

REPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POULAIRE



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE 20 AOUT 1955 SKIKDA

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE PETROCHIMIE

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

FILIERE : Industrie Pétrochimique

OPTION : Pétrochimie Et Procèdes Des Polymères

Thème :

**IDENTIFICATION D'UN DEPOT
D'ENCRASSEMENT AU NIVEAU DUTRAIN
DE PRECHAUFFE DE LA SECTION
HYDROTAITEMENT UNITE
MAGNAFOTMING DE LA RAFFINERIE DE
SKIKDA**

Présentés par :

LAIFA Rayane

Encadrée par :

Dr.SAADI Chahrazed

Année universitaire : 2022/2023.

Remerciement

Dieu merci de m'avoir donné la force, le courage et la patience pour réaliser ce travail

Je tiens à remercier mon encadreur **Dr. SAADI Chahrazed** pour l'orientation, la confiance, la patience, son aide et ses conseils précieux durant toute la période du travail.

Je traduis par la même occasion ma reconnaissance aux ingénieures du département technique Mme **BOUMAILA Kawther** et Mme **BOUGUERGOUR Amira** pour leur aide permanent et la prise en charge de tout mon besoin

A tout le personnel de l'unité 100 pour leur accueil et leur aide tout au long de la réalisation de ce travail.

Mes remerciements à tous les enseignants de département de pétrochimie d'avoir veiller au bon déroulement de notre formation.

Aux membres du jury qui me feront l'honneur de juger ce modeste travail.

Mes derniers remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour L'aboutissement de ce travail.

A tous ceux qui nous ont prêté main forte

Dédicace

Je dédie ce travail à :

A la mémoire de ma mère : Ta présence dans ma vie a été une lumière qui brille toujours, même si tu es partie trop tôt. Tu as été ma première enseignante ma confidente et mon inspiration, ce mémoire est donc une façon pour moi de te rendre hommage. Tu resteras a jamais gravée dans mon cœur ma chère maman. Que ton âme repose en paix

Mon très cher papa : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour toi. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation,

Mes chères sœurs Rima, Amira et Amel en reconnaissance de tous leurs encouragements permanant et leur soutien en toutes circonstances,

Mon frère Brahim pour son appui et son encouragement,

Une pensée toute particulière à mes neveux Adam, Yanis, Chahine, Leith et ma nièce Dania à qui je souhaite un avenir promettant,

Celle avec qui j'ai passé des moments inoubliables mes chères Ibtissam et Racha,

A tous mes amis et camarades promo 2018, votre rencontre à fait de cette formation la plus belle expérience.

A tous ceux que j'aime.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués et le fruit de votre soutien infallible

RAYANE

Résumé

Ce mémoire se concentre sur l'analyse et l'identification d'un dépôt d'encrassement prélevé dans un train d'échangeur de naphta de la section hydrotraitement de l'unité reforming de la raffinerie de Skikda, en vue de comprendre sa composition et ses propriétés physico-chimiques, et son mécanisme de formation. Le dépôt d'encrassement a été analysé en utilisant différentes techniques analytiques telles que la spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR), la diffraction des rayons X (DRX), la spectroscopie d'énergie dispersée (EDX) et la perte en masse. Ces analyses ont permis d'identifier les composants chimiques présents dans le dépôt, ainsi que d'évaluer sa structure. Les résultats ont révélé la présence de diverses espèces chimiques telles que le carbone, des composés soufrés, et l'oxygène.

Summary

This thesis focuses on the analysis and identification of fouling deposits collected from a naphtha exchanger train in the hydroprocessing section of the reforming unit at Skikda refinery. The objective is to understand the composition, physicochemical properties, and formation mechanism of the fouling deposit. The fouling deposit was analyzed using various analytical techniques such as Fourier-transform infrared spectroscopy (FTIR), X-ray diffraction (XRD), energy-dispersive spectroscopy (EDX), and mass loss measurements. These analyses enabled the identification of the chemical components present in the deposit and the evaluation of its structure. The results revealed the presence of various chemical species, including carbon, sulfur compounds, and oxygen.

