

وزارة البحث العلمي والتعليم العالي

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد ابن باديس-مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم و التكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCÉDES

***MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES
DE MASTER ACADÉMIQUE***

Filière : Génie des procédés

Option : Génie des matériaux

Thème

**Gestion de la Corrosion-Érosion dans les
Systèmes à Huile Chaude du GP1Z**

Présenté par :

- BENCHAIB MOHHEMED MOUNIR
- MENAD IMANE

Soutenue le : **30/ 06/ 2025** devant le jury composé de :

Président : MELOUK Senia

Examineur : BOUBEGRA Naima

Rapporteur : BELHAKEM Ahmed

Remerciements :

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à l'administration ainsi qu'à l'ensemble du corps enseignant de l'Université Abdelhamid Ibn Badis – Faculté des Sciences et de la Technologie de Mostaganem, pour leurs efforts constants ayant permis la continuité et la réussite de ce programme de Master.

Nos sincères remerciements vont également à Mme Mekibes, cheffe du département de Génie des Procédés, ainsi qu'à tous nos enseignants pour leur précieux encadrement, leurs conseils et leur soutien tout au long de ce parcours.

Nous souhaitons tout particulièrement témoigner notre reconnaissance envers notre encadreur, M. Belhakem, pour son accompagnement, ses orientations et l'aide précieuse qu'il nous a apportée.

Nos remerciements s'adressent également à l'ensemble du personnel du complexe GP1/Z, notamment M. Sakhri et M. Abidi, pour leur contribution à la réalisation de ce travail.

Nous n'oublions pas de mentionner tous ceux qui, de près ou de loin, ont participé à l'aboutissement de ce projet, notamment les enseignants du Département de Génie des Procédés.

Enfin, nous exprimons toute notre gratitude à nos familles, nos parents et nos amis, dont les prières, les encouragements et la patience ont été une source inestimable de motivation. Leur

confiance et leurs conseils ont joué un rôle déterminant dans la réalisation de ce travail.

Que tous ceux qui ont contribué, directement ou indirectement, à la concrétisation de ce modeste projet trouvent ici l'expression de notre sincère reconnaissance.

Un merci particulier à toutes les équipes de Génie des Matériaux, et à tous ceux qui, par leur soutien, ont rendu ce travail possible.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire :

*À mes très chers parents, **Benchaib Hassan** et **C'Aicha**,
pour leurs sacrifices inestimables, leur amour inconditionnel,
leur soutien indéfectible et leurs prières qui ont guidé
chacun de mes pas tout au long de ce parcours académique.
Les mots ne suffiront jamais à décrire ma reconnaissance
envers vous*

*À mes chère frère **Anes** et **Brahim**, pour leur
encouragement constant, leurs soutiens moraux et leurs
présence réconfortante dans les moments les plus exigeants
et difficile.*

*À mon cousin **Rayane** et ma cousine **Aicha**, ainsi qu'à mes
tantes **Malika** et **Hafida**, pour leur affection et leur
réconfort qui ont illuminé mon chemin.*

*À toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué
à la réalisation de ce travail.*

*Votre présence à mes côtés a été une force inestimable. Merci
infiniment pour votre soutien sans faille. Je peux vous
assurer que l'enseignement que j'ai eu aux cours de ses 5
longue année est un véritable trésor, cela me sera utiles
dans ma vie future !*

Benchaib Mounir

Je dédie ce mémoire à:

*A mes très chers parents, MENAD ADJEL et H
AICHA, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur
tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de
mes études ;*

*A ma très chère sœur DALILA pour l'encouragement
permanents, et le soutien moral et physique ;*

*A mes sœurs MALAKE et ABIR et mon seul frère
MOHEMED ;*

*A mes ami(e)s ASMA, KENZA, LAMIS et HALIMA
pour leur présence, leurs encouragements et les
moments de partage qui m'ont aidé à garder le cap. .*

*À toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont
contribué à la réussite de ce travail ;*

Merci d'être toujours là pour moi....

MENAD IMANE

Résumé générale :

Ce projet de fin d'études traite de la corrosion-érosion dans le complexe GPZ de SONATRACH, une installation clé en Algérie pour le traitement du Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL). L'étude se concentre sur l'huile TORADA, une Polyalphaoléfine (PAO) utilisée comme fluide caloporteur, et propose des solutions pour renforcer la durabilité des équipements dans des conditions opérationnelles sévères. Après une présentation détaillée du complexe GPZ et des pipelines, le mémoire analyse les mécanismes de corrosion-érosion, combinant attaque chimique et usure mécanique. Trois solutions sont avancées : l'ajout d'inhibiteurs de corrosion, l'optimisation des paramètres opérationnels (température, débit), et le choix de matériaux plus résistants avec revêtements protecteurs. En conclusion, le projet souligne l'importance d'une approche intégrée pour améliorer la fiabilité et la rentabilité des installations, offrant des pistes concrètes pour la maintenance et la longévité des infrastructures pétro-gazières.

This final year project examines the issue of corrosion-erosion in SONATRACH's GPZ complex, a key GPL (Liquefied Petroleum Gas) processing facility in Algeria. The study focuses on TORADA oil, a Polyalphaolefin (PAO) used as a heat transfer fluid, and proposes solutions to enhance equipment durability under demanding operational conditions. After a detailed overview of the GPZ complex and pipelines, the report analyzes corrosion-erosion mechanisms, which combine chemical attack and mechanical wear. Three main solutions are proposed: adding corrosion inhibitors, optimizing operational parameters (temperature, flow rate), and selecting more resistant materials with protective coatings. In conclusion, the project highlights the importance of an integrated approach to improve facility reliability and cost-effectiveness, offering practical strategies for maintenance and long-term sustainability in oil and gas infrastructure.

التابع لسونطراك، وهو منشأة حيوية في الجزائر GPZ هذا المشروع النهائي للدراسة يتناول مشكلة التآكل-التحات في مجمع يُستخدم كسائل ناقل (PAO) تركز الدراسة على زيت تورادا، وهو بولي ألفا أوليفين (GPL) لمعالجة الغاز البترولي المسال للحرارة، وتقتراح حلولاً لتعزيز متانة المعدات في ظروف تشغيلية قاسية.

وخطوط الأنابيب، يحلل البحث آليات التآكل-التحات التي تجمع بين الهجوم الكيميائي GPZ بعد تقديم نظرة تفصيلية عن مجمع والبلى الميكانيكي. وتشمل الحلول المقترحة: إضافة مثبطات التآكل، تحسين معامل التشغيل (مثل درجة الحرارة ومعدل التدفق)، واختيار مواد أكثر مقاومة مع طلاءات واقية.

في الختام، يبرز المشروع أهمية اتباع نهج متكامل لتحسين موثوقية المنشآت وجدواها الاقتصادية، مقدماً استراتيجيات عملية لعمليات الصيانة وضمان الاستدامة طويلة المدى في البنية التحتية للنفط والغاز.

INTRODUCTION GENERAL :

Le secteur des hydrocarbures constitue un pilier fondamental de l'économie mondiale, et plus particulièrement en Algérie, où il représente une source majeure de revenus et un moteur de développement industriel. Au cœur de cette industrie se trouvent des infrastructures complexes et des processus hautement technologiques, dont la fiabilité et la durabilité sont primordiales. Cependant, ces environnements industriels sont souvent confrontés à des défis techniques majeurs, parmi lesquels la dégradation des matériaux due à des phénomènes tels que la corrosion-érosion. Le présent travail de fin d'études s'inscrit dans ce contexte en se focalisant sur l'analyse approfondie de la corrosion-érosion au sein du complexe GPZ de SONATRACH, une installation stratégique dédiée au traitement du Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL). Plus spécifiquement, notre étude met en lumière le rôle crucial de l'huile TORADA, un fluide caloporteur de type Polyalphaoléfine (PAO), dont les propriétés uniques sont essentielles au bon fonctionnement des systèmes à huile chaude du complexe. Les conditions opérationnelles sévères, caractérisées par des températures élevées et des vitesses d'écoulement importantes, créent un environnement propice à l'accélération de la corrosion-érosion, menaçant ainsi l'intégrité des équipements et la continuité des opérations. Ce mémoire vise à diagnostiquer les mécanismes de dégradation spécifiques liés à l'interaction entre l'huile TORADA et les matériaux des pipelines et équipements. À travers une approche combinant l'analyse des propriétés de l'huile, l'identification des facteurs aggravants et la recherche de solutions innovantes, nous nous proposons de développer des stratégies de mitigation efficaces. L'objectif est de contribuer à l'amélioration de la fiabilité, de la sécurité et de la performance économique des installations du GPZ, en offrant des pistes concrètes pour prolonger la durée de vie des équipements et optimiser les opérations de maintenance. Ce travail s'articulera autour de l'étude des propriétés de l'huile TORADA, de la compréhension des phénomènes de corrosion-érosion qu'elle peut induire, et de la proposition de solutions techniques adaptées, allant de l'ajout d'inhibiteurs à l'optimisation des paramètres opérationnels et à la sélection de matériaux avancés.

Sommaire

CHAPITRE I : Présentation du complexe

I.1. Introduction	16
I.2. Présentation de la SONATRACH	16
I .3. Présentation du complexe GP1/Z	16
I.3.1. Historique du complexe	17
I.3.2. Objectif du complexe GP1/Z	18
I.3.3.Emplacement géographique du complexe	18
I.3.4.Fiche technique	18
I.3.5.Caractéristiques du complexe	19
I.3.6.Organisation du complexe	19
I.3.7. Le traitement du GPL	20

CHAPITRE II: Les pipelines

II.1. Introduction	37
II.2. Généralité sur les Pipelines	37
II.2.1. Définition	38
II.2.2. Caractéristiques des tubes	38
II.2.3. Acier Utilisé pour pipeline et gazoduc	43
II.3. Revêtement des tubes	47

CHAPITRE III : Corrosion-Erosion

Corrosion-Erosion.....	50
III.1.Introduction	51
III.2. Dégradation par corrosion dans les pipelines	51
III.2.1 Comprendre le processus	51
III.2.2. Perte de métaux dus à la corrosion interne	53
III.2.3. Perte de métal due à la corrosion externe.....	53
1. Corrosion généralisée	54

2. Corrosion localisé	55
3. Corrosion par piqure	56
4. Corrosion sous Tension	56
5. Corrosion Galvanique	57
6. Corrosion sélective	57
7. Corrosion Erosion	58
8. Corrosion microbiologique	59

CHAPITRE IV : Analyses et partie expérimentale

IV.1. Introduction	65
IV.2. Historique et Importance des Huiles PAO dans l'Industrie	65
IV.3. Rôle Spécifique de l'Huile TORADA dans le Complexe GP1Z	66
IV.4. Analyses et résultat au laboratoire	67
IV.5. Corrosion-Érosion dans les Systèmes à Huile Chaude	70
IV.6. Solution proposer contre la Corrosion-Erosion	72
Conclusion Générale	80

Liste des figures

Figure I.1 : Complexe GP1/Z.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.2 : Organisme de complexe.....	21
Figure 1.3 : Section déshydratation.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 1.3 : Section déshydratation.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.5 : Section de réfrigération.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.6 : Section d'huile chaude.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.7 : Bac de stockage.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.8 : Sphères de stockage.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.9 : Chargement par camions.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure I.10 : Chargement par navire.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II.1 : Les pipelines.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II.2 : Protection cathodique des pipelines.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II.3 : Corrosion des pipelines.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.1 : Corrosion du métal.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.2: Schéma simplifié du processus de corrosion (Destruction de l'équilibre par réaction du milieu).....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.3 : Corrosion interne du métal.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.4 : Perte de métal due à la corrosion externe.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.4 : Perte de métal due à la corrosion Généralisée.....	55
Figure III.5 : Perte de métal due à la corrosion par piqures.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.6 : Perte de métal due à la corrosion galvanique.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.7 la corrosion sélective.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.8 : Corrosion Erosion.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.9 : corrosion par le méthanol.....	Erreur ! Signet non défini.

Listes des tableaux

Tableaux 1 : L'historique de la construction du complexe GP1Z **Erreur ! Signet non défini.**

Tableaux 2: donne des indications sur les utilisateurs..... **Erreur ! Signet non défini.**

Tableaux 3 : Certain type de corrosion..... **Erreur ! Signet non défini.**

Tableaux 4 : Les analyses de laboratoire de l'huile TORADA.... **Erreur ! Signet non défini.**

Liste des abréviations

GN	Gaz naturel
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
RTO	Région transport Ouest
BOG	Boil of Gaz
HP	Haute pression
MP	Moyenne pression
BP	Basse pression
M6 et D1	navire Quais de chargement
Hb	Chaleur du réfrigérant quittant les Schiller
Hc	Chaleur du réfrigérant quittant le compresseur
He	Chaleur du réfrigérant entrant le Schiller
LPG	Liquéfié Petroleum Gaz
COV	Composé organique volatils
HAP	Hydrocarbures aromatique polycycliques
COS	Coefficient d'occupation des sols
CS	Compagnie de sécurisation
GES	Gaz à effet de serre
V-1006 et V-1012	Ballon accumulateur
V-1531	Ballon tampon GN
V-1011	Ballon d'aspiration

CHAPITRE I

Présentation de complexe

I.1. Introduction

Le sud de l'Algérie regorge de richesses naturelles, notamment d'importantes réserves en hydrocarbures. Ces ressources permettent la production d'une large gamme de produits dérivés du pétrole et du gaz. Afin d'assurer leur séparation et leur traitement, l'Algérie a investi des sommes considérables dans la construction de grands complexes industriels. Parmi eux, le complexe GP1/Z, qui joue un rôle majeur dans la liquéfaction et le traitement du gaz de pétrole liquéfié (GPL). [1]

I.2. Présentation de la SONATRACH

La SONATRACH est le premier groupe d'hydrocarbures en Afrique. Depuis sa création le 31 décembre 1963, le major africain joue pleinement son rôle de locomotive de l'économie nationale. Elle a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie.

Dans l'Amont, SONATRACH opère, en effort propre ou en partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères, des gisements parmi les plus importants du monde dans différentes régions du Sahara algérien : Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Hassi Berkine, Ourhoud, Tin Fouyé Tabankort, Rhourde Nouss, In Salah et In Amenas.

En matière de transport, le Groupe dispose d'un réseau de canalisations extrêmement dense qui s'étend aujourd'hui sur près de 22 000 kilomètres sur le territoire national. La Compagnie a également aménagé quatre ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures : Alger, Arzew, Béjaïa et Skikda afin de permettre le chargement et le déchargement de gros tankers d'une capacité de 80 000 à 320 000 TM et de méthaniers.

Dans l'Aval, SONATRACH compte six raffineries en activité sur le territoire et deux complexes pétrochimiques, quatre complexes Liquéfaction GNL et deux complexes Séparation GPL.

I.3. Présentation du complexe GP1/Z

Le complexe GP1/Z, surnommé Jumbo, fait partie des six complexes de liquéfaction appartenant à l'activité AVAL de **Sonatrach**. C'est le premier au monde pour ces grandes capacités de

production 10.8 millions de tonnes par an ; il a pour objectif, le traitement d'une charge GPL venant de plusieurs sources du sud algérien

Le site GP1/Z est certifié ISO 14001 version 2004, ISO 9001 version 2008 et OHSAS 18001 version 2007. [1]



Figure I.1 : Complexe GP1/Z

I .3.1. Historique du complexe

L'historique de la construction du complexe GP1Z est résumé dans le tableau suivant :

Tableaux 1 : L'historique de la construction du complexe GP1Z

<i>Date</i>	<i>Évènement</i>
<i>11/12/1978</i>	<i>Le contrat de construction passé avec IHI-ITOH JAPON</i>
<i>11/10/1980</i>	<i>Ouverture du chantier</i>
<i>10/11/1980</i>	<i>Démarrage des travaux</i>
<i>12/12/1983</i>	<i>Mise en production de la phase 1</i>
<i>31/12/1983</i>	<i>Inauguration officielle</i>
<i>20/02/1984</i>	<i>Chargement du premier navire de propane réfrigéré</i>
<i>24/02/1998</i>	<i>Extension phase 2</i>
<i>Avril 2010</i>	<i>Extension phase 3</i>

I.3.2. Objectif du complexe GP1/Z

L'objectif principal du complexe GP1/Z, surnommé "Jumbo", est de procéder à la liquéfaction et à la séparation du gaz de pétrole liquéfié (GPL), tout en réfrigérant les hydrocarbures tels que le propane (C₃) et le butane (C₄). Cela permet d'assurer un gain d'énergie optimal dans le processus de production, contribuant ainsi à l'efficacité globale des installations. Le complexe est conçu pour garantir la sécurité tant des installations que du personnel, ce qui souligne l'importance de la sécurité opérationnelle et environnementale. Grâce à sa capacité de production conséquente, GP1/Z joue un rôle essentiel dans l'approvisionnement en GPL, ajoutant ainsi une valeur significative aux opérations de SONATRACH dans le secteur des hydrocarbures.

