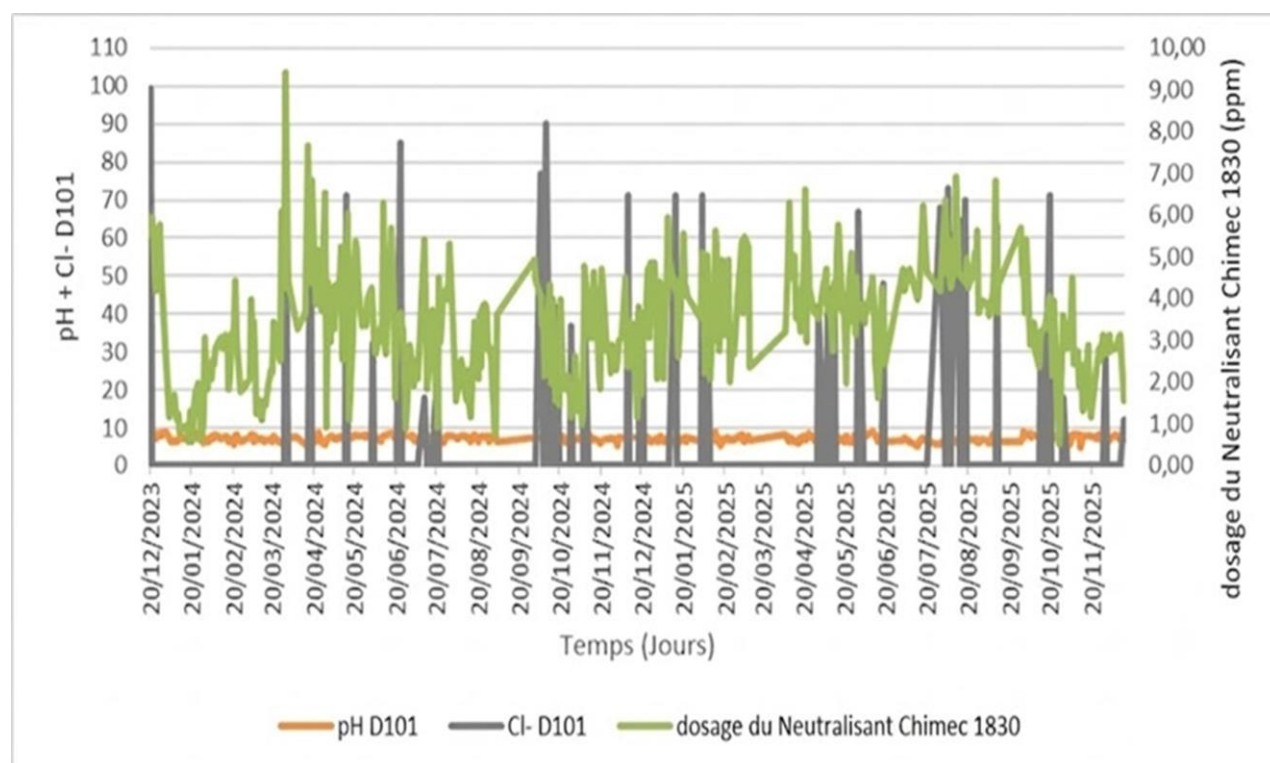
Pour ce qui est du filmant Nalco 1010B, son dosage demeure assez stable, oscillant généralement entre 2 et 2,5 ppm. En dépit de cette stabilité, les niveaux de fer restent très fluctuant. Cela signifie que le simple maintien du dosage ne parvient pas à éradiquer totalement les événements de corrosion.



Le graphique montre l'évolution du pH, de la concentration en chlorures (Cl^-) et du dosage du neutralisant Nalco 1005A dans le système D101 entre mai 2022 et mars 2023. Le pH demeure relativement stable durant toute la période, avec des valeurs comprises approximativement entre 5,5 et 8, ce qui indique une bonne maîtrise des conditions chimiques du procédé. En revanche, la concentration en chlorures présente d'importantes fluctuations, avec plusieurs pics atteignant des valeurs élevées, notamment à partir de septembre 2022 et durant les premiers mois de 2023. Cette variabilité peut être liée à des changements de la qualité de l'eau, à des phénomènes de concentration ou à des variations des conditions d'exploitation.