ملخص

تتركز هذه الرسالة على تحليل وتحديد ترسبات التلوث المأخوذة من قطار تبادل نفطة في قسم معالجة الماء في وحدة الإصلاح في مصفاة سكيكدة، بهدف فهم تركيبها وخصائصها الفيزيوكيميائية، وآلية تكوينها. تم تحليل ترسبات التلوث باستخدام تقنيات تحليلية مختلفة مثل الطيف الأشعة تحت الحمراء بتحويل فورييه (FTIR) وتفريق أشعة الأشعة السينية (XRD) وطيفية الطاقة المبعثرة (EDX) وفقدان الكتلة. أتاحت هذه التحاليل تحديد المكونات الكيميائية الموجودة في الترسب، وتقييم هيكلها. كشفت النتائج عن وجود أنواع كيميائية متنوعة بما في ذلك الكربون ومركبات الكبريت والأكسجين

LISTE DES ABREVIATION

API: American Association petroleum institute

DRX : diffraction des rayons x

EDX : Energie-Dispersion des rayons X

FTIR : infrarouge a transformé de fourrier

TEMA: Tubular Exchangers Manufacturer's

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : REPRESENTATION UNITE 100

Figure I.1 : Schéma simplifié de la section prétraitement de l'unité U-100.....	05
Figure I.2: Schéma simplifié de la section réactionnelle de l'unité U-100.....	08
Figure I.3 : Schéma de la section de Fractionnement de l'unité 100 (RAIK).....	16
Figure I.4 : Schéma simplifié de la section absorption U100	19

CHAPITRE II : GENERALITE SUR LES ECHANGEURS THERMIQUE.

Figure II.1: Principe de fonctionnement d'un échangeur.....	22
Figure II.2 : Échange de chaleur entre deux fluides dans un échangeur.....	22
Figure II.3 : Circulation à contre-courant.....	23
Figure II.4 : Circulation à co-courant.....	23
Figure II.5 : Circulation à courant croisé.....	23
Figure II.6 : Schéma et photographie d'un échangeur à double tubes.....	24
Figure II.7 : Schéma et photographie d'un échangeur à plaque.....	25
Figure II.8.: Échangeur monotube en serpentín.....	26
Figure II.9.: Échangeur coaxial.....	26
Figure II.10.: Échangeur à tube séparé.....	26
Figure II.11.: Échangeur à tube rapproché.....	27
Figure II.12.: Échangeur à tube ailette.....	27
Figure II.13 : Évaporateur à tubes courts et à panier.....	28
Figure II.14: Évaporateur à longs tubes verticaux et à gri.....	29
Figure II.15: Évaporateur à tube tombant.....	29
Figure II.16 : Évaporateur noyés et arrosé.....	30
Figure II.17: Condensation intérieur aux tubes.....	30
Figure II.18. : Schéma et photographie d'un échangeur à faisceau de tube et calandre....	31
Figure II.19 : Pas des tubes.....	31
Figure II.20 :Composition d'un échangeur tube calandre.....	32
Figure II.21 : Chambre de distribution de type A.....	33
Figure II.22 : Calandre de type E.....	33
Figure II.23 : faisceau de tube en U.....	34

CHAPITRE III : GENERALITE SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT

Figure III.1 : Représentation schématique de l'encrassement.....	44
FigureIII.2 : Procédé de nettoyage en continu par boules.....	45
Figure III.3 : Nettoyage à l'aide d'un pistolet hydraulique.....	46
Figure III.4 : Outil de nettoyage mécanique.....	46

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE.

FigureIV.1. : schéma et figure du train de préchauffe.....	47
FigureIV.2 : Schéma de l'échangeur de chaleur en fonctionnement.....	47
FigureIV.3 : Faisceau tubulaire colmaté de l'échangeur 100-E1A.....	49
FigureIV.4 : aspect du dépôt.....	52
FigureIV.5 : diffractogramme du dépôt.....	53
FigureIV.6 : spectre EDX du dépôt.....	54
FigureIV.7:L'aspect de l'échantillon avant calcination.....	56
FigureIV.8 : l'aspect de l'échantillon après avoir été exposé à une température de 525°C.....	56
FigureIV.9 : spectromètre SHIMADZU IRSpirit.....	57
FigureIV.10.Spectre FTIR du dépôt.....	59

Liste des tableaux

CHAPITRE III : GENERALITE SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT.