I.3.3.Emplacement géographique du complexe

Le complexe GP1/Z est stratégiquement situé sur le littoral de l'Ouest algérien, à environ 40 km de la ville d'Oran et à seulement 8 km de la ville d'Arzew. Occupant une superficie de 120 hectares, il se trouve dans la zone industrielle d'Arzew, positionné entre la centrale thermique Marsa El Hadjadj à l'est et les complexes de liquéfaction de gaz naturel (GNL) à l'ouest. Localisation pratique pour les opérations de transport et de distribution des produits.

I.3.4.Fiche technique

- **Superficie** : 120 hectares.
- **Effectifs** : 923 agents.
- **Objectif** : 10.8 Mt/an de GPL.
- **Produits finis** : Propane et Butane Commercial
- **Procédé utilisé** : Distillation sous pression.
- **Nombre de trains** : 09 trains produisant 1,2 Mt/an chacun.
- **Constructeur** : Consortium japonais IHI et C. ITOH Compagnies.
- **Date de démarrage des travaux** : 10 Novembre 1980.
- **La mise en production du premier train phase I** : 12 Décembre 1983.
- **La mise en production du premier train phase II** : 24 Février 1998.
- **La mise en production du premier train phase III** : 12 Février 2010.

I.3.5. Caractéristiques du complexe

Les principales installations du complexe incluent :

- 22 sphères de stockage pour la charge d'alimentation, chacune d'une capacité de 1 000 m³.
- 9 trains de traitement de GPL.
- 4 unités de liquéfaction des boil-off (2 pour le butane et 2 pour le propane).
- 4 bacs de stockage de propane à basse température, chacun de 7 000 m³.
- 4 bacs de stockage de butane à basse température, également de 7 000 m³.
- 4 sphères de stockage pour les produits ambiants (propane et butane).
- 1 sphère de stockage pour GAZOLINE.
- 4 salles de contrôle et 2 salles de supervision.
- 2 stations électriques alimentées par SONELGAZ et 6 générateurs pour l'énergie de secours.
- 2 quais de chargement pouvant accueillir des navires avec un débit allant de 4 000 m³/h à 10 000 m³/h.
- 1 rampe de chargement pour camions, 1 station de pompage d'eau de mer et 1 système de télésurveillance.
- 2 unités de traitement des eaux usées.

Destinations de la production : Les produits finis sont destinés à l'exportation et au marché national.

Source d'approvisionnement : Champs Gaziers et Pétrole

I.3.6. Organisation du complexe

L'organisation du complexe GP1/Z est structurée de manière à assurer une gestion efficace et une coordination optimale entre les différents départements. Voici comment elle est répartie :

- 1. La Direction** : Cette entité supervise la gestion globale du complexe, notamment à travers plusieurs départements de contrôle, comprenant :
 - **Département Technique (T)** : Responsable des aspects techniques et des projets d'installation.
 - **Département Finances (F)** : Gère toutes les opérations financières et juridiques.

- **Département HSE (Hygiène, Sécurité, Environnement) :** Assure la sécurité des installations et du personnel.
 - **Département des Travaux Neufs (W) :** S'occupe des extensions et rénovations du complexe.
2. **La Sous-direction Exploitation :** Regroupe les départements liés à l'exploitation du complexe, à savoir :
- **Département Production (P) :** Gère toute la production de GPL (propane et butane).
 - **Département Maintenance (G) :** Responsable de l'entretien de l'équipement afin de garantir un fonctionnement optimal.
3. **La Sous-direction Personnel :** Concerne les ressources humaines et le soutien logistique, englobant :
- **Département Ressources Humaines (DRH) :** En charge de la formation et de la gestion des carrières du personnel.
 - **Département Moyens Généraux (MOG) :** S'occupe des activités de soutien telles que le transport, la restauration et l'entretien général

I.3.7. Le traitement du GPL

Le **département Production** du complexe GP1/Z est essentiel pour la gestion et l'optimisation de la production de GPL (propane et butane). Ce département dépend de la sous-direction d'exploitation et est structuré en trois services principaux :

1. **Service Fabrication :** Ce service est responsable de la production des produits finis, incluant le propane et le butane, qui sont destinés respectivement aux marchés international et national.
2. **Service Stockage :** Chargé de la gestion et du contrôle de l'inventaire des produits finis, garantissant leur disponibilité pour l'expédition et la distribution.
3. **Service Planning et Programme :** Ce service s'occupe de la planification des opérations de production, s'assurant que tous les processus sont coordonnés efficacement pour répondre à la demande

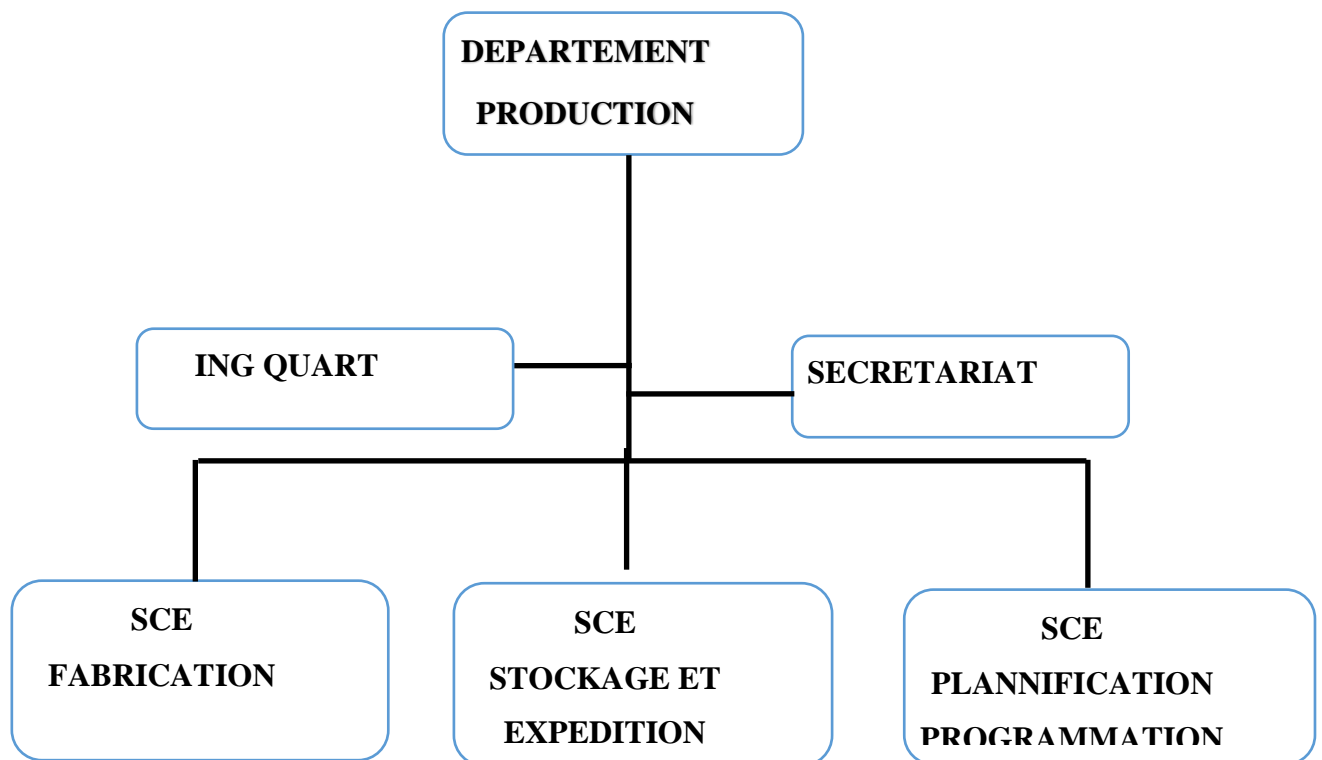


Figure I.2 : Organisme de complexe.

Les étapes du traitement

C'est le service Fabrication qui s'occupe de la production des produits finis :

- Propane et butane réfrigéré : il est destiné à l'exploitation externe (le marché international).
- Propane et butane ambiant : il est destiné à l'exploitation interne (marché national).

Le traitement de GPL passe par différentes sections qui composent une boucle fermée. Afin de le traiter, nous devons passer par la chaîne de production suivante :

I.3.7.1. Section stockage de l'alimentation

La **section de stockage de l'alimentation** du complexe GP1/Z joue un rôle crucial dans le traitement du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié). L'alimentation du système provient directement des champs gaziers et pétroliers de **Hassi R'mel** et **Hassi Messaoud**, acheminée via un **Gazoduc**

de 24 pouces qui aboutit au terminal RTO, situé sur le plateau de Béthioua. Pour assurer une alimentation adéquate à la section de déshydratation, le système utilise **huit pompes**. En termes de gestion de la charge, le complexe dispose de **22 sphères de stockage**, regroupées en six ensembles.

Avant que le GPL ne soit introduit dans les trains de traitement, il doit passer par plusieurs étapes de purification :

- **Filtrage** : Un filtre est employé pour enlever les particules solides comme la terre.
- **Coaliseur** : Cette étape permet d'éliminer l'eau libre présente dans le GPL.
- **Démercuriseur** : Ce dispositif contient **six filtres en cuivre** pour réduire le taux de mercure, un contaminant nocif pour les équipements et la sécurité des processus

I.3.7.2 Section déshydratation

La section de déshydratation du GPL est conçue pour réduire significativement la teneur en eau dissoute dans le GPL, d'un niveau de 100 ppm à un niveau optimal de 5 ppm en poids. Cela est essentiel pour prévenir la formation de glace et de bouchons de givre dans les sections froides de l'installation, notamment durant le processus de réfrigération. Cette section comprend trois colonnes d'adsorption à tamis moléculaires, où à tout moment, une colonne est en service pour l'adsorption, un autre est en cours de régénération, et le dernier est en attente.

Le processus de déshydratation se déroule comme suit :

1. Adsorption : Le GPL passe à travers un sécheur en adsorption, où l'humidité est extraite grâce aux tamis moléculaires, l'opération durant 36 heures.
2. Régénération : Après cette période, le sécheur entre automatiquement en phase de régénération, qui comprend plusieurs étapes :
 - Drainage (1h) : Injection de gaz naturel sous une pression de 20 kg/cm² pour vider le sécheur ; le GPL restant est dirigé vers les sphères de charge.
 - Dépressurisation (30 min) : Réduction de la pression du sécheur de 20 kg/cm² à 3 kg/cm² en évacuant le gaz naturel vers la section du fuel gaz.
 - Réchauffage (11h) : Gaz naturel chauffé à 280°C est injecté dans le sécheur pour évaporer l'eau contenue dans les tamis moléculaires.
 - Refroidissement (5h) : Le GPL chaud est refroidi avec du gaz naturel à une température de 12 à 45°C et à la pression de 3 kg/cm².
 - Pressurisation (30 min) : Augmentation de la pression dans le sécheur à 20 kg/cm² en introduisant du gaz naturel à haute pression.

- Remplissage : Cette étape consiste à maintenir le sécheur en attente pour la prochaine opération



Figure 1.3 : Section déshydratation

I.3.7. 3.Section séparation

Il s'agit de diviser le GPL en 2 principaux produit le butane et le propane tout en séparant des quantités négligeables d'éthane et de pentane.



Figure 1.4 : section de séparation

a) Fractionnateur :

Le fractionnateur est une colonne de fractionnement équipée de **55 plateaux à clapets**. Les composants sont séparés en fonction de leurs points d'ébullition :

- L'éthane et le propane sont récupérés en tête de colonne.
- Le butane et le pentane se retrouvent au fond.

Le produit de tête, qui contient l'éthane et le propane, est dirigé vers des aérocondenseurs puis vers un ballon de reflux. Grâce à une pompe de reflux, le produit condensé est ensuite acheminé vers le dé-éthaniseur. Selon le besoin, le produit sortant du fond peut être dirigé vers :

- La section de réfrigération,
- Le dépentaniseur (si le pourcentage de pentane dans le butane atteint le seuil maximal),
- Ou directement vers le stockage ambiant.

b) Dééthaniseur

Le dééthaniseur est une autre colonne de fractionnement, celle-ci est équipée de **25 plateaux**. Elle est conçue pour éliminer l'éthane du propane.

- L'éthane est extrait en tête, tandis que le propane sort par le bas.
- L'éthane gazeux est condensé dans des condenseurs de tête et accumulé dans son ballon de reflux. Les vapeurs sont redirigées vers une torche ou un four selon les résultats d'analyses en laboratoire. En revanche, l'éthane liquide sert de reflux pour cette colonne.
- Le produit restant au fond (propane) est envoyé vers la section réfrigération.

c) Dépentaniseur :

Le dépentaniseur est une colonne de fractionnement équipée de **50 plateaux à clapets**, utilisée pour enlever le pentane du butane. Cette opération dépend de la concentration de pentane dans la charge. Il fonctionne uniquement si la teneur en butane dans la charge est supérieure à **10%**

I.3.7. 4. Section réfrigération :

La section de **réfrigération** joue un rôle essentiel dans le traitement du GPL, en recevant le propane et le butane issus de la section de séparation. Son objectif principal est de réfrigérer ces produits jusqu'à des températures correspondant à leurs points de saturation liquide, tout en maintenant des conditions proches de la pression atmosphérique pour les diriger vers des bacs de stockage à basse température.[1]



Figure I.5 : Section de réfrigération

Processus de Réfrigération

1. Refroidissement en Cascade

- Le propane et le butane passent par **trois refroidisseurs** (appelés **Schiller**), qui utilisent un cycle ouvert de détente successive sur trois niveaux de pression : Haute Pression (HP), Moyenne Pression (MP), et Basse Pression (BP). Cette étape implique la détente du propane, qui sert de fluide frigorigène après compression.

2. Gestion des Vapeurs :

- Les vapeurs générées par l'évaporation du propane réfrigérant dans les chillers sont recueillies dans trois ballons d'aspiration, également classés selon les pressions HP, MP et BP. Ces vapeurs sont ensuite aspirées par un compresseur centrifuge. Dans les phases **1 et 2**, le compresseur est entraîné par une turbine à gaz, tandis que dans la **phase 3**, il est alimenté par un moteur électrique.

3. Condensation :

- Après compression, les vapeurs sont condensées dans des condenseurs de type aéro-réfrigérant (E-X027), d'où elles sont collectées dans un ballon accumulateur. Ce processus permet de récupérer le fluide et de maintenir l'efficacité du système de réfrigération.

4. Déshydratation :

- Successivement, le propane réfrigéré passe par un **déshydrateur de garde** qui est positionné juste après le premier chiller. Selon les besoins, il pourra soit continuer à

passer à travers les deux autres chillers, soit être dirigé directement vers le stockage à température ambiante

I.3.7. 5. Section d'huile chaude

Cette section de fluide caloporteur est utilisée comme source de chaleur pour le troisième préchauffeur et les rebouilleurs de la section de séparation, ainsi que pour le gaz naturel de régénération de la section de déshydratation. L'huile sera donc circulée en boucle fermée, grâce à un four l'huile peut donc atteindre une haute température qui s'estime à 180°C, ce dernier est également utilisé pour chauffer le GN de la section de déshydratation. [2]



Figure I.6 : Section d'huile chaude

a. Equipements (Description et Rôle)

a.1. Four 02 H-N501

Four thermique de Capacité de $47,37 \text{ Kcal/h} \cdot 10^6$ qui est nécessaire pour le réchauffage d'huile et le Gaz Naturel de Régénération aux températures requises. Composé de Deux chambres de Combustion appelées (Zones de Radiation), transfert de chaleur par rayonnement, équipées chacune par 15 Pilotes et 15 Brûleurs, DG-N305, DG-N306 en bas; DG-N307, DG-N308 & TI-N353, TI-N354 au milieu. Le combustible utilisé consiste en un Mélange de Gaz Naturel, d'Ethane Vapeur et les Incondensables du sommet du ballon de Reflux du DC2, le GN de

régénération de la section de Déshydratation et les Gaz de récupération des Gaz torchés inter Trains.