La quantité du neutralisant Nalco 1005A présente aussi une variation considérable, se situant généralement entre 1 et 7 ppm. Ces modifications semblent être effectuées pour réagir aux fluctuations constatées dans le système, dans le but de conserver le pH dans une zone acceptable. Bien que les chlorures subissent de fortes variations, la constance du pH indique que la stratégie de traitement chimique adoptée est, dans l'ensemble, efficace. Cependant, le manque d'une corrélation parfaitement proportionnelle entre le dosage du neutralisant et les concentrations de chlorures suggère que d'autres facteurs exercent également une influence sur le fonctionnement du système.

Globalement, les données indiquent que le contrôle du pH est efficace grâce aux modifications de l'apport de neutralisant, tandis que les chlorures restent le facteur le plus variable. Une attention particulière s'impose pour réduire les risques potentiels de corrosion et de dégradation des équipements.



Ce graphique illustre la variation du pH (ligne orange), du niveau de chlorures Cl^- (diagramme à barres grises) et de la mesure du Chimec 1830 (courbe verte) dans le ballon D101 pendant la période qui s'étend de décembre 2023 à novembre 2025.

Durant la période examinée, on observe une stabilité notable du pH, avec des valeurs qui se situent généralement entre 6 et 8. Cette constance témoigne que les conditions chimiques

Sont généralement préservées dans une plage propice à la restriction de la corrosion. Effectivement, un pH pratiquement neutre diminue habituellement la corrosivité de l'environnement par rapport aux matériaux métalliques.

En revanche, les concentrations en chlorures présentent d'importantes fluctuations. Plusieurs pics élevés sont observés, atteignant parfois près de 90 ppm. Ces augmentations traduisent probablement l'arrivée ponctuelle d'eaux plus chargées en sels ou des variations des conditions d'exploitation. La présence de chlorures est particulièrement préoccupante car ces ions sont connus pour favoriser les phénomènes de corrosion localisée, notamment la corrosion par piqûres.

Même lorsque le pH est satisfaisant, une forte concentration en chlorures peut provoquer une rupture locale du film protecteur présent à la surface du métal.

Le dosage du neutralisant Chimec 1830 varie fortement au cours de la période. Il oscille généralement entre 2 et 6 ppm, avec quelques pointes dépassant 8 ppm. Ces ajustements semblent être réalisés afin de maintenir le pH dans la plage souhaitée malgré les variations de composition du milieu. L'efficacité du neutralisant est visible à travers la stabilité globale du pH, malgré les fluctuations importantes des chlorures.

On constate aussi que certaines hausses de chlorures sont suivies d'une intensification de la quantité de neutralisant. Cela pourrait refléter une stratégie d'opération visant à pallier l'agressivité croissante de l'environnement par une intensification de l'emploi de traitements chimiques. Cependant, malgré une hausse de la quantité de neutralisant utilisée, la présence de chlorures reste un élément de risque majeur pour les cas de corrosion localisée.

IV.7. Discussion synthétique et corrélations entre paramètres :

La mise en regard des trois paramètres analysés (pH, Fe, Cl^-) sur les trois points de prélèvement (D101, D103, D501) permet d'établir des corrélations significatives entre les variables et d'identifier les enchaînements causaux à l'origine des phénomènes de corrosion observés.

La corrélation positive observée entre les pics de concentration en chlorures et les hausses de teneur en fer total est particulièrement révélatrice. Elle confirme que les épisodes de défaillance du dessalage se traduisant par une augmentation des chlorures résiduels dans le brut traité engendrent directement une accélération de la corrosion, mesurée par l'élévation concomitante du fer dissous.

De même, les périodes de pH bas au D103 coïncident avec les hausses de fer au D101 et D501, suggérant qu'une acidification ponctuelle du milieu au niveau du dessaleur se propage en aval et aggrave les conditions corrosives dans l'ensemble de l'unité. Ce mécanisme met en évidence le caractère systémique de la corrosion dans l'ADU et souligne l'importance d'un traitement chimique cohérent et réactif sur l'ensemble de la chaîne.

Corrélation entre la teneur en chlorures (Cl^- , ppm) et la teneur en fer total (Fe, ppm) au point D101 sur la période 2025. La courbe de tendance (régression linéaire ou polynomiale) illustre la relation entre la charge corrosive en chlorures et l'intensité de la corrosion mesurée.