Tableau III.1 : Les types d'encrassement.....	39
TableauIII.2 : Action envisageable pour limiter l'encrassement dans les échangeurs De chaleur.....	43

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE

Tableau IV.1. : Caractéristique de l'échangeur 100-E-1(A-D)	48
TableauIV.2. Comparaison des paramètres entre désigne et avant arrêt.....	49
TableauIV.3: Caractéristique de la charge	51
Tableau IV.4 : la composition élémentaire par EDX.....	55

Tables des matières

Introduction générale.....	01
Chapitre I : présentation de l'unité magnaforming U-100.....	03
I.1. Introduction.....	03
I.2. Présentation des différentes sections de l'unité de magnaforming.....	03
I.2.1. Section d'hydrotraitement du naphta.....	03
I.2.2. Section réactionnelle.....	06
I.2.3. Section de fractionnement.....	10
I.2.3.1. Système de stabilisateur des magnaformats (colonne 100-C-4).....	10
I.2.3.2. Système de splitteur des magnaformats (colonne 100-C-5)	11
I.2.3.3. Système de splitteur du toluène des magnaformats (colonne 100-C-6).....	11
I.2.3.4. Système de splitteur de C ₄ /C ₅ des magnaformats (colonne 100-C-7).....	12
I.2.4. Section d'absorption du gaz net de magnaforming.....	17
CHAPITRE II : GENERALITE SUR LES ECHANGEURS THERMIQUE.	
II.1. Introduction.....	21
II.2. Définition d'un échangeur thermique.....	21
II.3. Les fonctions des échangeurs de chaleur.....	21
II.3.1. ÉCHANGEUR.....	21
II.3.2. CONDENSEUR.....	21
II.3.3. REBOUILLEUR.....	22
II.3.4. RÉCHAUFFEUR.....	22
II.3.5. COOLER.....	22
II.4. Principe de fonctionnement d'un échangeur de chaleur.....	22
II.5. Critères de classification des échangeurs.....	23
II.5.1. Classification selon le mode de circulation.....	23
II.5.1.1. Circulation à contre-courant.....	23
II.5.1.2. Circulation à co-courant (courant-parallèle)	23
II.5.1.3. Circulation à courants croisés.....	23
II.5.1.4. Circulation à courants mixte	24
II.5.2. Classification suivant la nature du matériau de la paroi d'échange.....	24
II.5.3. Classification selon le type d'appareillage.....	24
II.5.3.1. Échangeur coaxial (double tubes)	24
II.5.3.2. Échangeur à plaques.....	25

II.5.3.3.Échangeur Tubulaire.....	25
II.5.3.4.Échangeur avec un fluide changeant de phase.....	27
II.5.3.4.1.Évaporateurs tubulaires.....	28
-Évaporateurs à l'intérieur de tubes.....	28
-Évaporations à tubes verticaux.....	28
-Évaporateurs à tubes horizontal.....	29
- Évaporation à l'extérieur de tube.....	29
II.5.3.4.2.Condenseurs tubulaires.....	30
II.5.3.5.Les échangeurs à faisceau de tube et calandre.....	30
II.6.Technologie de l'échangeur de chaleur 100-E1(A/D).....	32
II.6.1.Les éléments constitutifs de l'échangeur à faisceau et calandre 100-E1(A/D).....	32
II.6.2.Type de chambre de distribution.....	33
II.6.3.Type de la calandre.....	33
II.6.4.Le faisceau de tubes.....	34
II.6.5.Plaques tubulaires.....	34
CHAPITRE III : GENERALITE SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT	
Introduction.....	35
III.1.Définition de l'encrassement.....	35
III.2.Différents types d'encrassement (classification).....	36
III.2.1.Encrassement particulaire.....	37
III.2.2.Entartrage.....	37
III.2.3.Encrassement dû à la corrosion.....	37
III.2.4.Encrassement biologique.....	38
III.2.5.Encrassement par réaction chimique.....	38
III.2.6.Encrassement par solidification.....	38
III.3.Nature du dépôt.....	39
III.3.1.Dépôt dur.....	39
III.3.2.Dépôt poreux.....	40
III.3.3.Dépôt mou.....	40
III.4.Les processus fondamentaux de l'encrassement (Mécanismes)	40
III.4.1.Initiation.....	40
III.4.2.ITransport des particules dans le fluide jusqu'au voisinage de la paroi.....	40
III.4.3.Adhésion des particules.....	40
III.4.4.Réentraînement des particules déposées.....	40

III.4.5. Vieillessement du dépôt.....	40
III.5. Facteurs affectent de l'encrassement.....	41
III.5.1. Paramètres de fonctionnement.....	41
III.5.1.1. Géométrie d'échangeur (Zones stagnantes).....	41
III.5.1.2. Effet de la vitesse.....	41
III.5.1.3. Effet de la température de surface.....	41
III.5.2. Paramètres de l'échangeur de chaleur	42
III.5.2.1. Structure et état de surface (Rugosité).....	42
III.5.2.2. Matériau de construction, corrosion	42
III.5.3. Propriétés des fluides.....	42
III.6. Prévention de l'encrassement dans les échangeurs.....	42
III.6.1. Pendant la phase de fabrication de l'échangeur et de sa mise en route.....	43
III.6.2. Pendant la phase de fonctionnement (en ligne).....	43
III.6.3. Pendant les phases d'arrêts (hors ligne).....	45
III.6.4.1. Nettoyage mécanique.....	45
III.6.5.2. Nettoyage chimique.....	46