Deux Cheminées munies Chacune d'un Registre réglable, d'un indicateur de tirage du courant d'Air de combustion → Drift Gage (DG- N309 & DG-N310) et d'un indicateur de température (TI-N351/N352). Une chambre Intermédiaire appelée (Zone de Convection) - transfert de chaleur dans un fluide par déplacement des molécules vers les zones de moindre densité - qui est alimentée par les Gaz Chauds récupérés de l'échappement de la turbine (Phase -1) et les Gaz Brûlés de la zone de Radiation servant à Réchauffer l'Huile circulant dans un serpentin de 8 passes de 8" et le Gaz Naturel de régénération circulant dans un autre petit serpentin de 4" (Entée Four NG-N005 et Sortie NG-N007).

Une pipe d'huile de 22" HO-N804 D1X avec 8 passes d'entrées Four via un manifold de 24".

Une pipe de sortie d'Huile de 22" HO-N805 D1X Via un manifold de 24" → Utilisateurs.

Une conduite de 10" SL-N833 D1U vapeur d'Eau pour décodage.

Une conduite de 12"SL-N896 D1U Sortie Vapeur d'Eau vers cheminée (Atmosphère).

Une conduite de 6"SL-N876 D1U vapeur d'Eau pour balayage et/ou étouffement de Flamme.

Une conduite d'alimentation GN pour Brûleurs 6"NG-N885 D1Y.

Une conduite d'alimentation GN pour Pilotes 2" NG-N886 D1Y.

a.2.Pompes

P-N501A/B → pompes de circulation d'Huile Chaude débit = 1900 m³/h.

P-N502 → pompes d'Alimentation d'Huile débit = 30 m³/h.

P-N505 → pompe de Vidange d'Huile = 5 m³/h.

a.3.Aéro réfrigérant E-N501

Pour le refroidissement d'Huile de 180 °C à 90°C a un débit de 60 m³/h.

a.4.Ballon d'Expansion 02 V- N501

C'est le ballon central de la section Huile Chaude d'un volume de 146 m³ servant à maintenir l'inventaire d'Huile circulant en circuit fermé dans la conduite de (22"HO-N805 D1X) départ et la conduite de retour (22" HO-N801 D1X). Sa pression de service est de 1 Kg/cm² qui est maintenue et contrôlée en Split Range par le (PIC-N305) actionnant l'ouverture de la PV-N305A pour décharger la surpression vers torche (PAH = 2 Kg/cm²) et l'ouverture de la PV-N305B pour pressuriser le Ballon par N₂ en cas de dépression (PAL = 0,5 Kg/cm²).

a.5. Réservoir de Stockage d'Huile 02 T- N501

De capacité de 450 m qui est maintenu sous pression maximale (de 120mmH₂O) par une couverture d'Azote à l'aide d'un ensemble de PCV auto régulant et une soupape au sommet. Il

sert à alimenter le ballon d'Expansion (02 V-N501) en Huile par la P-N502 en cas de chute de niveau dans ce dernier.

Tableaux 2: Donne des indications sur les utilisateurs

Equipements	Débit
Fractionnateur (02-E-N003A /B)	1105m ³ /h
Déethaniseur (02-E-N007)	195m ³ /h
Préchauffer N°3 (02-E-N013)	169m ³ /h
Dépentaniser (02-E-N009)	369m ³ /h

En plus du réchauffage d'huile, cette section sert aussi à réchauffer le Gaz naturel à une température de 280°C afin de l'utiliser dans la section de déshydratation de Charge et de garde pour la régénération des tamis moléculaire.

b. Circuit d'huile :

Le circuit d'huile Torada TC (densité 0,804 à 124°C) est pompée depuis le collecteur d'aspiration (22" HO-N803 D1X) par les pompes centrifuges 02-P-N501 A/B, fonctionnant à une température légèrement supérieure à 120°C avec une pression d'aspiration minimale de 1,6 kg/cm² et une pression de refoulement de 7 kg/cm². L'huile est ensuite dirigée vers la zone de convection du four à travers 8 passes, où elle absorbe la chaleur des gaz d'échappement avant de se diviser en deux ensembles de 4 lignes formant un serpentin pour atteindre la zone de radiation des deux chambres de combustion, permettant ainsi de chauffer l'huile à la température requise de 180°C. Après chauffage, l'huile sort par le haut du four pour alimenter les rebouilleurs E-N003 A/B, E-N007, E-N009 ainsi que le préchauffeur final E-N013. Le collecteur d'aspiration des pompes est connecté au ballon d'expansion, recevant également le retour d'huile chaude des utilisateurs. Ces pompes sont équipées de filtres à panier (PDI-N320 pour la pompe A et PDI-N321 pour la pompe B) pour retenir les particules indésirables. Le débit recyclé vers le ballon d'expansion ou le collecteur d'aspiration est régulé par le FIC-N302 actionnant la vanne FV-

N302, avec un set point normal de 1150 m³/h. Les pompes sont gérées par le FSL-N302 qui active automatiquement la pompe de secours en cas de chute de débit (SP = 800 m³/h) due à une cavitation ou autre problème, tandis que le FSSL-N303 (seuil à 600 m³/h) déclenche l'interlock fermant la vanne de sécurité principale du gaz naturel (XV-N302). La température de sortie du four est contrôlée en cascade par le TIC-N301 agissant sur le PIC-N308 qui module l'ouverture de la vanne PV-N308 pour réguler le débit de fuel gaz, avec une sécurité supplémentaire (TSHH-N302) coupant l'alimentation en gaz via XV-N302 si la température dépasse 195°C, garantissant ainsi un fonctionnement sûr et stable du système.

I.3.7.6. Stockage et expédition

Deux sections sont prévues pour le stockage des produits finis, une section de stockage à basse température où l'expédition se fait par chargement navires destiné au marché international et l'autre pour le stockage à température ambiante où l'expédition se fait par chargement camions destiné à au marché local.

a. Stockage à basse température

Six bacs de 70.000 m³ chacun sont prévus pour le stockage des produits finis, trois pour le propane commercial et trois pour le butane commercial.

Les produits finis sont stockés dans ces bacs à une température légèrement au-dessus de la pression atmosphérique (propane -41°C, butane -4°C). Chaque bac est équipé de trois pompes de chargement :

- **Pompe de chargement** : Utilisée pour charger des navires à un débit de 500 m³/h chacune. Elle facilite l'expédition des produits aux clients.
- **Pompe de circulation** : Maintient le circuit de chargement sous froid, avec un débit élevé de 1680 m³/h pour assurer que le propane et le butane restent à des températures appropriées pendant le transfert.
- **Pompe d'évacuation inter-paroi** : Conçue pour vidanger l'espace annulaire en cas de débordement, avec un débit de 25 m³/h, garantissant la sécurité et l'efficacité des installations



Figure I.7 : Bac de stockage

b. Stockage à température ambiante

Cette section est destinée pour le stockage à température ambiante et sous pression des produits propane, butane et pentane dans 05 réservoirs sphériques de 500m³ chacun. La pression dans les sphères peut varier entre 0.5 et 18Kg/cm² en fonction de la température ambiante et de la composition du produit. Les produits stockés à température ambiante sont destinés pour le marché national.



Figure I.8 : Sphères de stockage

Propane : Une sphère de 500 m³

Butane : 3 sphères de 500 m³

Pentane : 1 sphère de 500 m³

I.3.7.7. Section BOG (récupération des gaz évaporés)

La pression a tendance à augmenter dans les bacs à basse température à cause de l'évaporation des produits finis (propane et butane commerciaux), de ce fait la section BOG a pour but de récupérer ces gaz évaporés, de les comprimer, de les condenser et de les refroidir puis les renvoyer vers les bacs à leur température de stockage afin de maintenir la pression dans les bacs entre 300 et 800 mmH₂O et par conséquent éviter une surpression.[3]

Elle est composée de deux unités :

Une unité BOG propane : elle est dotée de 05 compresseurs à pistons, d'un ballon d'aspiration des vapeurs de propane, d'un ballon récepteur de condensât propane et de 03 économiseurs (refroidisseur).

Une unité BOG butane : elle est par contre dotée de seulement 03 compresseurs à pistons à cause du débit d'évaporation du butane qui est moindre par rapport au débit d'évaporation du propane, de 02 économiseurs, d'un ballon d'aspiration des vapeurs de butane et d'un ballon récepteur de condensât butane.

I.3.7.7.1 Procédure de la récupération des gaz évaporés

La procédure de récupération des gaz évaporés commence par la redirection de ces gaz vers un ballon de basse pression, où ils sont aspirés par un compresseur à l'étage basse pression (BP). Une fois comprimés, ces gaz sont mélangés avec de la vapeur saturée provenant d'un économiseur dans l'étage de compression moyenne pression (MP). Ce mélange est ensuite amené à l'étage de compression à pression moyenne, où une deuxième phase de compression se déroule, suivie d'un autre mélange avec la vapeur saturée d'un économiseur à haute pression (HP), avant d'atteindre l'étage final de compression à haute pression. À la sortie du compresseur, le gaz surchauffé est alors dirigé vers un aérocondenseur, où il subit un processus de condensation. Les condensats qui s'accumulent dans le réservoir sont ensuite refroidis à travers un système de trois économiseurs. Le chemin de refroidissement commence par l'économiseur HP, suivi de celui de MP, et enfin de BP. Une fois ce processus terminé, les condensats refroidis retournent au réservoir à basse température, se retrouvant légèrement en dessous du point de bulle atmosphérique. Ce système de récupération est essentiel pour maintenir la pression optimale dans le complexe et pour réutiliser les condensats efficacement, contribuant ainsi à une gestion des ressources améliorée et à une minimisation des pertes dans le traitement des gaz.

I.3.7.8. Expédition

a) Section chargement camions

Les opérations de chargement des camions dans le complexe se déroulent de manière uniforme, qu'il s'agisse de propane ou de butane, et s'effectuent grâce à un système de pompes et de bras de chargement. Pour le butane, quatre pompes et trois bras de chargement sont dédiés à la tâche, tandis que pour le propane, trois pompes et deux bras sont disponibles. Concernant le pentane, deux pompes et un bras de chargement suffisent pour répondre aux besoins. Un aspect crucial de ce processus est le contrôle des opérations de chargement, qui est réalisé par des compteurs installés à chaque bras de chargement. Chaque compteur permet de régler le volume nécessaire de produit à charger; dès que ce volume prédéfini est atteint, le système déclenche une interruption automatique du chargement. Cette méthode assure non seulement une efficacité dans le chargement mais également une précision qui contribue à la gestion optimale des ressources et à la sécurité des opérations liées au transport des produits pétroliers.



Figure I.9 : Chargement par camions

b) Section chargement navires

Dans la section dédiée au chargement des navires, le complexe dispose de deux jetées, M6 et D1, chacune équipée de circuits spécifiques pour le chargement de gaz de pétrole liquéfié (GPL), différenciant ainsi le propane et le butane. La jetée D1 est conçue pour les petits navires, permettant un débit de chargement maximum de 4000 m³/h. En revanche, la jetée M6 est destinée aux plus grands navires, avec un débit de chargement maximal atteint de 10000 m³/h. Un avantage significatif de cette infrastructure est la possibilité d'effectuer le chargement simultanément sur les deux jetées, ce qui optimise l'efficacité des opérations et permet de

répondre rapidement aux demandes d'exportation. Cette flexibilité et cette capacité de chargement sont essentielles pour maximiser les opérations logistiques et minimiser les temps d'attente pour les navires.



Figure I.10 : Chargement par navire

I.3.7.9. Zone utilités

a. Section GN gaz naturel

La section dédiée au gaz naturel (GN) dans le complexe utilise le gaz naturel provenant du terminal RTO pour plusieurs applications essentielles. Ce gaz alimente :

- **Quatre chaudières** réparties sur la phase 1, 2 et 3 du complexe, fournissant ainsi la chaleur nécessaire à diverses opérations.
- **La section de déshydratation**, où il est utilisé pour la régénération des sécheurs, contribuant à la préparation du gaz pour le traitement.
- **Les chambres de combustion des turbines à gaz** de la phase 1, qui génèrent de l'énergie nécessaire pour faire fonctionner différentes installations du complexe.
- **Neuf fours** qui requièrent également cette source d'énergie pour leurs opérations de chauffage.
- **Les systèmes de sécurité** des sphères et des bacs de stockage, garantissant la sécurité des installations en prévenant les risques d'incendie ou d'explosion.
- **La cuisine** du complexe, assurant le confort du personnel.

b. Section Air instrument et Air service

Dans la section dédiée à l'air instrument et à l'air service, l'air est généré par des compresseurs en fonctionnement. Ce processus comporte plusieurs étapes :

b.1 Passage à travers des aéro-réfrigérateurs : L'air produit est d'abord refroidi pour enlever la chaleur, ce qui aide à réduire l'humidité.

b.2 Ballon séparateur : Après le refroidissement, l'air passe dans un ballon séparateur, où les gouttelettes d'eau sont éliminées permettant ainsi le garantissement de l'air sec.

b.3 Division en deux flux :

Une partie de l'air est directement utilisée pour le **service général** au sein du complexe, quant à l'autre partie subit un processus de **deuxième déshydratation** pour devenir de l'air instrument. Cet air instrument est essentiel pour le fonctionnement des équipements sensibles et des instruments de contrôle.

b.4 Stockage : L'air instrument est stocké sous une pression de 7 kg/cm² dans un ballon, ce qui permet d'assurer une fourniture continue. Il est conçu pour être disponible pendant une durée de 30 minutes même après l'activation des compresseurs d'air, garantissant ainsi que les systèmes critiques peuvent fonctionner sans interruptions

c. Section azote N2

Afin d'éviter le contact avec l'oxygène certains produits sont stockés sous des manteaux de gaz inerte, le but est de minimiser les risques d'incendie et l'oxydation des produits. L'Azote est utilisé généralement au démarrage ou à l'arrêt des équipements pour chasser l'oxygène en réduisant le danger d'explosion, la section contient un ballon de stockage à double parois dans la capacité du liquide est de 20m³ sous pression de 8 bars et des évaporateurs en ligne.

d. Section méthanol

Le méthanol est un agent dégivrant qui sert à éliminer les hydrates dans les conduites ou équipements de processus à basse température. Cette section contient un ballon pour stocker le méthanol et deux pompes volumétriques.

e. Section eau de refroidissement

C'est une eau distillée qui sert à refroidir les différentes garnitures telles que les compresseurs « BOG » et quelques pompes, cette section contient un bac de stockage et des aéro-réfrigérants.

f. Section eau industrielle

C'est une eau alimentée par KAHRAMA dans un bac pour les besoins du personnel et le réseau eau incendie.

g. Section gasoil

Elle contient un bac de gasoil muni de deux pompes pour alimenter tous les équipements qui fonctionnent au gasoil tel que le compresseur d'air Diesel.

h. Section de traitement des eaux usées

Afin d'éviter la pollution de l'eau de mer, les eaux usées du complexe subit un traitement physique avant de les jeter à la mer

CHAPITRE II

Pipeline

II.1. Introduction

Les pipelines forment la structure de transport primordiale de l'ère moderne des hydrocarbures, ils sont un élément clé de la chaîne mondiale énergétique. Ce chapitre présente les simples aspects techniques de ces complexes ouvrages, en insistant sur des aspects dimensionnels, matériels et mécanismes de protection. Dans le cadre spécifique du complexe GP1Z de SONATRACH, nous explorant d'autant plus en détail :

- Les principales caractéristiques de conception (diamètre, épaisseur) calculé scientifiquement en tenant compte de pression, du débit et des contraintes environnementales
- La composition chimique des aciers employés et son incidence sur les caractéristiques
- Les systèmes de protection multicouche anticorrosion dans le revêtement pour les oléfines 3 couches.