Enfin, la corrélation entre les baisses d'efficacité du dessaleur (section 4.4) et les pics de chlorures en D101 confirme le rôle central du dessalage dans la maîtrise de la corrosion de l'unité. Une amélioration de 10 à 15 points de pourcentage de l'efficacité du dessaleur se traduirait, selon les

données disponibles, par une réduction significative des concentrations en chlorures en aval et, en conséquence, par une diminution attendue de la vitesse de corrosion des équipements."),

IV. 8. Conclusion :

L'analyse des données collectées au cours de l'année 2025 sur l'unité de distillation atmosphérique de la raffinerie d'Alger a permis de dresser un diagnostic précis de l'état corrosif de l'installation et d'identifier les facteurs opératoires déterminants.

Le suivi du pH aux trois points de prélèvement (D101, D103, D501) a mis en évidence une instabilité relative des conditions chimiques du procédé, avec des dépassements ponctuels des seuils opératoires. Bien que les valeurs restent généralement dans une plage acceptable, les fluctuations récurrentes fragilisent les films inhibiteurs et peuvent initier localement des processus de corrosion.

Les concentrations en fer total, indicateur direct de la corrosion active, ont révélé des niveaux significativement élevés en début de période, témoignant d'une dissolution notable des surfaces métalliques. La décroissance progressive observée à partir du mois de mai 2025 reflète l'impact positif des actions correctives engagées. La simultanéité des pics de fer sur les trois points de prélèvement confirme le caractère systémique du phénomène corrosif.

L'analyse des chlorures a mis en évidence des concentrations fréquemment supérieures au seuil de référence de 10 ppm, en particulier au point D101. Ces résultats attestent d'une élimination incomplète des sels par le dessaleur et soulignent le rôle prépondérant des chlorures dans le déclenchement et l'entretien de la corrosion par piqûres observée sur les équipements de l'unité. L'efficacité du dessaleur, globalement stable mais inférieure à la cible de 90 %, présente des baisses périodiques corrélées aux pics de chlorures et aux hausses de corrosivité. Le débit d'alimentation stable sur toute la période permet d'attribuer ces variations aux conditions de séparation et à la qualité du brut alimenté plutôt qu'à des surcharges hydrauliques

Enfin, la comparaison des inhibiteurs Nalco et Chimec (à compléter avec les données quantitatives) suggère une meilleure performance de Chimec dans les conditions opératoires de l'unité, confirmant l'intérêt d'un suivi rigoureux de l'efficacité des traitements chimiques et d'une adaptation continue des formulations aux conditions du procédé.

Ensemble de ces résultats souligne la nécessité d'une optimisation conjointe des performances du dessaleur, du traitement chimique (neutralisant, inhibiteur filmant) et du programme de surveillance analytique pour améliorer durablement la protection des équipements et réduire les coûts de maintenance liés à la corrosion.

Conclusion

générale

Cette étude menée à la raffinerie d'Alger met en évidence que la corrosion des aéroréfrigérants EA-102 constitue un enjeu critique susceptible de compromettre la fiabilité des équipements, la sûreté des opérations et la continuité de la production. L'étude réalisée a visé à identifier les facteurs à l'origine de cette dégradation en évaluant l'efficacité du dessalage et en assurant le suivi des indicateurs principaux de corrosion, à savoir le pH, les chlorures et la concentration totale en fer. Les données recueillies indiquent que la présence de chlorures résiduels dans le pétrole brut, couplée à la formation d'acide chlorhydrique lors de la distillation, génère un milieu particulièrement agressif pour les installations placées en tête de colonne. Les variations observées dans les paramètres analysés traduisent également l'impact direct des conditions d'exploitation et de l'efficacité des traitements chimiques appliqués sur la sévérité des phénomènes de corrosion.