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE

Introduction	47
IV.1. Description de l'échangeur 100-E-1 (A/D)	47
IV.1.1. Caractéristique de l'échangeur 100-E-1(A-D).....	48
IV.2. Influence de l'encrassement sur l'unité.....	48
IV.2.1. Situation de l'unité avant l'arrêt	49
IV.2.2. L'opération d'ouverture et d'extraction	49
IV.3. Etude sur le dépôt.....	50
IV.3.1. Comment identifier un dépôt inconnu.....	50
IV.3.2. Analyse charge Naphta B.....	51
IV.3.3. Analyse sur le dépôt.....	51
IV.3.3.1. Les propriétés physiques.....	51
IV.3.3.2. Analyse par diffraction des rayons x (DRX)	52
Principe d'analyse.....	52
Conditions d'analyse.....	52
Résultat de l'analyse.....	53
IV.3.3.3. Analyse par EDX.....	54
Principe d'analyse.....	54

Déroulement de l'analyse.....	54
Résultat d'analyse.....	54
IV.3.3.3.Analyse de perte en masse.....	55
Principe d'analyse.....	55
Condition de l'analyse.....	55
Résultat d'analyse.....	56
IV.3.3.4.Analyse par spectroscopie infrarouge a transformation de Fourier (FTIR).....	56
Préparation de l'échantillon pour l'analyse FTIR.....	57
Résultat de l'analyse.....	58
Discussion des résultats	58
IV.4.Mécanisme réactionnel de formation du coke sulfuré.....	59
IV.5.Recommandation.....	60
CONCLUSION GENERALE.....	61

INTRODUCTION GENERALE

Les échangeurs de chaleur sont parmi les équipements les plus utilisés dans le domaine pétrolier. Ce sont des équipements qui permettent la récupération d'énergie, le chauffage, le refroidissement et le rebouillage des produits circulant dans les différentes unités, qui permettent ainsi de diminuer la consommation en carburant et le refroidissement rapide de certains produits.

La circulation des fluides à l'intérieur de ces équipements associée aux changements de température provoque des phénomènes indésirables, mais aussi inévitables qui sont l'encrassement dû aux produits des réactions dans les échangeurs et/ou dégradation des matériaux constituant ces échangeurs.

Cet encrassement est le phénomène qui détériore les performances des échangeurs de chaleur causant une perte significative d'énergie, et donc d'argent. Il touche essentiellement à grande échelle les échangeurs à calandre et tubes de l'unité magnaforming Skikda en particulier le train de préchauffe de la section prétraitement qui connaît dernièrement un état d'encrassement très sévère dont la nature du dépôt est inconnu.

La présente étude a pour objectif d'identifier la composition et la nature chimique du dépôt récupéré au niveau de la surface des tubes des échangeurs 100-E-1(A-D). Comme première étape et de proposer des solutions pour éliminer ce phénomène ou plus en moins le réduire comme un deuxième point

La démarche adoptée dans cette étude repose sur plusieurs étapes :

- Ouverture des échangeurs et récupération du dépôt
- Observation et analyse
- Interprétation des résultats.
- Recommandations générales concernant l'encrassement.

Les techniques servant à la détermination de ces étapes seront détaillées ci-dessous.

Les techniques d'analyse sont expliquées et mises au point. L'observation et l'interprétation des résultats accompagnent évidemment cette démarche qui sera finalement résumée par une conclusion et recommandations.

Le travail que nous présentons dans ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres qui se terminent par une conclusion.

- Dans le premier chapitre nous allons décrire brièvement l'unité 100
- Le second présente des généralités sur les échangeurs de chaleur avec description d'un échangeur de chaleur de type faisceau calandre en U.
- Le troisième est consacré à l'étude des phénomènes de l'encrassement en général et dans les échangeurs en particulier.
- Les analyses et leurs interprétations seront décrites dans le quatrième chapitre.
- Des recommandations et une conclusion générale sur l'ensemble de ce travail viendra clôturer cette étude.

CHAPITRE I:
PRESENTATION
UNITE 100

I.1. Introduction

L'unité de magnaforming du projet de réhabilitation et d'adaptation de la raffinerie de SKIKDA (unité 100) peut être divisée en quatre sections comme suit:

- Section d'hydrotraitement du naphta.
- Section réactionnelle.
- Section de fractionnement.
- Section d'absorption du gaz net de magnaforming.