II.2. Généralité sur les Pipelines

Les pipelines constituent le mode de transport le plus efficace et sécurisé pour les hydrocarbures, offrant une capacité inégalée pouvant atteindre 1,5 million de barils par jour à un coût 5 à 10 fois inférieur aux alternatives. Ces infrastructures stratégiques, bien que robustes, représentent des investissements colossaux et demeurent vulnérables à la **corrosion-érosion**, particulièrement dans des environnements hostiles comme le complexe GP1Z de SONATRACH où les conditions opérationnelles (températures extrêmes, présence de CO₂ /H₂ S et particules abrasives) accélèrent leur dégradation. Les conséquences des défaillances sont lourdes : coûts de réparation exorbitants), pertes de production significatives (50 000 barils/jour) et risques environnementaux majeurs. Face à ce constat, cette étude analyse les mécanismes de corrosion-érosion spécifiques à GP1Z, évalue les solutions existantes et propose un plan d'action intégrant technologies innovantes et maintenance prédictive pour optimiser la durée de vie des installations tout en maîtrisant les coûts, dans un contexte où 35% des défaillances en Algérie sont liées à la corrosion.

II.2.1. Définition

Un pipeline est une canalisation industrielle conçue pour transporter des fluides (liquides, gaz) sous pression sur de longues distances. Composé principalement de tubes en acier et équipé de stations de pompage ou de compression pour maintenir le débit, ce système critique peut être déployé en milieu souterrain, sous-marin ou aérien. Bien que majoritairement dédié au transport d'hydrocarbures (pétrole, gaz naturel), il trouve également des applications dans d'autres secteurs industriels, notamment chimiques ou agroalimentaires. Son rôle central dans l'économie énergétique moderne en fait une infrastructure à la fois stratégique et vulnérable, particulièrement exposée aux défis techniques tels que la corrosion-érosion, qui compromettent son intégrité et sa durabilité. [4]

Pour la fabrication des tubes, un grand nombre de matériaux peut être utilisé : acier, fonte, plastique, résines armées, etc... Le choix du matériau est fonction de la nature et de l'état des produits qu'elle doit acheminer. Dans ce cas, on considère l'application de l'acier dans la fabrication, des tubes, pièces et matériaux qui satisfont aux exigences les plus sévères de l'industrie gazière explicites et implicites.

Le type et le nom d'une canalisation dépend des caractéristiques physiques et des conditions d'acheminement du produit à déplacer :

- Pour le gaz naturel, on parle de gazoduc.
- Pour le pétrole, on parle d'oléoduc.
- Pour l'eau industrielle, il s'agit de conduite ou d'émissaire Le terme d'aqueduc est plutôt réservé aux ouvrages maçonnés, avec écoulement libre de l'eau
- Pour l'eau salée, on utilise le terme de samuduc.
- Pour l'oxygène on utilise le terme d'oxygénéoduc ou d'oxyduc.
- Pour l'hydrogène on utilise le terme d'hydrogénoduc.

II.2.2. Caractéristiques des tubes

Les pipelines modernes reposent sur une ingénierie complexe où chaque paramètre technique résulte d'un compromis entre performance, sécurité et rentabilité. La majorité de ces conduites utilise des tubes en acier - matériau choisi pour son exceptionnelle résistance mécanique - bien que certains réseaux de distribution emploient des matériaux alternatifs comme le polyéthylène haute densité ou l'aluminium pour des applications spécifiques.[5]

La fabrication suit un processus rigoureux :

1. Assemblage :

Il s'agit d'un processus industriel rigoureux débutant par la préparation de tubes d'acier standard de 20 mètres, dont les extrémités sont usinées et soigneusement nettoyées par grenailage. Les tronçons sont ensuite alignés avec une précision millimétrique à l'aide de dispositifs mécaniques spécialisés avant d'être maintenus en position par des pinces de fixation. L'opération de soudage s'effectue ensuite en trois phases distinctes : une première passe racine réalisée au TIG, suivie de passes de remplissage au procédé SMAW ou FCAW pour assurer la résistance mécanique, et enfin une passe de finition pour parfaire le joint. Chaque soudure fait immédiatement l'objet de contrôles non destructifs poussés incluant radiographie (RT) pour détecter les défauts internes, magnétoscopie (MT) pour les fissures superficielles, et doit satisfaire aux exigences strictes du code API 1104. Après validation, le joint reçoit une protection complémentaire composée d'un mastic anticorrosion et d'un manchon thermo rétractable, tandis que la température inter passe est constamment surveillée pour prévenir les contraintes résiduelles. Ce processus, bien que standardisé, demande une maîtrise technique exceptionnelle car les soudures représentent les points les plus vulnérables du pipeline, étant à l'origine de 90% des fuites constatées sur les réseaux de transport.



Figure II.1 : Les pipelines

2. Contrôle qualité

Le contrôle qualité des pipelines est une procédure essentielle qui s'effectue en plusieurs phases pour garantir la sécurité et la durabilité des installations. D'abord, chaque soudure est vérifiée par radiographie (rayons X industriels) ou ultrasons pour détecter d'éventuels défauts tel

que les trous ou les fissurations. Ensuite, le pipeline entier est soumis à un test hydrostatique : rempli d'eau et pressurisé à 1,5 fois sa pression normale pendant 24 heures pour confirmer son étanchéité. Les revêtements anticorrosion sont également contrôlés, une fois en service, il sera soumis à une inspection régulière à l'intérieur des tuyaux, tandis que des capteurs surveillent en permanence l'état de la protection cathodique. Toutes ces vérifications sont documentées et conservées pendant des décennies pour assurer une traçabilité totale. Ces mesures strictes permettent d'éviter les fuites, les ruptures et les accidents, tout en optimisant la durée de vie du pipeline.

3. Protection complète des pipelines contre la corrosion

Pour garantir une bonne durabilité, les pipelines bénéficient d'une protection multicouche soigneusement conçue. À l'extérieur, chaque tube reçoit un revêtement anticorrosion en trois couches (polyéthylène, adhésif et époxy) appliqué en usine, formant une barrière étanche contre l'humidité et les produits chimiques.



Figure II.2 : Protection cathodique des pipelines

Ce système est renforcé par une protection cathodique active, où des anodes sacrificielles en magnésium ou zinc, connectées au pipeline, se corrodent préférentiellement pour protéger l'acier. À l'intérieur, un revêtement en époxy ou ciment lisse protège contre les fluides transportés tout en optimisant l'écoulement. Les zones sensibles (traversées de routes, sections sous-marines) reçoivent une protection mécanique supplémentaire sous forme de gainages en acier. L'efficacité de ce système est vérifiée régulièrement par des mesures d'épaisseur de revêtement, des contrôles

de potentiel électrique et des inspections par caméra, permettent une longévité de 30 à 50 ans et ça malgré les environnements agressifs (déserts, zones côtières).

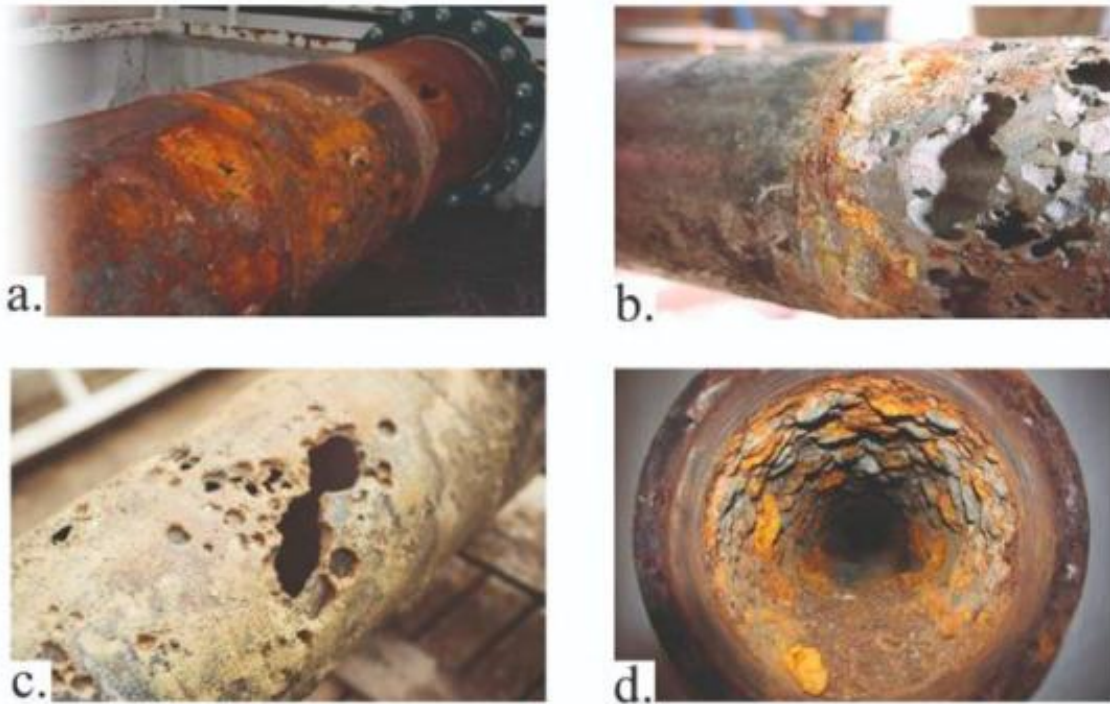


Figure II.3 : Corrosion des pipelines

4. Dimensionnement des pipelines

Un pipeline sous-dimensionné risque la rupture, tandis qu'un surdimensionné entraîne des coûts inutiles. Les normes ASME/API garantissent un équilibre optimal entre sécurité et rentabilité. Le choix du diamètre résulte d'un compromis technique et économique basé sur :

- **Analyse des pertes de charge :**

Calculées via l'équation de Darcy-Weisbach :

$$\Delta P = f * \left(\frac{L}{D}\right) * \left(\frac{\rho v^2}{2}\right)$$

Où f : facteur de friction, L : longueur, D : diamètre, ρ : densité, v : vitesse

- **Puissance des stations :**

Plus le diamètre est petit → plus la pression nécessaire est élevée → coût énergétique ↑

Exemple : Un gazoduc de 500 km en Ø24" nécessite 3 stations vs 5 stations en Ø18"

- **Coût des matériaux :**

Un diamètre plus grand = plus d'acier → investissement initial ↑ mais coût opérationnel ↓

- **Calcul d'épaisseur (Formule de Barlow modifiée)**

$$t = \frac{(P \times D)}{(2 \times S \times E \times F)} + A$$

Avec :

- **t** : épaisseur minimale requise (mm)
- **P** : Pression de service max (bar)
Ex : 80 bars pour un gazoduc standard
- **D** : Diamètre extérieur (mm)
- **S** : Limite élastique du matériau (MPa)
Valeurs typiques : X60=413 MPA , X70=482 MPA
- **E** : Facteur de jointure (0.6 à 1.0)
- **F** : Facteur de sécurité (≥ 1.4)
- **A** : Marge additionnelle (corrosion usure, typiquement 2-3mm)

Remarque

Pour un pipeline transportant du gaz à 65 bars en X70 :

- $\varnothing = 30''$ (762 mm)
- $S = 482$ MPa
- Calcul :

$$t = \frac{(65 \times 762)}{(2 \times 482 \times 0,8 \times 1,4)} + 2 = 14,7 \text{ mm}$$

→ On choisit 15,9mm (standard API)

- **Exigences réglementaires strictes :**
- **Contrôles qualité :**
 - 100% des soudures radiographiées
 - Ultrasons pour détecter les défauts dans l'acier
- **Zones sensibles :**
 - Épaisseur augmentée de 20% sous les routes
 - Revêtement triple aux traversées de rivières
- **Tests obligatoires :**
 - Hydrottest à $1.5 \times$ Pression max pendant 24h
 - Inspection tous les 5 ans par racleur intelligent
- **II.2.3. Acier Utilisé pour pipeline et gazoduc**

II.2.3.1. Influence de la composition chimique sur les aciers faiblement alliés

1. Le carbone : C'est l'élément d'insertion clé dans les aciers faiblement alliés, il joue un rôle ambivalent aux conséquences mécaniques marquées. En se dissolvant dans la ferrite, il augmente progressivement la teneur en perlite qui est un mélange de ferrite et cémentite, cela se traduit par une augmentation significative de la résistance mécanique. Une élévation de 0,1% en teneur de carbone pouvant accroître la limite d'élasticité de près de 30 MPA. Cependant, cet avantage en rigidité s'accompagne d'effets indésirables tel que : une réduction proportionnelle de la ductilité (l'allongement à rupture peut chuter de moitié entre 0,1% et 0,3% de carbone), une dégradation prononcée de la soudabilité. Ce dernier point est particulièrement critique pour les pipelines, où la formation de martensite dans les zones affectées thermiquement (ZAT) lors du soudage accroît les risques de fissuration à froid. Pour les aciers API 5L courants, la teneur en carbone est donc rigoureusement contrôlée entre 0,05% et 0,15%, ce compromis permettant de concilier résistance suffisante et aptitude au soudage, tout en limitant les traitements thermiques post-soudage.

2. Le manganèse : Le manganèse joue un rôle multifonctionnel dans les aciers faiblement alliés pour pipelines, combinant durcissement par solution solide (avec un gain d'environ 50 MPa par 0,1% de Mn), stabilisation et affinement de la perlite (+15% de fraction pour 1% de Mn), et contrôle de la taille des grains ferriques (ASTM 10-12). Dans la plage optimale de 0,5-1,5% (conforme aux aciers API 5L X70-X80), il améliore simultanément la résistance mécanique et la ductilité (jusqu'à +20% d'allongement), tout en abaissant la température de transition ductile-fragile d'environ 20°C et en réduisant la sensibilité aux ruptures fragiles. Ces effets synergiques permettent de compenser la réduction nécessaire en carbone pour la soudabilité, tout en respectant l'exigence API critique du ratio Mn/C > 4:1 qui prévient les ségrégations durant le laminage à chaud et optimise les propriétés mécaniques finales du pipeline. c) Le titane : améliore la résistance et la ductilité. Comme élément de substitution.

3. Le phosphore : Bien qu'étant un puissant durcisseur par solution solide (avec un effet de durcissement marqué d'environ 120 MPa par 0,1% de P ajouté), cela présente un impact particulièrement néfaste sur la ductilité et la résilience des aciers pour pipelines. Son mécanisme d'action, basé sur une forte interaction avec les dislocations et une ségrégation prononcée aux joints de grains, entraîne une fragilisation disproportionnée par rapport au gain de résistance obtenu. Une augmentation de seulement 0,01% en teneur de phosphore peut réduire l'énergie de rupture de près de 30% à température ambiante. Ce phénomène est particulièrement critique dans les applications pétrolières et gazières où les conditions de basse température et de chargement cyclique sont fréquentes. Les spécifications API 5L imposent donc des limites extrêmement strictes (généralement <0,015% pour les nuances X70 et supérieures), avec des contrôles rigoureux en sidérurgie pour éviter les accumulations locales en phosphore qui pourraient initier des ruptures fragiles catastrophiques, notamment dans les zones affectées thermiquement des soudures. Cette limitation sévère, bien que contraignante, est essentielle pour garantir la sécurité opérationnelle des pipelines sur leur durée de vie nominale de 30 à 50 ans

4. L'azote : élément interstitiel, présente des effets contradictoires qu'une formulation métallurgique appropriée permet de maîtriser. Bien qu'il augmente dangereusement la température de transition fragile (environ $+10^{\circ}\text{C}$ par 0,001% de N libre), son association avec l'aluminium forme des nitrures (AlN) qui neutralisent cet effet. Ces précipités jouent cependant un rôle bénéfique lors des traitements thermiques entre $600-700^{\circ}\text{C}$, où ils limitent la croissance des grains et affinent la microstructure finale. Cet affinage granulométrique améliore à la fois la résistance mécanique et la ténacité de l'acier. Les nuances API modernes exploitent cet équilibre délicat en maintenant un ratio Al/N optimal ($\sim 2:1$), permettant d'obtenir les excellentes propriétés des grades X70/X80 tout en garantissant leur résistance aux ruptures fragiles, essentielle pour les applications pipelines.