La présence de fuites sur les cellules nouvellement installées de l'aéroréfrigérant EA-102 confirme que la dégradation constatée ne résulte pas uniquement de l'usure naturelle des appareils, mais qu'elle est associée à un ensemble de causes telles qu'un dessalage inapproprié, une désacidification défailante des condensats, l'accumulation de résidus d'ammonium et, dans certains cas, une protection anticorrosion insuffisante. Cette étude a ainsi mis en évidence la nécessité d'un suivi périodique des paramètres essentiels afin de détecter rapidement toute anomalie du procédé et d'intervenir avant que des dommages irréversibles ne surviennent. Les analyses effectuées ont également souligné l'importance cruciale du dessalage en tant que première ligne de défense contre la corrosion, ainsi que la nécessité d'un contrôle rigoureux des produits chimiques introduits dans le processus.

Au vu de ces résultats, plusieurs axes d'amélioration peuvent être envisagés, notamment l'optimisation continue des performances du dessaleur, le renforcement du suivi systématique des chlorures, du pH et du fer total, l'amélioration des plans de prévention de la corrosion, ainsi que la mise en place d'une politique de maintenance préventive ciblant les zones les plus vulnérables des installations.

En définitive, la maîtrise durable de la corrosion des aéroréfrigérants EA-102 repose sur une démarche globale associant la gestion du procédé, un traitement chimique adapté, une surveillance analytique continue et une maintenance préventive rigoureuse. La mise en œuvre de ces recommandations contribuera à prolonger la durée de vie des installations, à réduire les coûts liés aux arrêts et aux réparations, et à garantir un fonctionnement plus sûr et plus efficace de l'unité de distillation atmosphérique de la raffinerie d'Alger.

Recommandations :

À l'issue de cette étude, plusieurs recommandations peuvent être formulées pour améliorer la maîtrise de la corrosion au niveau de la raffinerie d'Alger :

1. Sur le dessalage et la qualité du brut :

- Optimiser en continu les paramètres de fonctionnement du dessaleur (température, différence de pression au niveau de la vanne de mélange, tension électrique, temps de séjour).
- Maintenir le taux d'injection d'eau de lavage dans la plage recommandée, en évitant les périodes de fonctionnement sans injection.
- Mettre en place un suivi plus fréquent de la salinité et des chlorures à l'entrée et à la sortie du dessaleur, avec des seuils d'alerte opérationnels.

2. Sur le traitement chimique et la protection anticorrosion :

- Renforcer le contrôle des paramètres critiques (pH, fer total, chlorures) dans les différents ballons et lignes sensibles.
- Étudier la possibilité d'introduire des produits complémentaires (anti-dépôts, anti-scalants) pour limiter la formation de dépôts concentrant les sels.

3. Sur l'exploitation des équipements et la maintenance :

- Vérifier régulièrement l'état mécanique des aéroréfrigérants (alignement des tubes, intégrité des ailettes, structure porteuse) et traiter rapidement toute anomalie détectée.
- Éviter, autant que possible, la mise hors service prolongée d'éléments de régulation essentiels (vannes de mélange, cellules d'aéro)
- Mettre en place un programme de maintenance préventive ciblant particulièrement les zones identifiées comme fortement corrosives (têtes de colonnes, échangeurs, ballons).

4. Sur le suivi et l'organisation :

- Instaurer un plan de monitoring des indicateurs de corrosion incluant des campagnes de mesures périodiques, des inspections internes et l'utilisation éventuelle de coupons de corrosion ou de sondes en ligne.

Une **sonde hybride unique** qui combine intelligemment deux technologies complémentaires pour une détection fiable et économique.

Technologie ER (Résistance Électrique) :

Mesure en temps réel le taux de corrosion (mm/an) par variation de la résistance du fil.

Technologie UT (Ultrasons) :