Durant le revamping, seulement les sections de réaction et fractionnement ont fait l'objet de revamping, cependant, la section d'hydrotraitement du naphta a subi la modernisation des instruments. Toute partie du splitteur des platformats est une nouvelle section pour le splitting des platformats provenant de l'unité 103. [1]

I.2. Présentation des différentes sections de l'unité de magnaforming

I.2.1 Section d'hydrotraitement du naphta

Le but de cette section est d'éliminer les impuretés contenues dans les différentes fractions pétrolières sous forme d'azote, oxygène, soufre en plus des métaux. Les impuretés représentent un poison temporaire ou permanent pour le catalyseur de magnaforming. En plus, elles sont nuisibles à la bonne qualité des produits obtenus pour des raisons de pollution et de corrosion. Le traitement de la charge se fait par absorption des métaux par le catalyseur, par contre l'élimination de l'azote, oxygène et soufre se fait par des réactions chimiques, telles que [1]:

- | | | | |
|--------------------------------|-----------------------------|-------------|----------------------------------|
| ▪ Désazotation
mole | $R - NH_2 \xleftarrow{H_2}$ | $RH + NH_3$ | $\Delta Q = + 13 \text{ kcal /}$ |
| ▪ Désulfuration
mole | $R - OH \xleftarrow{H_2}$ | $RH + H_2O$ | $\Delta Q = + 24 \text{ kcal /}$ |
| ▪ Désoxygénation | $R - RH \xleftarrow{H_2}$ | $RH + H_2S$ | $\Delta Q = + 17 \text{ kcal}$ |

/ mole La charge de cette unité le naphta « B » provenant des réservoirs de stockage 600-S-

20/21 alimente la section de prétraitement au moyen des pompes 100-P-2 A/B. Le flux derefoulement des pompes 100-P-2 A/B, avec le gaz de recyclage et le gaz d'appoint après le

préchauffage dans les trains d'échange 100-E-1 A-D et le réchauffeur à combustion 100 F-1 arrive au réacteur 100-R-1.

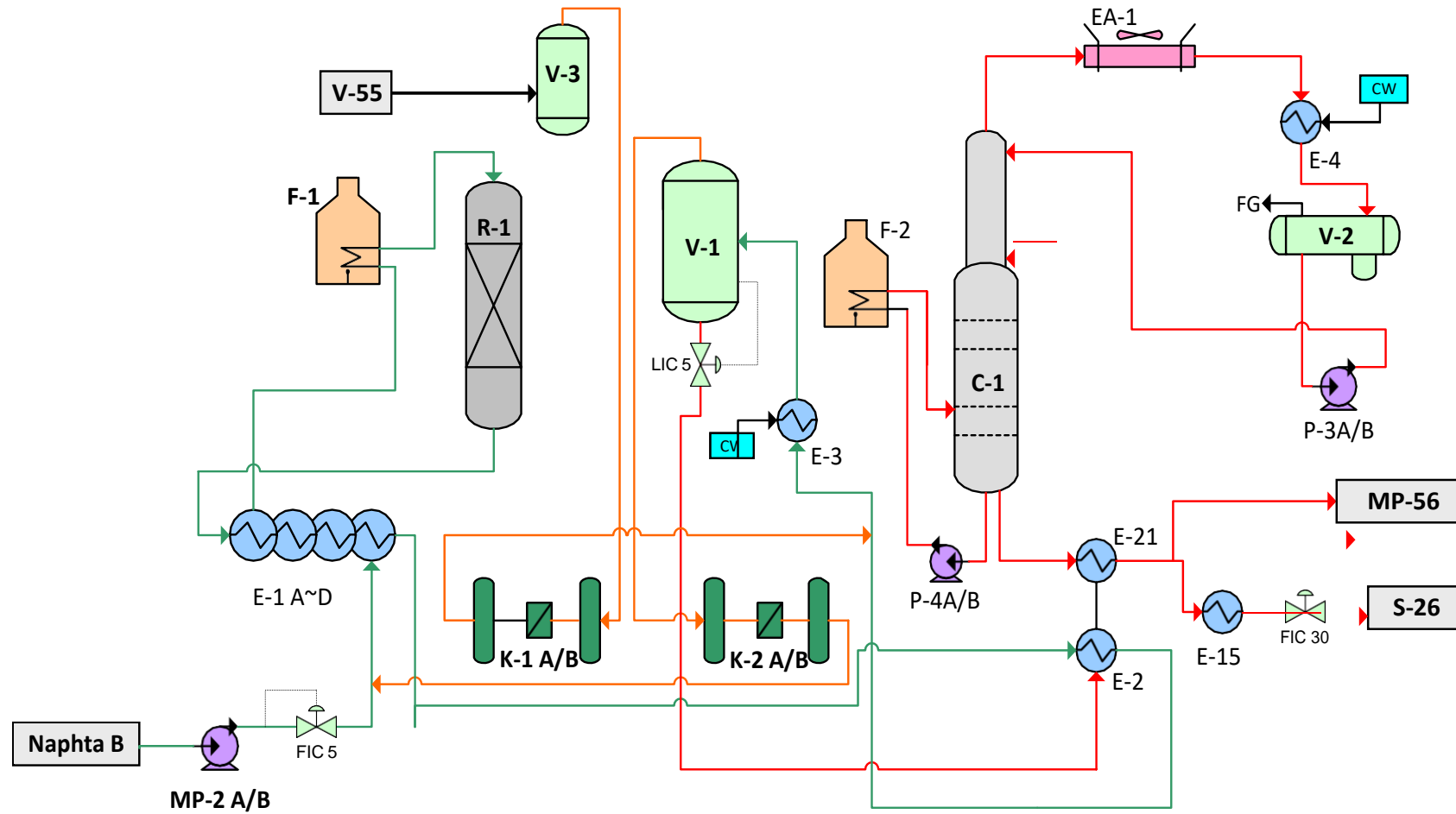
Les effluents de réacteur sont refroidis dans les flux de retour avec la charge dans les trains d'échange 100-E-1 A-D, l'échangeur 100-E-2, les refroidisseur 100-E-3 A/B, et ensuite arrivent au séparateur 100-V-1.