5. Le soufre : Contrairement à sa réputation d'impureté, le soufre (S) améliore significativement la résilience (jusqu'à $+100\%$ en essai Charpy) lorsqu'il est contrôlé entre 0,004% et 0,05% dans les aciers TMCP. Cet effet bénéfique provient des sulfures de manganèse (MnS) qui, finement dispersés, freinent la propagation des fissures et affinent la microstructure. Cependant, cet avantage nécessite un dosage précis, car un excès ($>0,01\%$) nuit à la soudabilité et à la résistance corrosive. Les nuances API modernes exploitent cette plage optimale pour maximiser la ténacité sans compromettre les autres propriétés.

6. Le vanadium : Le vanadium améliore les aciers pour pipelines en augmentant leur résistance (50-100 MPA avec 0.05-0.1% V) grâce à des nano précipités, tout en optimisant leur soudabilité. Dans les nuances X70-X80, son dosage précis (0.03-0.08%) permet d'obtenir d'excellentes propriétés mécaniques (limite élastique 550-620 MPA, énergie Charpy $>200\text{J}$ à -20°C) tout en réduisant les risques de fragilisation au soudage, ce qui en fait un bon alliage pour les pipelines performants.

7. Le niobium : est un modificateur d'acier qui améliore le travail de l'acier durant la production et améliore la soudabilité. Les effets les plus favorables de niobium apparaissent à de faibles teneurs (0.02 à 0.03%), particulièrement lorsqu'il est combiné à l'aluminium (au voisinage de 0.02%). I.3.2- dosage des éléments d'alliage : Les propriétés mécaniques dépendent des éléments chimiques en présence. Chaque élément. [6]

II.2.3.4. Contrôle et dosage des éléments d'alliage dans la fabrication des aciers pour pipelines

La qualité des aciers pour pipelines repose sur un contrôle métallurgique rigoureux lors de leur élaboration. Dès la phase de conversion au convertisseur BOF, les éléments indésirables comme le carbone et le phosphore sont éliminés par oxydation basique avec brassage intense. Un dégazage sous vide poussé permet ensuite d'abaisser les teneurs en soufre (jusqu'à 0,001%), azote et hydrogène résiduels, tandis qu'un brassage sous gaz inerte réduit l'oxygène à moins de 0,002%. La coulée continue en atmosphère protectrice, avec refroidissement contrôlé, préserve ces qualités et assure une solidification optimale des brames[7].

Les éléments d'alliage sont judicieusement sélectionnés selon cinq familles complémentaires :

1. **Les gammas gènes** (Ni, Mn) qui stabilisent l'austénite et abaissent les températures de transformation
2. **Les alphas gènes** (Si, Cr, Mo, Ti) qui restreignent le domaine austénitique
3. **Les graphitants** (Si, Ni, Cu) restant en solution dans la ferrite
4. **Les carburigènes** (Cr, Mn, Mo, W, V, Ti, Nb) formant des carbures renforçateurs
5. **Les désoxydants** (Mn, Si, Al, Ti, Nb) neutralisant l'oxygène résidu

Tout ça permet d'obtenir des aciers aux propriétés mécaniques ciblées, parfaitement adaptés aux exigences sévères des pipelines, tout en garantissant une excellente soudabilité et résistance à la corrosion.

II.3. Revêtement des tubes

Les tubes de pipeline bénéficient d'un système de protection anticorrosion sophistiqué combinant plusieurs technologies. La méthode standard utilise un revêtement triple couche appliqué en continu, comprenant :

Une première couche d'époxy fusionné (FBE) de 150-300 μm d'épaisseur assurant l'adhérence métallique et la protection cathodique, une seconde couche intermédiaire de copolymère adhésif (250-400 μm), et une troisième couche externe en polyoléfine (PE ou PP) de 1,5-3 mm résistant aux agressions mécaniques et chimiques.

Ce système complet est appliqué selon un processus industriel rigoureux incluant un préchauffage du tube à 200-240°C, une projection électrostatique du FBE, et une extrusion des couches polymères, avec des contrôles qualité (tests d'adhérence, résistance diélectrique >25 kV/mm). Pour les environnements particulièrement corrosifs, des versions renforcées avec PP modifié offrent une meilleure stabilité thermique (jusqu'à 110°C) et une résistance aux stress environnementaux [8].

II.3.1. Revêtements extérieurs

1. Revêtement Fusion Bonded Epoxy

Est un revêtement thermodurcissable à haute performance appliqué par une projection électrostatique sur des tubes d'acier préchauffés entre 200 et 240°C, formant ainsi une barrière anticorrosion adhérente de 350 à 450 μm d'épaisseur. Ce système offre une excellente résistance chimique et thermique (jusqu'à 110°C), tout en maintenant une flexibilité suffisante pour accompagner les déformations du pipeline sans fissuration. Son adhérence exceptionnelle, due à une liaison chimique avec le métal, et sa compatibilité avec la protection cathodique en font une solution idéale pour les environnements agressifs. La version double couche (2FBE) renforce encore la protection en améliorant la résistance mécanique aux abrasions et impacts, particulièrement utile pour les conditions extrêmes ou les sols très corrosifs. Utilisable aussi bien en revêtement externe (pour pipelines enterrés ou immergés) qu'interne, le FBE garantit une durée de vie de 30 à 50 ans aux installations.

2. Revêtement extérieur polyoléfine 3 couches

Ce système combine : une couche d'époxy (FBE) pour l'adhérence, un copolymère intermédiaire et une enveloppe externe en polyoléfine (PE/PP). Appliqué industriellement par préchauffage, projection et extrusion, il offre :

- Une excellente résistance mécanique (chocs, abrasion)
- Une large plage thermique (-40°C à +80°C)
- Une protection anticorrosion renforcée
- Une compatibilité avec la protection cathodique
- Une durée de vie prolongée (50 ans)

Particulièrement adapté aux environnements difficiles (sols abrasifs, zones humides), ce revêtement réduit significativement les besoins de maintenance tout en le protégeant contre les différents types de corrosion.

II.3.2. Revêtements intérieurs

1. Revêtements pour l'amélioration du débit

Les revêtements internes sont appliqués par pulvérisation d'époxy sans solvant (60–100 µm pour le transport gazeux, 400–500 µm pour les liquides), améliorent significativement l'efficacité des pipelines en :

- **Augmentant la capacité de transport** (+5–15% pour le gaz grâce à une réduction de 10–20% des frottements pariétaux)
- **Réduisant les besoins en compression** (moins de stations requises, économies énergétiques)
- **Simplifiant la maintenance** (surface lisse non adhérente aux dépôts, nettoyage facilité)
- **Offrant une protection anticorrosion temporaire** (complémentaire aux inhibiteurs chimiques)

II.3.3. Sécurité et durabilité

Ces revêtements s'intègrent dans une stratégie globale incluant :

- **Surveillance continue** (inspection par racleurs intelligents, monitoring des paramètres hydrauliques)
- **Maintenance préventive** (plans de vérification des revêtements tous les 5–10 ans)
- **Protection environnementale** (réduction des risques de fuite et de consommation énergétique)

II.3.4. Amélioration des caractéristiques mécaniques des tubes

Le développement des transports à grande distance de quantités importantes d'hydrocarbures a nécessité l'emploi des tubes de grand diamètre, exploités à des pressions plus élevées. Pour éviter d'atteindre des épaisseurs difficiles à souder et faire des économies d'acier, on a eu recours à de nouvelles nuances à caractéristiques mécaniques améliorées. C'est ainsi qu'on a vu apparaître les grades X60, X65, X70, X80 et même X100. Les aciers des tubes peuvent être ferrito-perlitiques X42 à X52 (selon API) renfermant jusqu'à 0.3%C, 1.6%Mn, 0.7% Si. Pour conduites de diamètre supérieur à 1020mm destiné à fonctionner sous des pressions élevées, on utilise généralement des tubes en acier de laminage contrôlé. Les propriétés mécaniques des structures ferrito-perlitiques peuvent être modifiées, entre autre par l'affinement des grains ferritiques. C'est le seul procédé qui permet d'améliorer les caractéristiques de traction Re. Ces dernières année le laminage contrôlé a été complété par le refroidissement accéléré par arrosage à l'eau afin d'améliorer les caractéristiques mécaniques des tôles. Cela a permis d'accroître la résistance de l'acier de laminage contrôlé jusqu'à

CHAPITRE III

Corrosion-Erosion

III.1. Introduction

La corrosion est une dégradation du métal qui engendre des pertes importantes. A titre d'exemple, en 1965, une canalisation de transport de gaz a explosé et brûlé à cause d'une corrosion faisant 17 morts en Louisiane aux Etats Unis. La corrosion de fer représente le cas le plus important à cause des utilisations multiples des matériaux, fer, fontes et aciers (carrosseries, coques de navires, charpentes métalliques, pont, etc.). On estime qu'environ 20% de la production mondiale de fer, de fonte ou d'acier sont utilisés pour changer des pièces corrodées.

La corrosion des pipelines est une interaction physico-chimique complexe entre le métal et son environnement (l'eau, le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène ou encore des bactéries spécifiques présentes dans les fluides transportés, ce dernier peut être interne, due aux effluents transportés (pétrole, gaz, eau), ou externe, liée aux conditions de sol, à l'humidité, aux courant vagabonds ou à des défauts de protection comme les revêtement ou la protection cathodique. Cette dégradation peut entraîner des pertes de matière, affaiblissant la structure des pipelines

Vu l'importance du phénomène, il est, donc, naturel que l'étude de la corrosion et la recherche de méthodes de protection des métaux présentent un intérêt considérable et une grande importance pour l'économie.

III.2. Dégradation par corrosion dans les pipelines

III.2.1 Comprendre le processus

La corrosion est l'attaque des métaux par des agents présents dans le milieu où ils se trouvent : agents atmosphériques (agents acides des atmosphères polluées, dioxygène O₂), eau de mer etc....D'une autre manière, la corrosion est l'oxydation du métal. C'est le passage du métal en solution comme l'indique la réaction :

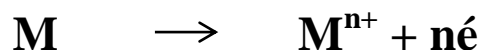




Figure III.1 : Corrosion du métal

La norme ISO 8044 définit la corrosion comme suit {La corrosion est une interaction Physico-chimique entre un métal et son environnement entrainant des modifications dans les propriétés du métal et souvent une dégradation fonctionnelle du métal lui-même, de son environnement ou de système technique constitué par les deux facteurs ...

En ce qui concerne la corrosion des pipelines, le métal est de l'acier. La corrosion de ce dernier est un phénomène naturel et courant, où les molécules de fer sont transformées en des formes d'hydroxydes ferreux. Le processus de la corrosion peut être décomposé en deux réactions anodiques et cathodiques. [9]

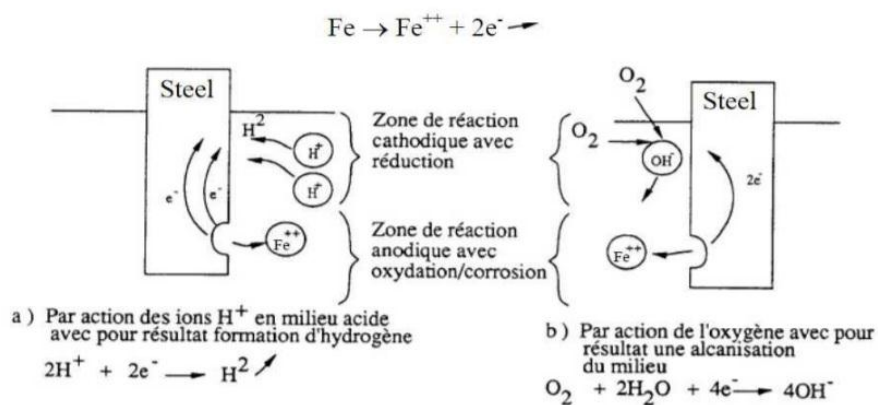


Figure III.2: Schéma simplifié du processus de corrosion (Destruction de l'équilibre par réaction du milieu)

III.2.2. Perte de métaux dus à la corrosion interne

La perte de métal due à la corrosion interne est un phénomène qui se produit lorsque la surface interne d'un équipement est dégradée par des réactions chimiques ou électrochimiques avec son environnement. Ce type de corrosion est favorisé par la présence de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone dans le gaz et la présence de bactéries sulfate-réductrices dans le cas des oléoducs.[10]



Figure III.3 : Corrosion interne du métal

III.2.3. Perte de métal due à la corrosion externe

La perte de métal due à la corrosion externe correspond à la diminution quantitative de la masse ou de l'épaisseur d'un matériau métallique sous l'effet de réaction électrochimique ou chimique avec son environnement atmosphérique (Figure). Les principaux facteurs favorisant ce type de corrosion sont :

- Les défauts de revêtement du conduit.
- Les insuffisances du système de protection cathodique.
- L'agressivité du sol.



Figure III.4 : Perte de métal due à la corrosion externe

Ils existent plusieurs types de corrosion, parmi eux on en retrouve :

1. Corrosion généralisée

C'est la forme la plus classique de la corrosion. Elle résulte d'une réaction chimique ou électrochimique qui affecte de manière uniforme toute la surface du métal. Sa vitesse est généralement prévisible, ce qui permet d'estimer la durée de vie d'un équipement. Elle se traduit généralement par :

- Une **diminution d'épaisseur** si les produits de corrosion sont solubles.
- Un **dépôt uniforme** si les produits de corrosion ne sont pas solubles.

Dans le cas des aciers au carbone, le fer réagit avec l'oxygène pour former de la magnétite minérale, qui est de l'oxyde de fer dont la formule chimique est Fe_2O_4 .

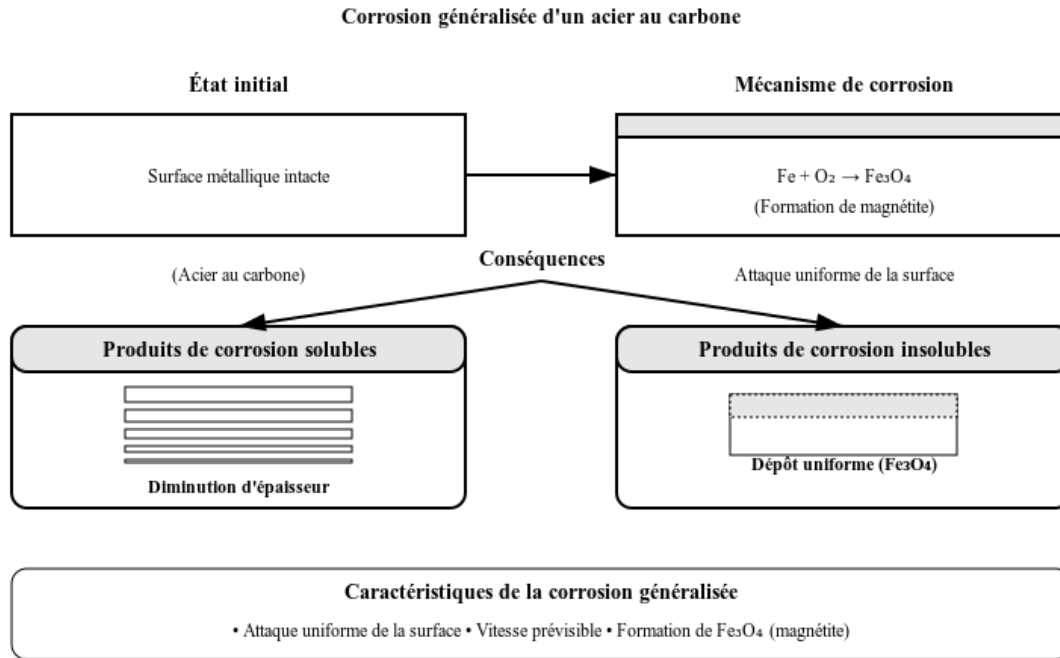


Figure III.4 : Perte de métal due à la corrosion Généralisée.