Mesure l'épaisseur précise de la paroi (mm) en utilisant les ondes soniques

*Références
bibliographiques*

Références bibliographiques

- [1] : Documentation de la raffinerie d'Alger, « Manuel d'exploitation », 1964.
- [2] : Burt, V. (Ed.). *Corrosion in the Petrochemical Industry*, ASM International, 2015.
- [3] : Amani, M., Hjeij, D. *A Comprehensive Review of Corrosion and its Inhibition in the Oil and Gas Industry*, SPE, 2015.
- [4] : Groysman, A. *Corrosion Problems and Solutions in Oil Refining and Petrochemical Industry*, Springer, 2017.
- [5] : Ropital, F. *Corrosion des matériaux dans l'industrie pétrolière*, Techniques de l'Ingénieur, 2017.
- [6] : Saji, V. S., Umoren, S. A. *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry*, Wiley, 2020.
- [7] : Aslam, R., Mobin, M., Aslam, J. *Corrosion inhibitors for refinery industries*, Elsevier, 2022.
- [8] : Fontana, M. G. *Corrosion Engineering*, McGraw-Hill, 1986.
- [9] : Uhlig, H. H., Revie, R. W. *Corrosion and Corrosion Control*, Wiley, 2008.
- [10] : Roberge, P. R. *Handbook of Corrosion Engineering*, McGraw-Hill, 2012.
- [11] : ISO 15156 / NACE MR0175 – Petroleum and natural gas industries — Materials for H₂S environments.
- [12] : API RP 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.
- [13] : Nesic, S. (2007). "Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines", *Corrosion Science*.
- [14] : Jones, D. A. *Principles and Prevention of Corrosion*, Pearson, 1996.
- [15] : Revie, R. W. *Uhlig's Corrosion Handbook*, Wiley, 2011.
- [16] : Landolt, D. *Corrosion and Surface Chemistry of Metals*, EPFL Press, 2007.
- [17] : NACE SP0106 / SP0169 – Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines.
- [18] : Koch, G. et al. *Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States*, NACE International, 2001.
- [19] : API 581 – Risk-Based Inspection Technology.
- [20] : NORSOK M-506 – CO₂ Corrosion Rate Model.

Références bibliographiques

- [21] :NACE SP0775 – Corrosion Coupons in Oilfield Applications.
- [22] : Schweitzer, P. A. *Fundamentals of Metallic Corrosion*, CRC Press, 2007. .
- [23] :API 661 – Air-Cooled Heat Exchangers for Refinery Services.
- [24] : Mémoire de fin d'études sur l'efficacité de l'inhibiteur de corrosion NORUST IG 514 dans les installations pétrolières du champ de Rhourde Baguel.
- [25] ASTM D3230-17 : Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method)
- [26] ASTM D5463-18 : Standard Test Method for Determination of Iron in Petroleum Products
- [27] ISO 9297:1989 : Qualité de l'eau – Dosage des chlorures – Méthode par titrimétrie à l'argent (méthode de Mohr)
- [28] NACE SP0170 : Protection of Austenitic Stainless Steels and Other Austenitic Alloys
- [29] API 570 : Piping Inspection Code – Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems
- [30] API 581 : Risk-Based Inspection Methodology
- [31] HACH Method 8146 : Ferrous Iron, 1,10-Phenanthroline Method

Annexes



ACTIVITÉ RPC
DIVISION RAFFINAGE
RAFFINERIE D'ALGER

DEPARTEMENT ETUDES & ENGINEERING
SERVICE ETUDES & TECHNIQUE

FLASH QUOTIDIEN UNITE 100

15/06/2026

PARAMETRES	VALEURES	DESIGN	OBSERVATIONS
Charge			
Charge brut t/j (% massique)	10794	10934	99
Densité à 15 (°C)	0,805	0,794-0,799	
Pression sortie dessaleur D110 (bars)	8,91	9,5	
température entrée dessaleur D110 (°C)	94	103	
Perte en Rdt dû à l'excès d'air de combustion (%)	1,9	1,5 % Maxi	
Perte en Rdt dû à la température des fumées (%)	8,21	18,5 % Maxi	
Rendement du four F101 (%)	89,9	89,6%	
Température entrée Four F501 (°C)	214,5	213-221	
Consommation Fuel Gaz (kg/h)	3345		
Consommation soude sortie D110 (cm/2h)	0,5	Mini possible	
Consommation d'énergie (G cal/t de Brut)	*	47	
Distillation			
Débit vapeur stripping C101 (Kg/h)	1899,53	2800	
95% kerosène - 5% gasoil	17,2	-15	
5% kersène - 95% Naphta	*	10	
ΔT E110 (°C)	15,13	4	
Températures sortie E112 (C°)	*	49	
Température kéro l sortie E110 (°C)	201,53	207	
Kérosène total			
Température sortie E117 (°C)	243,8	245	
Point éclair (°C)	41,5	38 °C	
Conductibilité (PS/M)	300	60 à 450	
Point initial kero totale (°C)	143,1	140 Mini	
Point final kero totale (°C)	244,2	300°C	
Acidité (mg/g/KOH)	0,009	<0,015	
Point de trouble (°C)	-50	<-47	
Température moyenne sortie sommet C104	*	81-87 °C	
Température moyenne sortie E121 A/B	*	180 °C	
Résidu LPG (°C)	*	1	
Analyses Eaux de Ballons			
Fe D101	0,79	< 2 ppm	
pH D101	6,5	5,5 - 6,5	
Fe D103	0,55	< 2 ppm	
pH D103	6,7	5,5 - 6,5	
Cl D101	16,3	< 10 ppm	
S D101	*	-	
Cl D103	7,1	< 10 ppm	
S D103	3	-	
Fe D501	0,26	< 2 ppm	
pH D501	7,3	5,5 - 6,5	
Cl D501	9,2	< 10 ppm	
S D501	*	-	
PDV 0011	-0,02	0,8 - 1,4	Kg/cm ²
Etabli par : OUKACI A, Ingénieur Process			
Approuvé par : M. Abderrahmane Mouheb			
Produits conformes et vers Stock			