A partir de la tête du séparateur 100-V-1, le gaz est aspiré par les compresseurs de recyclage 100-K-2 A/B, tandis que l'excès de gaz est envoyé au collecteur de gaz combustible. A partir du fond, le produit liquide, après le préchauffage dans 100-E-2 et 100-E-21, va comme charge au strippeur 100-C-1, la chaleur d'appoint de la colonne de strippeur 100-C-1 est fournie par le rebouilleur de réchauffeur à combustion 100-F-2.

Les fractions légères et l' H_2S refroidis dans le refroidisseur à air 100-EA-1 et par la suite dans le refroidisseur à eau 100-E-4 arrivent à l'accumulateur de tête 100-V-2. A partir de la tête de 100-V-2, l' H_2S et les vapeurs sont déchargés au F.G, et le liquide condensé est envoyé par les pompes de reflux 100-P-3 A/B sous le contrôle de niveau à la tête du strippeur 100-C-1.

Les produits de fond du strippeur qui constituent le naphta désulfuré après le transfert de la chaleur à la charge dans les flux de retour au strippeur 100-C-1 sont aspirés par les pompes de charge de magnaforming 100-MP-56 A/B à la section de magnaforming. [1]

Figure I.1 : Section
prétraitement



I.2.2. Section réactionnelle

L'unité de magnaforming emploie un procédé semi-régénératif de magnaforming catalytique à lit fixe qui utilise les 4 lits de réacteur fonctionnant avec un profil montant de la température d'entrée de réacteur. Les deux réacteurs d'avance (lead reactors) contiennent moins de catalyseur (hautes vitesses spatiales) que les deux réacteurs de retard (lag reactors) et demandent moins d'hydrogène (ratio H_2/HC plus bas) afin de promouvoir la déshydrogénation du naphta aux aromatiques. Les deux réacteurs de retard contiennent la plupart du catalyseur et demandent la plus haute teneur en hydrogène dans leur alimentation pour limiter les taux de cokéfaction du catalyseur à cause de basses vitesses spatiales. Les températures d'entrée du réacteur de retard sont ajustée pour répondre à une teneur cible en aromatiques ou à l'indice d'octane dans le flux des réformât. [1]

Le naphta est alimenté à l'unité à partir du strippeur hydrotraiteur du naphta 100-C-1 via les nouvelles pompes de charge 100-MP-56 A/B. L'alimentation des pompes de charge coule à travers les filtres 100-X-51 A/B et est alimentée à l'échangeur d'alimentation combinée 100-E-65. Les filtres enlèvent des particules/débris et évitent le bouchage des barres de pulvérisation de liquide dans le nouvel échangeur de Packinox. Les filtres fonctionnent avec l'un en service et l'autre en attente. [1]