2. Corrosion localisé

La corrosion localisée est une forme de dégradation des métaux qui affecte des zones spécifiques de la surface, contrairement à la corrosion uniforme. Elle se déroule en un lieu spécifiquement anodique d'une surface ou d'une structure métallique et se manifeste par des attaques concentrées (piqures, sous tension, crevasses), souvent plus difficiles à détecter.[11]

Tableaux 3 : Certain type de corrosion.

Type	Description	Exemple
Corrosion par piqures	Formation de cavités localisées	Acier inox en milieu chloruré
Corrosion sous tension	Formation due à la combinaison de contraintes mécaniques milieu corrosif.	Laiton en milieu ammoniacal.
Corrosion galvanique	Dégradation accélérée d'un métal moins noble	Acier en contact avec du cuivre.

3. Corrosion par piqure

C'est une forme de corrosion dangereuse. Elle se caractérise par des attaques en profondeur à certains endroits, tandis que le reste de la surface reste intact. Cette corrosion peut perforer rapidement une installation sans perte de poids visible, elle est favorisée par des environnements contenant des chlorures, bromures ou hypochlorites, tandis que les iodures et fluorures sont moins actifs. La présence de sulfures, H_2S ou de cations oxydants (Fe^{3+} , Cu^{2+} , Hg^{2+} , etc.) aggrave le phénomène, même en l'absence d'oxygène. Les aciers inoxydables y sont particulièrement sensibles, mais d'autres métaux comme l'aluminium, le cuivre et leurs alliages peuvent aussi être affectés.



Figure III.5 : Perte de métal due à la corrosion par piqures

4. Corrosion sous Tension

La corrosion sous contrainte, appelée aussi corrosion sous tension, est un type de dégradation qui provient de l'interaction d'une contrainte, qu'elle soit interne ou externe, d'un milieu particulièrement agressif. Elle se manifeste même lorsque la contrainte ou le milieu corrosif, pris isolément, ne sont pas suffisants pour provoquer la rupture du matériau. C'est sans aucun doute le type de corrosion le plus dangereux susceptible de causer des défaillances structurelles. Cela survient, par exemple, dans le cas du laiton en présence de vapeur d'ammoniac. Dans ce cas, les tensions internes dans l'alliage au laiton, associées à l'action corrosive de l'ammoniac, produisent, dans une certaine mesure, de nombreuses fissures qui remettent en danger la quasi-totalité de la pièce.

5. Corrosion Galvanique

Appelé aussi corrosion bimétallique, elle est due à la formation d'une pile électrochimique entre deux métaux en contact, elle entraîne la corrosion du métal le moins noble (anode) avec une résistance à la corrosion du métal le plus noble (cathode). Le rapport de surface anode/cathode joue un rôle très important. Il faut retenir que, plus l'anode n'est de petites tailles, plus la vitesse de dissolution n'est élevée.[12]



Figure III.6 : Perte de métal due à la corrosion galvanique

6. Corrosion sélective

La corrosion sélective est un type de corrosion où un élément spécifique d'un alliage est dissous de manière préférentielle. Par exemple, dans les laitons (alliages de cuivre-zinc), la dézincification entraîne la dissolution du zinc, donnant au matériau une couleur rouge, une structure poreuse et une fragilité accrue, sans changement de dimensions. Pour prévenir ce phénomène, il faut choisir des matériaux plus résistants comme le cupronickel riche en cuivre.

SELECTIVE CORROSION



Figure III.7 la corrosion sélective

7. Corrosion Erosion

La corrosion-érosion est une forme de corrosion sensible à l'usure qui présente un impact général significatif dans les lignes de conduite et due à l'action d'un fluide corrosif et d'un débit mécaniquement agressif. Ce phénomène est l'addition d'une action chimique (dissociation des couches passives par des agents tels que le CO_2 , H_2S , chlorures) et une usure mécanique. Les matériaux les plus sensibles sont les aciers faiblement alliés (sous film protecteur), le cuivre (dans les changeurs), les aciers inoxydables (aux temps chlorurés) et des taux-puis sûres d'érosion peut être atteint de 2mm/an dans des conditions rigoureuses (briques sableuse à 3m/s). Les parties endommagées sont les coudes, rétrécissements et sections après vannes, où l'on retrouve des turbulences et des impacts à des points particuliers. Pour lutter contre ce phénomène (responsable de 35% des défaillances des conduites).



Figure III.8 : Corrosion Erosion

8. Corrosion microbiologique

La corrosion induite microbiologiquement (CIM) est causée par des bactéries, comme *Thio Bacillus ferroxidans*, présentes dans l'eau stagnante. Ces bactéries peuvent provoquer la corrosion en transformant le soufre en acide sulfurique, même en l'absence d'oxygène. Elles forment des nodules à la surface des métaux, créant des conditions propices à la corrosion par piqûres. Pour limiter ce phénomène, des solutions comme la chloration ou le remplacement des tubes dans les échangeurs de chaleur sont souvent utilisées.[13]

9. Corrosion par les alcools

Les Alcools à chaîne carbonée courte, comme le méthanol et l'éthanol peuvent être à l'origine de corrosion sous contrainte des aciers au carbone.

- **Corrosion par le méthanol**

La présence d'eau et de certains composés chimiques (l'acide formique, chlorure) dans le méthanol est la cause principale des phénomènes de fissuration sous contrainte des aciers au carbone. Des mécanismes électrochimiques sont à l'origine de cette corrosion en présence de certaines quantités d'eau le film d'oxyde qui s'était formé naturellement à l'air ne serait pas stable est-il se décomposerait en formant des ions Fe^{+2} (attaque anodique) qui réagiraient avec le méthanol et l'eau : [14]

Mécanisme de fissuration sous contrainte des aciers au carbone dans le méthanol

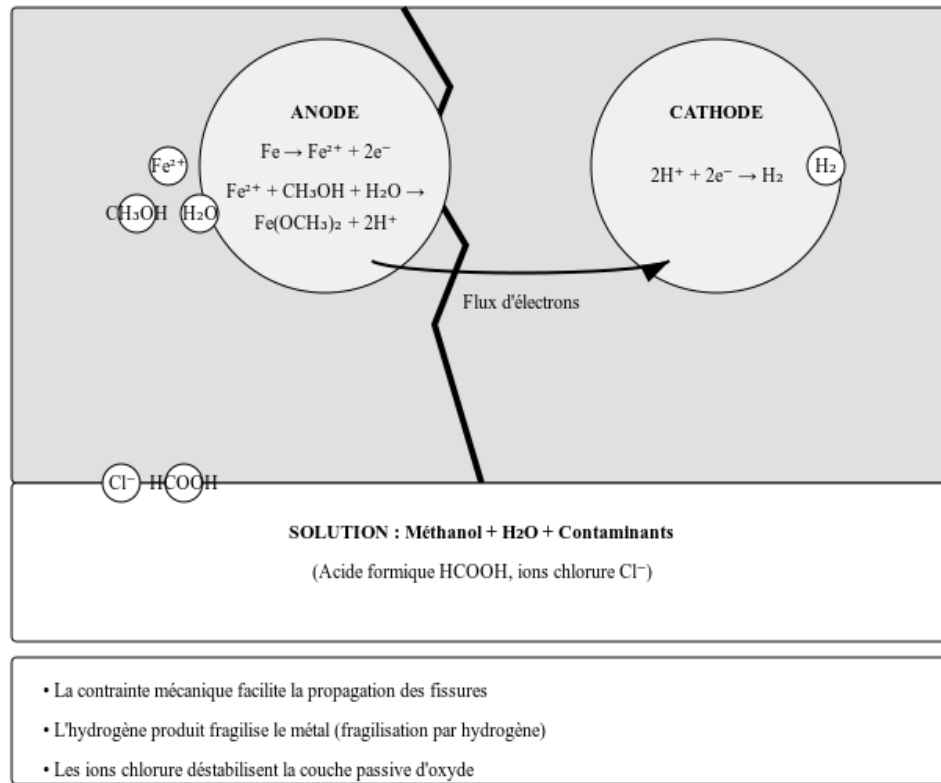


Figure III.9 : corrosion par le méthanol

• Corrosion par l'éthanol

Les mécanismes de corrosion sous contrainte des aciers au carbone en présence de fuel-éthanol apparaissent similaire à ceux mentionnés précédemment : mécanisme d'attaque anodique de la couche d'oxyde associée à une fissuration sous contrainte principalement inter granulaire. C'est cette fissuration qui peut apparaître en moins d'une année à l'heure actuelle, les principaux paramètres qui gouvernent cette corrosion sont :

- Une teneur en eau croissante qui favorise cette CSC
- Une acidité forte de l'éthanol qui serait un facteur aggravant
- Les teneurs en chlorure, sulfure et sulfate de fuel-éthanol, qui seraient des paramètres importants

- **Corrosion par les solvants chimiques de gaz Acide**

Ces solvants chimiques ne sont généralement pas intrinsèquement corrosifs, dans la mesure où ils combinent à la fois un pH élevé et une faible conductivité. Néanmoins, ils peuvent le devenir lorsqu'ils absorbent du CO₂ ou de l'H₂S. Par ailleurs, les unités de traitement fonctionnant en circuit semi-fermé, le solvant est susceptible de s'enrichir en produits de dégradation, qui peuvent présenter un caractère corrosif. Il n'existe pas de consensus sur les mécanismes de corrosion par les solvants chimiques des gaz acides. Les modèles proposés diffèrent selon la nature de l'amine (en particulier, primaire, secondaire et tertiaire), le ratio H₂S/CO₂ dans le gaz traité. La présence éventuelle d'oxygène soit comme contaminant dans le circuit, soit comme composant du gaz d'entrée (CaS de la capture du CO₂ dans les fumées). Au cas par cas, le lecteur pourra se reporter à une bibliographie relativement abondante sur le sujet. Toutefois, il est possible de dégager certains paramètres principaux, régissant la corrosivité des solvants chimiques de gaz acides :

- **La nature de l'amine**

La plupart des amines couramment utilisées dans le traitement des gaz ne sont pas intrinsèquement corrosives. Par contre, elles le deviennent en présence de CO₂ ou d'H₂S, et lorsque la concentration en produits de dégradation augmente. En service, le classement de la corrosivité des différentes amines est clairement établi et reconnu. Les amines primaires (MEA, DGA) sont les plus corrosives, les amines secondaires (DEA) le sont un peu moins, et les amines tertiaires (MDEA) présentent les risques de corrosion les plus faibles.

- **La concentration en amine :**

C'est un paramètre généralement présenté comme pouvant affecter la corrosion. Les trop fortes concentrations en amine sont généralement à proscrire. Néanmoins, les quelques travaux de laboratoires sur l'effet de la concentration en amine sur la corrosivité conduisent à des résultats assez dispersés entre un effet marqué et un effet modéré ou nul.

- **Le taux de charge**

Le taux de charge est défini comme la quantité de gaz acide absorbé rapporté à la quantité d'amine du solvant, et est souvent exprimé en moles de gaz acide par moles d'amine. Le taux de charge en gaz acide augmente la corrosivité des solutions d'amines

- La température

La température est un paramètre qui a généralement une grande importance sur les phénomènes de corrosion, puisque la plupart des réactions électrochimiques impliquées sont activées thermiquement. Dans la pratique industrielle, il est souvent considéré que la vitesse de corrosion est doublée chaque fois que la température opératoire s'élève de 10 à 20 °C. Dans le cas des unités de traitement des gaz, l'effet de la température est assez difficile à évaluer de manière individuelle. En effet, la température varie sur une large plage dans l'installation, depuis 40°C dans l'absorbeur Jusqu' à 130 °C dans le rebouilleur pour les extrêmes. Toutefois, ces variations de température s'accompagnent de modifications importantes dans la chimie de la solution, et en particulier dans le taux de charge en gaz acide. En tenant compte à la fois du taux de charge et de la température. Il est possible de considérer que les principaux risques de corrosion sont rencontrés pour les forts taux de charge et les températures élevées. Ces conditions sont réunies principalement dans la ligne d'amine riche après l'échangeur thermique, et jusqu'à l'entrée du régénérateur.

- La concentration en produits de dégradation et contaminants

Il convient de distinguer les produits de dégradation basiques et les produits de dégradation acides. Les produits de dégradation basiques des amines sont issus principalement des réactions en chaîne de l'amine avec le CO₂ On peut citer, par exemple, les composés suivants HEOD (3-(2-hydroxyethyl)-2-oxazolidone), BHEP (N,N'-bis(2- hydroxyethyl)piperazine), THEED (N,N,N'-tris(2-hydroxyethyl)éthylènediamine). Les études sur la corrosivité par ces produits de dégradation sont assez anciennes, et concluent généralement à une absence de corrosivité spécifique. Les produits de dégradation acides sont issus principalement des réactions avec l'oxygène. Les principaux sont les sels d'acide oxalique, glycolique, formique ou acétique, qui sont des acides plus forts que l'acide carbonique. Ils ne sont donc pas régénérés thermique- ment dans le procédé, d'où leur désignation de Heat Stable Salts (HSS). L'effet de ces produits sur la corrosion est bien documenté par des essais de laboratoire ; ils provoquent une augmentation de la corrosion.

- La vitesse de circulation du solvant :

La vitesse de circulation du solvant ainsi que des conditions favorables à des turbulences (flash de gaz, zones d'injection de gaz...) peuvent provoquer des risques de corrosion-érosion. Cette forme de corrosion est spécifique aux aciers carbone, les nuances inoxydables étant nettement plus résistantes. Enfin, il est probable que ce type de corrosion soit aggravé par une trop grande teneur en produits de dégradation indiqués plus haut, certains de ces produits ont un effet chélatant du fer, et peuvent une mise en solution plus efficace et plus rapide des dépôts protecteurs contribuer comme soumis à érosion.

CHAPITRE IV

Analyses et Partie

expérimentale

IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à une exploration approfondie des propriétés et du comportement de l'huile TORADA, un fluide caloporteur essentiel au sein de la section huile chaude du complexe GP1Z de SONATRACH. Face aux défis posés par les environnements industriels à haute température et les contraintes hydrodynamiques, la compréhension précise des mécanismes de dégradation des matériaux est primordiale. Dans cette optique, des analyses expérimentales rigoureuses ont été menées sur des échantillons prélevés de l'huile TORADA. Ces investigations ont permis de caractériser ses attributs physico-chimiques et, de manière significative, d'identifier cette huile comme étant une Polyalphaoléfine (PAO) synthétique de haute performance. Cette classification est cruciale, car elle éclaire les propriétés intrinsèques de l'huile, telles que sa stabilité thermique exceptionnelle, sa faible densité, et sa viscosité optimisée pour les applications à haute température. En s'appuyant sur ces résultats expérimentaux, ce chapitre abordera les problématiques spécifiques de corrosion-érosion rencontrées dans les systèmes à huile chaude et proposera des stratégies innovantes et des solutions concrètes pour en prévenir et en contrôler efficacement les effets, garantissant ainsi l'intégrité et la durabilité des installations du complexe GP1Z.

IV.2. Historique et Importance des Huiles PAO dans l'Industrie

Les Polyalphaoléfines (PAO) représentent une classe majeure de lubrifiants synthétiques qui ont révolutionné de nombreuses applications industrielles et automobiles depuis leur introduction. Leur développement remonte aux efforts visant à créer des alternatives synthétiques aux huiles minérales traditionnelles, offrant des performances supérieures dans des conditions de fonctionnement extrêmes, en d'autre terme ce sont des lubrifiants synthétiques conçus pour surmonter les limites des huiles minérales, telles qu'une faible stabilité thermique, une volatilité élevée et des performances médiocres à basse température. Les PAO sont synthétisées par oligomérisation d'alpha-oléfines légères, le plus souvent le décène-1. Ce processus contrôlé permet d'obtenir des molécules hydrocarbonées saturées avec une structure ramifiée et une distribution de poids moléculaire étroite. Cette structure moléculaire uniforme et l'absence de liaisons insaturées, de soufre, d'azote et de composés aromatiques instables confèrent aux PAO leurs propriétés exceptionnelles. Historiquement, le développement des PAO a été motivé par les besoins de l'industrie aéronautique et spatiale, où les lubrifiants devaient fonctionner de manière fiable sur une large plage de températures et sous des contraintes mécaniques sévères. Par la suite, leurs avantages ont été reconnus dans d'autres secteurs exigeants. L'importance des huiles

PAO dans l'industrie moderne est multiforme et leur utilisation s'est étendue dans plusieurs secteurs.