 sonatrach ACTIVITE RPC DIVISION RAFFINAGE RAFFINERIE D'ALGER		RAPPORT D'ESSAI			DEPARTEMENT LABORATOIRE					
		A.D.U			Service Contrôle Quart					
Date: 17/06/2026					Quart de : 19H00 - 07H00					
Produits		Méthodes D'essai	NAPHTA	KERO TOT	L.G.O	R.C.O	Brut-P101	PROPANE	BUTANE	
Heure de réception			21H00	21H00	21H00		21H00	21H00	21H00	
Heure d'analyse			21H00	21H00	21H00		21H00	21H00	21H00	
Caractéristiques										
Densité à 15°C (Kgs/L)		ASTM D1298	0,713	0,792	0,840		0,8063	0,512	0,572	
Aspect		Visuel	T	L	L					
Couleur		ASTM D156		+30	< 0,5					
Conductivité		ASTM D2624		1000						
Point d'éclair "Abel" (°C) (*)				42,5						
Point de Congelation (°C)		ASTM D2386		-51,0						
Acidité Totale (mgs KOH/gr)		ASTM D3242		0,0100						
Point de fumée (mm)		IP 598								
Viscosité à -20°C , (Cst)		ASTM D445 -24								
Viscosité à +50°C , (Cst)		ASTM D445								
B.S.W (%)		ASTM D4007					0,1			
Résidu carbone Conradson (%pds)		ASTM D4530								
Teneur en Plomb (ppb)		UOP 350								
Teneur en Sodium , (ppm)		IP 470								
Teneur en sels , (ppm)		ASTM D3230					9,6			
Teneur en soufre , (ppm)		ASTM D5453								
Teneur en eau (ppm)		ASTM D6304								
TV.REID (gr.cm ⁻²)		ASTM D323					660	17,1	6,2	
Point d'éclair "Pensky"(°C)		ASTM D93			82					
Point trouble (°C)		ASTM 2500								
TLF (°C)		ASTM 6371			-1					
Point d'écoulement (°C)		ASTM D97			-3					
Distillation V(%)=F(T) (*)	PI		33	148,0	183			-40,0	-9,0	
	5%			171,8	208					
	10%			176,7	230					
	20%			184,6	/					
	30%			190,6	265					
	50%			199,5	288					
	65%				309					
	70%	ASTM D86-23ac ¹		210,4	315					
	85%			/						
	90%			230,2	361					
	95%			237,1	/			-35,0	-0,5	
	PF		174	244,1	381					
	V (%)		98,0	98,0	98,0					
Perte		1,0	1,0	1,0						
Résidu		1,0	1,0	1,0						
CHEF DE QUART SAI Abdelkader Contremaître de Quart Laboratoire		OBSERVATION:								
							D101	D103	D501	
							PH	7,1	7,2	7,2
		02H00: kero:0,793/ 330 / 41,5/ -50 / 0,0098 Naphta: PG110 : PI=28 / PF=147 / T(eau)=78,8 Naphta TOT: T(eau)= 107,7					02H00	5,0	7,0	7,0

(*)Test accrédité

Les résultats ne se rapportent qu'aux objets soumis à l'essai