L'alimentation liquide et le gaz de recyclage sont alimentés indépendamment par l'échangeur d'alimentation combinée 100-E-65 (buses séparées). L'alimentation combinée part de l'échangeur, et entre dans le réchauffeur d'alimentation 100-F-4. Le réchauffeur d'alimentation augmente la température de l'alimentation combinée jusqu'à la température souhaitée d'entrée du réacteur 100-R-2, les effluents du réacteur 100-R-2 sont alimentés au 1^{er} réchauffeur 100-F-5, où la température de sortie est augmentée jusqu'à la température souhaitée d'entrée du réacteur 100-R-3, les effluents du réacteur 100-R-3 sont ensuite mélangés avec le gaz de recyclage du refoulement de 1^{er} étage du compresseur de recyclage

(100-TK-51) qui était réchauffé par 100-E-10 A/B, échangeur chaud I de gaz de recyclage/effluent de réacteur et 100-E-71 A/B, échangeur chaud II de gaz de recyclage/effluents de réacteur. Ensuite, le gaz mixte est alimenté au 2^{ème} réchauffeur 100-F-6, ce 2^{ème} réchauffeur réchauffe le flux combiné jusqu'à la température souhaitée d'entrée du réacteur 100-R-4. [1]

Les effluent du réacteur 100-R-4 sont alimentés au 3^{ème} réchauffeur ou la température de sortie augmente jusqu'à la température souhaitée d'entrée du réacteur 100-R-5. Les effluents du réacteur 100-R-5 sont utilisés pour réchauffer l'alimentation combinée et le gaz

Chapitre I : description de l'unité 100

de recyclage qui alimente les réacteurs de retard 100-R-4 et 100-R-5, en deux flux séparés.

Les effluents du 100-R-5, après splitting au gaz de recyclage de la chaleur, sont alimentés à l'échangeur d'alimentation combinée de Packinox 100-E-65. Les effluents de Packinox sont combinés avec les effluents provenant des échangeurs des effluents de réacteur/gaz de recyclage et ils sont alimentés à l'aérocondenseur des effluents 100-EA-3.

Les effluents provenant de 100-EA-3 alimentent les condenseurs de réglage des effluents 100-E-12 A/B/C, en suite ils alimentent le séparateur des produits 100-V-5 où les flux liquides et gazeux sont séparés. Toutes les vapeurs de 100-V-5 sont acheminées au nouveau compresseur à gaz de recyclage 100-TK-51, et le liquide est alimenté au stabilisateur. [1]

I.2.3. Section de fractionnement

La section de post-fractionnement de l'unité de magnaforming (unité 100) reçoit la charge d'alimentation principale du séparateur des produits 100-V-5 de la section de réaction de l'unité de magnaforming, les produits liquides de tête du débutaniseur 500-C-52 de l'unité d'isomérisation (unité 500), et les produits liquides de fond du débutaniseur 103-C-31 de l'unité 103 sont connectés au linge d'entrée de 100-C-4 en cas d'arrêt de la section de splitteur des plateformats. Ces lignes sont normalement hors-service (aucun flux). [1]

L'objectif de la section de post-fractionnement des magnaformats est de diviser les produits liquides de 100-V-5 (magnaformat) en coupe GPL, coupe C₅, coupe C₆, coupe C₇ et coupe C₈⁺, respectivement. La coupe C₆ sera acheminée vers l'unité de récupération des aromatiques (unité 200) comme charge d'alimentation aux fins de récupération des produits du benzène et du toluène à haute pureté. La coupe C₈⁺ sera acheminée vers l'unité de récupération du para-xylène (unité 400) comme charge d'alimentation afin de produire des produits du para-xylène à haute pureté. [1]

La coupe GPL, la coupe C₅ et la coupe C₇ sont acheminées à la limite de batterie comme des produits finaux. Les produits de vapeur de 100-C-53 (gaz net de magnaforming) sont également purifiés dans la section de post-fractionnement. Le gaz net purifié est principalement envoyé à l'unité HPU comme charge d'alimentation pour la génération des produits d'hydrogène à haute pureté. Le gaz net purifié à son tour est acheminé à l'unité d'hydrotraitement du naphta (NHU) pour l'hydrotraitement du naphta de distillation directe. [1]

I.2.3.1. Système de stabilisateur des magnaformats (colonne 100-C-4)

L'objectif du stabilisateur des magnaformats 100-C-4 est de séparer la coupe C₅ des magnaformats, pour minimiser la coupe C₅⁻ et maximiser la récupération du benzène dans les produits de fond. Le benzène dans le produit de tête net doit être minimisé. [1]