IV.3. Rôle Spécifique de l'Huile TORADA dans le Complexe GP1Z

Dans le complexe GP1Z, l'huile TORADA joue un rôle important en tant que fluide caloporteur au sein du circuit d'huile chaude. Ce circuit est une composante essentielle du processus de traitement du GPL, notamment pour le réchauffage de divers équipements et fluides. L'efficacité et la fiabilité de ce système dépendent directement des propriétés et de la performance de l'huile utilisée. Dans le chapitre 1 on mentionne que l'huile TORADA TC, avec une densité de 0,804 à 124°C, est pompée depuis un collecteur d'aspiration par des pompes centrifuges. Ces pompes fonctionnent à une température légèrement supérieure à 120°C, avec une pression d'aspiration minimale de 1,6 kg/cm² et une pression de refoulement de 7 kg/cm². Cela indique que l'huile est soumise à des conditions de température et de pression significatives dès le début de son cycle dans le système. Après avoir été pompée, l'huile est dirigée vers la zone de convection d'un four à travers huit passes. Dans cette section, elle absorbe la chaleur des gaz d'échappement, ce qui constitue une étape de récupération d'énergie. Ensuite, l'huile se divise en deux ensembles de quatre lignes, formant un serpentin, pour atteindre la zone de radiation des deux chambres de combustion. C'est là que l'huile est chauffée à la température requise de 180°C. Cette élévation de température est critique pour les processus en aval. Une fois chauffée, l'huile TORADA sort par le haut du four pour alimenter plusieurs rebouilleurs et un préchauffeur final. Ces équipements sont essentiels pour le réchauffage de divers fluides et sections du complexe, tels que le dééthaniseur et le dépentaniseur, et pour le réchauffage du gaz naturel à 280°C utilisé dans la section de déshydratation et pour la régénération des tamis moléculaires. Cela souligne l'importance de l'huile TORADA en tant que vecteur d'énergie thermique pour des opérations clés du GP1Z. Le circuit d'huile chaude est conçu avec des mécanismes de contrôle et de sécurité. Le collecteur d'aspiration des pompes est connecté à un ballon d'expansion, qui reçoit également le retour d'huile chaude des utilisateurs. Des filtres à panier sont installés sur les pompes pour retenir les particules indésirables, ce qui est crucial pour maintenir la propreté de l'huile et prévenir l'usure des équipements. Le débit recyclé est régulé par un contrôleur agissant sur une vanne, avec un point de consigne normal de 1150 m³/h. Des sécurités sont également en place, comme l'activation automatique d'une pompe de secours en cas de chute de débit et un interlock qui ferme la vanne de sécurité principale du gaz naturel si le débit d'huile est trop bas, garantissant ainsi un fonctionnement sûr et stable du système.[15]

IV.4. Analyses et résultat au laboratoire

Les analyses de laboratoire de l'huile TORADA, présentées dans le tableau ci-dessus, confirment les propriétés de l'huile polyalphaoléfine synthétique, une haute performance, ces analyses incluent :

Tableaux4 : Les analyses de laboratoire de l'huile TORADA

Analyses		Résultats
Viscosité		40°C → 46 mm ² /s 100°C → 7,9 mm ² /s
Indice de viscosité		>120
Point de congélation		< (-45)°C
Température d'utilisation	inférieur	> 240°C
Température d'utilisation	supérieur	-40°C
Point éclair		135°C
Densité		20°C → 0,83 g/cm ³

Analyses de la viscosité :

La **viscosité** c'est la mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Pour l'huile TORADA utilisée dans le GP1Z, nos résultats montrent :

- **46 mm²/s à 40°C** → Fluidité adaptée aux conditions froides.
- **7,9 mm²/s à 100°C** → Stabilité à haute température.
- **Indice de viscosité >120** → Excellente résistance aux variations thermiques

Ces analyses nous aident à : Prévoir l'usure des pipelines et à adapter les solutions anticorrosion :

- Une viscosité trop basse à chaud ($\leq 5 \text{ mm}^2/\text{s}$) réduit le film lubrifiant → accélère l'érosion
- Une viscosité trop haute à froid ($\geq 60 \text{ mm}^2/\text{s}$) augmente la pression → fatigue mécanique
- Nos résultats (**7,9 mm²/s à 100°C**) confirment que l'huile reste stable dans les conditions opérationnelles du GP1Z ($\leq 135^\circ\text{C}$)
- Risque résiduel : La faible viscosité à chaud peut faciliter l'entraînement de particules abrasives (sable).

1. Point de congélation :

C'est la température à laquelle l'huile commence à se solidifier, formant des cristaux qui peuvent obstruer les pipelines ou endommager les pompes. Les résultats obtenus nous serviront à faire :

- **Prévention des blocages :** Dans les zones désertiques du GP1Z, les températures nocturnes peuvent approcher -30°C . Un point de congélation bas ($< -45^\circ\text{C}$) garantit que l'huile reste fluide même en conditions extrêmes
- **Compatibilité avec les additifs :** Certains inhibiteurs de corrosion perdent leur efficacité si l'huile cristallise.

Résultat obtenu et efficacité pour le complexe GP1Z :

Point de congélation $< -45^\circ\text{C}$ → Excellente résistance au froid

○ **Avantages pour GP1Z :**

- Pas de risque de gel dans les sections exposées du pipeline (même en hiver saharien)
- Compatibilité avec les additifs anticorrosion (pas de précipitation à basse température)
- Réduction des coûts de chauffage des conduites

2. Température inférieure d'utilisation :

C'est la limite minimale à laquelle l'huile conserve :

- Sa fluidité optimale
- Ses propriétés lubrifiantes
- Sa stabilité chimique

Tout ça sans risque de dégradation ou de perte de performance.

Résultat obtenu et efficacité pour le complexe GP1Z

Température inférieure d'utilisation : (- 40°C)

○ **Avantages pour GP1Z :**

- Un avantage de fonctionnement garantis dans 99% des conditions climatiques du **GP1Z**
- Evite l'épaississement qui pourrait créer des chutes de pression anormal ou endommager les joints d'étanchéité
- Permettre des arrêts prolongés en hiver sans drainage

3. Température supérieure d'utilisation :

Elle représente la limite thermique maximale ou l'huile conserve :

- Sa stabilité chimique
- Son pouvoir lubrifiant optimal
- L'intégrité de ses aditifs

Tout ça sans risque de dégradation accélérer

Résultat obtenu et efficacité pour le complexe GP1Z :

Température supérieure d'utilisation : 135°C

○ **Avantages pour GP1Z :**

- Maintenir des propriétés anticorrosion jusqu'à la limite
- Adéquation avec les conditions opérationnelles
- Marge de sécurité de 15°C pour les situations exceptionnelles

4. Analyse de la Densité :

Représente la masse volumique de l'huile, influençant directement :

- Son comportement hydrodynamique dans les pipelines
- Sa capacité à maintenir les particules en suspension
- Son interaction avec l'eau et autres contaminants

Résultat obtenu et efficacité pour le complexe GP1Z :

Densité (20°) → 0,83 g/cm³

○ Avantages pour GP1Z :

- Efficacité du Transport
- Un meilleur débit dans les sections inclinées du réseau
- Compatibilité optimale avec les additifs anticorrosion

IV.5. Corrosion-Érosion dans les Systèmes à Huile Chaude

La corrosion-érosion est un mécanisme de dégradation complexe qui résulte de l'interaction synergique entre la corrosion chimique et l'érosion mécanique. Dans les systèmes industriels transportant des fluides, comme le circuit d'huile chaude du complexe GP1Z utilisant l'huile TORADA, ce phénomène peut entraîner une détérioration accélérée des matériaux, compromettant l'intégrité des équipements et la sécurité des opérations. Comprendre la problématique spécifique de la corrosion-érosion dans ce contexte est essentiel pour mettre en place des stratégies de prévention et de mitigation efficaces. Dans les systèmes à huile chaude, plusieurs facteurs contribuent à la corrosion-érosion.

- **La température élevée** est un facteur clé. Les réactions chimiques de corrosion sont généralement accélérées par l'augmentation de la température. De plus, une température élevée peut affecter la stabilité de l'huile elle-même, favorisant son oxydation ou sa dégradation thermique. Les produits de dégradation de l'huile, tels que les acides organiques, peuvent augmenter la corrosivité du fluide. Le document mentionne que l'huile TORADA est utilisée à des températures allant jusqu'à 180°C dans le four, et légèrement supérieures à 120°C au niveau des pompes. Bien que les PAO soient connues pour leur bonne stabilité thermique, des températures

prolongées à ces niveaux peuvent potentiellement entraîner une certaine dégradation, surtout en présence d'oxygène ou d'autres contaminants.

- **La vitesse d'écoulement du fluide** est un autre facteur déterminant de la corrosion-érosion. Une vitesse d'écoulement élevée peut augmenter le taux de transfert des espèces corrosives vers la surface du métal et emporter les couches passives protectrices qui pourraient se former. Dans les zones de turbulence, comme les coudes, les restrictions ou les sorties de pompe, l'effet érosif est amplifié. L'érosion mécanique due à l'écoulement peut enlever la couche de corrosion, exposant ainsi une nouvelle surface métallique à l'attaque chimique, créant un cycle auto-entretenu de dégradation. Le document indique un débit normal de 1150 m³/h dans le circuit d'huile, ce qui suggère des vitesses d'écoulement potentiellement élevées dans certaines sections, augmentant le risque d'érosion.
- **La présence de particules solides** dans le fluide exacerbe considérablement l'érosion. Même si l'huile TORADA est décrite comme ayant une pureté qualifiée et que le système est équipé de filtres, l'introduction ou la génération de particules (par exemple, particules d'usure, sédiments, produits de corrosion) n'est jamais totalement exclue dans un environnement industriel. Ces particules, entraînées par l'écoulement à grande vitesse, peuvent impacter la surface du métal, enlevant la couche protectrice ou le matériau lui-même, et exposant le métal à la corrosion. Le document mentionne spécifiquement que la faible viscosité de l'huile à chaud pourrait faciliter l'entraînement de particules abrasives comme le sable, soulignant ce risque particulier dans le contexte du GP1Z.
- **La composition de l'huile** et la présence de **contaminants** jouent également un rôle crucial. Bien que l'huile TORADA soit une PAO stable, la présence d'eau, même en faible quantité, peut être très préjudiciable. L'eau peut hydrolyser certains additifs ou réagir avec les produits de dégradation de l'huile pour former des composés acides. La présence de contaminants issus du processus (par exemple, traces de composés soufrés ou azotés du GPL, résidus de catalyseurs) peut également augmenter la corrosivité de l'huile. L'oxydation de l'huile en présence

d'oxygène dissous ou entraîné peut générer des acides organiques qui attaquent les surfaces métalliques.

Dans le contexte spécifique du complexe GP1Z et de l'utilisation de l'huile TORADA, le problème de la corrosion-érosion se concentre sur l'impact des **températures élevées, des vitesses d'écoulement** potentiellement importantes dans le circuit d'huile chaude, et du risque d'entraînement de **particules abrasives** facilité par la viscosité de l'huile à chaud. La dégradation potentielle de l'huile PAO et la présence de contaminants peuvent également contribuer à l'agressivité du milieu. La synergie de ces facteurs peut entraîner une usure accélérée des composants du circuit d'huile, tels que les tuyauteries, les pompes, les échangeurs de chaleur et les vannes, nécessitant des interventions de maintenance coûteuses et pouvant potentiellement conduire à des arrêts de production ou des incidents.

IV.6. Solution proposer contre la Corrosion-Erosion

Solution 1 : Optimisation de la Formulation de l'Huile par l'Ajout d'Inhibiteurs de Corrosion

L'ajout d'inhibiteurs de corrosion est une méthode éprouvée et très efficace pour prolonger la durée de vie de l'huile TORADA et protéger les surfaces métalliques du circuit d'huile chaude contre la corrosion. Ces additifs agissent en modifiant la surface du métal ou l'environnement corrosif, réduisant ainsi la vitesse de dégradation. L'objectif est d'intégrer des inhibiteurs qui n'influencent pas significativement les autres paramètres critiques de l'huile et maintiennent le rendement opérationnel.

1.1 Principes de Fonctionnement des Inhibiteurs de Corrosion : Les inhibiteurs de corrosion sont des substances chimiques qui, ajoutées en faibles concentrations à un fluide, réduisent ou préviennent la corrosion des matériaux avec lesquels le fluide est en contact. Leur mécanisme d'action peut être classé en plusieurs catégories :

1.1.1. Formation d'un film protecteur : C'est le mécanisme le plus courant. Les molécules d'inhibiteur s'adsorbent à la surface du métal, formant une couche mono moléculaire ou poly moléculaire qui agit comme une barrière physique, isolant le métal de l'environnement corrosif. Ce film peut être formé par chimisorption (liaisons chimiques fortes) ou physisorption (liaisons faibles).

1.1.2. Passivation : Certains inhibiteurs favorisent la formation d'une couche passive d'oxyde sur la surface du métal, rendant le métal plus résistant à l'attaque corrosive. Ces inhibiteurs sont souvent des oxydants qui déplacent le potentiel de corrosion vers des valeurs plus nobles.

1.1.3. Neutralisation ou modification de l'environnement : Des inhibiteurs peuvent réagir avec les espèces corrosives présentes dans l'huile (par exemple, les acides) pour les neutraliser ou les rendre inoffensives. D'autres peuvent modifier les propriétés du fluide, comme le pH, pour le rendre moins agressif.

Dans le contexte des huiles lubrifiantes comme l'huile TORADA, les inhibiteurs agissent principalement par formation de film et par neutralisation des produits de dégradation acides. Pour les systèmes à haute température, la stabilité thermique de l'inhibiteur est primordiale pour garantir son efficacité sur le long terme.

1.2. Types d'Inhibiteurs Adaptés aux Huiles PAO

Pour les huiles Polyalphaoléfinées (PAO) utilisées dans des environnements à haute température comme le GP1Z, il existe plusieurs classes d'inhibiteurs tel que :

1.2.1. Inhibiteurs de rouille (Rust Inhibitions) : Ce sont des composés polaires qui s'adsorbent sur les surfaces métalliques pour former un film hydrophobe, empêchant l'eau et l'oxygène d'atteindre le métal. Les sulfonâtes de calcium et de baryum, les acides carboxyliques (par exemple, les acides gras) et leurs sels, ainsi que les amines sont couramment utilisés. Pour les PAO, des inhibiteurs à base d'esters de phosphate ou d'amines peuvent être efficaces

1.2.2. Inhibiteurs de corrosion (Corrosion Inhibitions) : Plus spécifiques que les inhibiteurs de rouille, ils ciblent des mécanismes de corrosion particuliers. Les dérivés du benzotriazole et du tolyltriazole sont d'excellents désactivateurs de métaux jaunes (cuivre, bronze) et peuvent également offrir une protection contre la corrosion de l'acier. Les amines et les amides peuvent neutraliser les acides formés par l'oxydation de l'huile.

1.2.3. Antioxydants : Bien que leur rôle principal soit de prévenir l'oxydation de l'huile, ils contribuent indirectement à la protection contre la corrosion en limitant la formation de produits acides. Les antioxydants phénoliques (par exemple, BHT, BHA) et aminiques (par exemple,

diphénylamine) sont stables à haute température et sont souvent utilisés en synergie avec d'autres inhibiteurs.

1.3. Considérations pour l'Huile TORADA et le Contexte GP1Z

L'intégration d'inhibiteurs dans l'huile TORADA doit prendre en compte plusieurs aspects pour garantir l'efficacité et la compatibilité avec le système :

- **Stabilité Thermique** : Les inhibiteurs doivent être stables aux températures de fonctionnement du circuit d'huile chaude (jusqu'à 180°C) pour ne pas se dégrader et perdre leur efficacité. Les inhibiteurs à base de phosphate, de tolyltriazone et certains acides organiques sont reconnus pour leur bonne stabilité thermique

- **Compatibilité avec l'Huile de Base PAO** : L'inhibiteur doit être soluble et stable dans l'huile de base PAO sans provoquer de sédimentation, de séparation de phase ou de réactions indésirables.

- **Compatibilité avec les Matériaux du Système** : L'inhibiteur ne doit pas être corrosif ou dégradant pour les matériaux des joints, des tuyaux, des pompes et des autres composants du circuit.

- **Synergie des Additifs** : Souvent, une combinaison de plusieurs types d'inhibiteurs et d'antioxydants est plus efficace qu'un seul additif, grâce à des effets synergiques. Un formateur d'additifs peut aider à développer un package optimisé.

Solution 2 : Optimisation des Paramètres Opérationnels (Vitesse d'Écoulement et Température)

La corrosion-érosion est fortement influencée par les conditions hydrodynamiques et thermiques du fluide. Une modification judicieuse de la vitesse d'écoulement et de la température peut réduire significativement l'agressivité du milieu sans compromettre le rendement global du processus. L'objectif est de trouver un équilibre entre la performance du système et la protection des équipements.

I. Influence de la Vitesse d'Écoulement sur la Corrosion-Érosion :

La vitesse d'écoulement du fluide a un impact direct sur le mécanisme d'érosion et sur le transport des espèces corrosives. À des vitesses faibles, la corrosion est le phénomène dominant. À des vitesses très élevées, l'érosion mécanique prédomine, et elle peut emporter les couches passives protectrices, exposant continuellement le métal à l'attaque corrosive. Il existe une vitesse critique au-delà de laquelle la corrosion-érosion devient significative.

1) **Mécanisme** : L'écoulement turbulent et les vitesses élevées augmentent le cisaillement à la surface du métal. Ce cisaillement peut arracher les produits de corrosion formés (couches d'oxyde, films passifs) ou même le matériau métallique lui-même, exposant une surface fraîche à l'attaque chimique. La présence de particules solides (même fines) dans l'huile, comme mentionné pour l'huile TORADA, exacerbe cet effet abrasif.

2) Considérations Pratiques

Réduction de la Vitesse : Diminuer la vitesse d'écoulement dans les sections critiques (coudes, vannes, zones de changement de section) peut réduire l'érosion. Cela peut impliquer l'augmentation du diamètre des tuyauteries dans ces zones ou l'optimisation des profils d'écoulement.

Optimisation des Pompes : S'assurer que les pompes fonctionnent à leur point d'efficacité maximale pour éviter la cavitation, qui est une forme d'érosion très agressive. Lissage des Surfaces : Réduire la rugosité des surfaces internes des tuyauteries et des composants peut diminuer les zones de turbulence et l'adhérence des particules.

II. Influence de la Température sur la Corrosion-Érosion

La température affecte à la fois la cinétique de la corrosion chimique et les propriétés physiques de l'huile (viscosité, stabilité)

1) Mécanisme

Accélération des Réactions Chimiques : En général, une augmentation de la température accélère les réactions de corrosion. La loi d'Arrhenius décrit cette relation : la vitesse de réaction augmente exponentiellement avec la température.

Dégradation de l'Huile : Des températures excessives peuvent accélérer l'oxydation thermique de l'huile TORADA, même si c'est une PAO. Cette oxydation génère des produits acides (acides carboxyliques) qui augmentent la corrosivité du fluide. La formation de boues et de dépôts à haute.

Modification de la Viscosité : La viscosité de l'huile diminue avec l'augmentation de la température. Une viscosité trop faible peut réduire la capacité de l'huile à former un film lubrifiant protecteur et à transporter efficacement les particules, augmentant ainsi le risque d'érosion.

2) Considérations Pratiques

Optimisation de la Température de Fonctionnement : Si possible, maintenir la température de l'huile au niveau le plus bas compatible avec les exigences du processus. Cela réduit la cinétique de corrosion et la dégradation de l'huile.

Contrôle Précis de la Température : Utiliser des systèmes de contrôle de température robustes pour éviter les surchauffes localisées ou les fluctuations importantes qui peuvent stresser l'huile et les matériaux.

Refroidissement Efficace : S'assurer que les systèmes de refroidissement (échangeurs de chaleur) est dimensionnés et maintenus correctement pour dissiper l'excès de chaleur.

Solution 3 : Sélection Avancée des Matériaux et Traitements de Surface

La résistance intrinsèque des matériaux en contact avec l'huile TORADA est un facteur déterminant dans la prévention de la corrosion-érosion. Au-delà de l'optimisation de l'huile et des paramètres opérationnels, le choix de matériaux plus performants et l'application de traitements de surface peuvent offrir une protection durable, en particulier dans les zones les plus sollicitées du circuit d'huile chaude.

3.1. Limites des Matériaux Standards et Nécessité d'Alternatives

Les aciers au carbone, couramment utilisés dans les infrastructures industrielles en raison de leur coût et de leur facilité de fabrication, présentent des limites significatives face à la corrosion-érosion. Leur résistance à la corrosion est faible en présence d'agents corrosifs (acides, eau) et

leur dureté relativement basse les rend vulnérables à l'érosion mécanique, surtout en présence de particules solides et de vitesses d'écoulement élevées. Dans le contexte du circuit d'huile chaude du GP1Z, où l'huile TORADA peut potentiellement entraîner des particules abrasives et où des produits de dégradation peuvent se former, ces matériaux peuvent subir une dégradation accélérée. Pour contrer cela, il est impératif d'envisager des matériaux ayant une meilleure résistance à la fois à la corrosion chimique et à l'érosion mécanique.

3.2. Sélection de Matériaux Résistants

Le choix des matériaux doit être basé sur une analyse approfondie des conditions de service (température, pression, composition de l'huile, présence de contaminants) et des mécanismes de dégradation spécifiques. Voici des alternatives potentielles :

3.2.1. Aciers Inoxydables

- 1. Aciers Inoxydables Austénitiques (ex: 316L) :** Le 316L est un acier inoxydable contenant du molybdène, ce qui lui confère une meilleure résistance à la corrosion par piqûres et à la corrosion caverneuse par rapport à au 304L, notamment en présence de chlorures ou d'acides. Sa couche passive de chrome offre une excellente protection contre la corrosion chimique. Sa ductilité et sa ténacité le rendent également résistant à l'érosion modérée.
- 2. Aciers Inoxydables Duplex (ex: Duplex 2205, Super Duplex 2507) :** Ces aciers combinent les propriétés des aciers austénitiques et ferritiques, offrant une résistance mécanique supérieure et une excellente résistance à la corrosion sous contrainte et à la corrosion par piqûres. Leur microstructure biphasée les rend particulièrement résistants à l'érosion-corrosion dans des environnements agressifs. Ils sont idéaux pour les zones de forte turbulence ou de cisaillement.

3.2.2. Alliages de Nickel

Alliages à base de Nickel (ex: Inconel, Hastelloy) : Pour les conditions les plus sévères, où les températures sont très élevées et les fluides sont fortement corrosifs, les alliages de nickel offrent une résistance exceptionnelle. Ils forment des couches passives très stables et sont extrêmement résistants à la corrosion par piqûres, la corrosion caverneuse, la corrosion sous contrainte et l'érosion-corrosion. Leur coût est cependant significativement plus élevé.

3.3. Traitements de Surface pour une Protection Accrue : Les traitements de surface permettent d'améliorer les propriétés de la surface d'un matériau sans modifier ses propriétés de masse. Ils sont particulièrement utiles pour protéger des composants complexes ou pour des applications où le coût d'un matériau noble sur toute la pièce est prohibitif

3.3.1. Revêtements (Coatings)

1. Revêtements Polymères (ex: PTFE, PEEK) : Ces revêtements offrent une excellente résistance chimique, un faible coefficient de frottement et des propriétés anti-adhérentes. Ils peuvent protéger contre la corrosion et réduire l'érosion en diminuant l'interaction entre le fluide et la surface. Ils sont limités par leur température de service maximale.

2. Revêtements Céramiques (ex: Carbure de Tungstène, Oxyde de Chrome) : Appliqués par des techniques comme la projection thermique (HVOF, plasma), ces revêtements confèrent une dureté et une résistance à l'usure exceptionnelles. Ils sont très efficaces contre l'érosion par particules et peuvent également améliorer la résistance à la corrosion grâce à leur inertie chimique. Ils sont particulièrement adaptés aux zones soumises à un fort impact de particules

3. Revêtements Métalliques (ex: Nickel Chimique, Chrome Dur) : Le nickelage chimique (sans courant) peut déposer une couche uniforme de nickelphosphore qui offre une bonne résistance à la corrosion et à l'usure. Le chromage dur est connu pour sa dureté et sa résistance à l'abrasion.

3.4. Traitements Thermo-chimiques (Surface Hardening)

1. Nituration et Carbonituration : Ces processus diffusent de l'azote (et du carbone) dans la surface de l'acier, créant une couche durcie qui améliore significativement la résistance à l'usure et à la fatigue. Bien qu'ils n'améliorent pas directement la résistance à la corrosion chimique, une surface plus dure est moins susceptible d'être érodée, ce qui réduit l'exposition du matériau sous-jacent à la corrosion.

3.5. Considérations Pratiques et Mise en œuvre

Pour mettre en œuvre une solution efficace contre la corrosion-érosion dans le circuit d'huile chaude du GP1Z, une analyse coût-bénéfice rigoureuse doit être menée pour justifier l'investissement dans des matériaux avancés (tels que les aciers inoxydables, alliages nickel-chrome ou céramiques) et des traitements de surface (revêtements thermiques, CVD/PVD, ou polymères fluorés), en évaluant leur impact sur la durée de vie des équipements, la réduction des

temps d'arrêt et l'amélioration de la sécurité. L'application doit être ciblée sur les zones critiques identifiées par l'analyse du système, comme les coudes, les impellers de pompes, les vannes et les zones de forte turbulence. Une préparation minutieuse de la surface (nettoyage, dégraissage, sablage) est essentielle pour garantir l'adhérence et la performance des revêtements. Par ailleurs, des inspections régulières (visuelles, ultrasons, etc.) et une maintenance proactive sont nécessaires pour détecter et réparer les dommages éventuels. En combinant une sélection optimale des matériaux pour les nouveaux équipements et l'application de traitements de surface sur les composants existants, il est possible d'améliorer significativement la résistance à la corrosion-érosion, prolonger la durée de vie des installations et optimiser la fiabilité opérationnelle du circuit.

Conclusion Générale

Le présent travail a exploré en profondeur la problématique de la corrosion-érosion au sein des systèmes de transfert de chaleur du complexe GPZ de SONATRACH, avec un focus particulier sur l'huile TORADA. Cette étude a permis de mettre en lumière l'importance stratégique de ce fluide caloporteur, identifié comme une Polyalphaoléfine (PAO) synthétique de haute performance, et de comprendre les défis inhérents à son utilisation dans un environnement industriel caractérisé par des températures élevées et des contraintes d'écoulement significatives. Nous avons d'abord contextualisé le complexe GPZ, soulignant son rôle pivot dans l'industrie algérienne des hydrocarbures et la complexité de ses opérations de traitement du GPL. La fiabilité et la durabilité de ses infrastructures sont primordiales pour assurer une production continue et sécurisée. Dans ce cadre, la section huile chaude, où l'huile TORADA circule, représente un maillon essentiel dont l'intégrité est constamment menacée par des phénomènes de dégradation. L'analyse expérimentale de l'huile TORADA a confirmé ses propriétés exceptionnelles en tant que PAO, notamment sa stabilité thermique remarquable, sa faible densité, sa viscosité optimisée et sa haute pureté. Ces caractéristiques la rendent idéale pour les applications de transfert de chaleur. Cependant, même un fluide de cette qualité n'est pas à l'abri des interactions complexes avec les matériaux des équipements, conduisant à la corrosion-érosion, un mécanisme de dégradation synergique où l'action mécanique de l'écoulement et les réactions électrochimiques s'amplifient mutuellement. Face à cette problématique, trois solutions complémentaires et pragmatiques ont été proposées, chacune visant à renforcer la résilience des systèmes :

L'ajout d'inhibiteurs de corrosion : Cette approche consiste à introduire des substances chimiques qui forment une couche protectrice sur les surfaces métalliques, réduisant ainsi la vitesse de corrosion. L'intégration d'inhibiteurs spécifiquement formulés pour les huiles PAO et les conditions de haute température peut prolonger significativement la durée de vie de l'huile et des équipements, sans altérer les autres paramètres opérationnels cruciaux.

L'optimisation des paramètres opérationnels : La modification de la vitesse d'écoulement et de la température est des leviers puissants pour atténuer la corrosion-

érosion. En ajustant ces paramètres dans des limites acceptables, il est possible de minimiser l'agressivité du milieu et de réduire l'usure mécanique, tout en maintenant l'efficacité et le rendement global du processus. Cela nécessite une compréhension approfondie de la dynamique des fluides et de la cinétique des réactions.

La sélection avancée des matériaux et des traitements de surface : Le choix de matériaux intrinsèquement plus résistants à la corrosion-érosion (tels que certains aciers inoxydables duplex ou superalliages) et l'application de revêtements protecteurs (polymères, céramiques, carbures) constituent une barrière physique efficace contre la dégradation. Bien que potentiellement plus coûteuses à l'investissement initial, ces solutions offrent une durabilité accrue et réduisent les besoins de maintenance à long terme.

En somme, la gestion de la corrosion-érosion dans les systèmes à huile chaude du GPZ est un défi multidisciplinaire qui requiert une approche intégrée. La combinaison de ces stratégies – protection chimique de l'huile, ajustement des conditions de fonctionnement et renforcement des matériaux – est essentielle pour garantir la fiabilité, la sécurité et la performance économique des installations. Ce travail souligne l'importance d'une veille technologique constante et d'une adaptation continue des pratiques pour faire face aux contraintes imposées par des environnements industriels de plus en plus exigeants. Les connaissances acquises et les solutions proposées contribuent non seulement à l'optimisation des opérations du GPZ, mais offrent également des perspectives applicables à d'autres industries confrontées à des problématiques similaires avec les fluides caloporteurs à base de Polyalphaoléfines.

Références

- [1] -Manuel Opérateur. (2003). Département technique, Service des études, Complexe GP1/Z - ARZEW 2003.
- [2] - Manuel Opérateur GP1/Z, Généralités ; section de récupération BOG propane formation DRH
- [3] – FAREZ, A .SENINA, M.(2010). Étude problème du mauvais refroidissement de l'échangeur E0034 dans la section BOG propane (complexe GP1/Z). Mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur. Spécialisé en GNL. Algerian
- [4] -Ministère de l'Énergie Algérie <http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=609>.
visite : 16/08/19.
- [5] -Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G., Virmani Y.P., Payer J.H., (March 2002),.
- [6] Ibrahim I, 2008. La corrosion induite par courant alternatif sur les canalisations enterrées sous protection cathodique. Thèse de Doctorat : Génie des procédés et haute technologie. Université Pierre et Marie Curie, 209p.
- [7]
- [8] -Group limited Canada'' -PII. Rapport d'inspection en ligne et diagnostic. Direction de traitement de canalisation (DRC) SONATRACH. ARZEW.
- [9] -Kishawy H.A., Gabbar H.A., (2010), Review of pipeline integrity management practices.Int. J. Press. Vessels Pip., 87, 373–380.
- [10] - SAHRAOUI Yacine,(2014) optimisation des méthodes d'inspection des pipes, thèse de Doctorat.
- [11] -Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G., Virmani Y.P., Payer J.H., (March 2002),.
- [12] --Younger, A-H .Eng. (2004). Natural Gas Processing Principles and Technology part II, Thimm Engineering, and Calgary.
- [13] -Mehanna.M. Mécanismes de transfert direct en corrosion microbienne des aciers. Thèse de Doctorat Insitut National Polytechnique de Toulouse France, 2009.
- [14] -Bahije.L, Benyahia.H, Hamzaoui.S Bengueddour.R, Rerhrhaye.W, Abdallaoui.F, Zaoui.F . Comportement du NiTi en présence des bactéries orales : corrosion par le Streptococcus mutans. International orthodontiques. 2011; 9 :110-119.
- [15] -Manuel opératoire du complexe GP1/Z volume 2 [Système d'huile chaude]