Le stabilisateur des magnaformats 100-C-4 contient les 39 plateaux de type de valve. Il y a trois différents emplacements d'alimentation disponibles pour adapter aux différentes compositions des magnaformats, au plateau #16, au plateau #20 et au plateau #24 respectivement. L'alimentation à la colonne combine les magnaformats de 100-V-5, le liquide du séparateur du gaz net de magnaforming 100-V-54, le liquide du séparateur du gaz net traité 100-V-55 et les produits liquides de tête du strippeur d'huile riche 100-C-3. Après le pré-réchauffement dans l'échangeur d'alimentation/fond 100-E-70, l'alimentation combinée entre dans la colonne au plateau #20 sous opération normale. [1]

La chaleur du fond de la colonne est fournie par le rebouilleur de stabilisateur des magnaformats 100-E-72. La vapeur à MP est utilisée comme moyen de réchauffage pour donner le rendement exigé. Les vapeurs de tête de la colonne entrent dans le condenseur à air 100-EA-54 suivi d'un refroidisseur de réglage 100-E-59 au moyen d'eau. [1]

Les non-condensables sont séparés du liquide dans le récepteur 100-V-6, et le liquide de 100-V-6 est pompé, au moyen des pompes de reflux 100-MP-63 A/B, en arrière à 100-C-4 comme reflux, et au splitteur de C₄/C₅ des magnaformats comme produit de tête net.

Les résidus nets de 100-C-4 sont refroidis dans l'échangeur d'alimentation/résidu 100-E-70 et envoyés au splitteur des magnaformats 100-C-5 pour le traitement ultérieur [1].

I.2.3.2. Système de splitteur des magnaformats (colonne 100-C-5)

L'objectif du splitteur des magnaformats 100-C-5 est de séparer la coupe C₆ de l'alimentation, pour maximiser la récupération du benzène dans le produit liquide de tête net. Le benzène dans le produit de fond doit être minimisé.

Le splitteur des magnaformats 100-C-5 a 37 plateaux de type de valve installés et un plateau de cheminée de fond. L'alimentation (produit de fond net du 100-C-4) entre dans la colonne au plateau #15 sous opération normale.

La chaleur du fond de la colonne est fournie par le rebouilleur de splitteur des magnaformats 100-F-9. Les vapeurs de tête de la colonne sont complètement condensées dans le condenseur à air 100-EA-5. La température des condensats contrôle la vitesse variable pour 50% de moteur des ventilateurs de 100-EA-5. Les condensats entrent dans le récepteur 100-V-11. Le liquide de 100-V-11 est pompé au moyen des pompes de reflux 100-MP-62 A/B en arrière à 100-C-5 comme reflux, et comme produit de tête net au refroidisseur de la coupe C₆ des magnaformats 100-E-73, ou il est refroidi au moyen d'eau de refroidissement puis déchargé au réservoir S-32 à OSBL (à l'extérieur de la limite de batterie) comme alimentation à l'unité de récupération des aromatique (unité 200). Les résidus nets sont envoyés au splitteur du toluène des magnaformats 100-C-6 pour le traitement ultérieur. [1]

I.2.3.3. Système de splitteur du toluène des magnaformats (colonne 100-C-6)

L'objectif du splitteur du toluène 100-C-6 est de séparer la coupe C₇ de l'alimentation pour maximiser la récupération du toluène dans le produit liquide de tête net et la récupération du xylène mixte dans le produit de fond soit maximisée.

Le splitteur du toluène 100-C-6 contient 49 plateaux de type de valve et un plateau de cheminée de fond. L'alimentation (produit net de 100-C-5) entre dans la colonne au plateau

#33 sous opération normale. La chaleur du fond de la colonne est fournie par le rebouilleur de splitteur du toluène 100-F-10.

Les vapeurs de tête de la colonne sont complètement condensées dans le condenseur à air 100-EA-6, la température des condensations contrôle la vitesse variable pour 50% de moteurs de ventilateurs de 100-EA-6.

Les condensats entrent dans le récepteur 100-V-12, le liquide de 100-V-12 est pompé au moyen des pompes de reflux 100-MP-58 A/B en arrière à 100-C-6 comme reflux, et comme produit de tête net au refroidisseur de la coupe du toluène des magnaformats 100-E-74, ou il est refroidi au moyen d'eau de refroidissement puis déchargé aux réservoirs de stockage 600-S-30/30 et 600-S-18/19 à OSBL.

Le résidu net (coupe de C_8^+ des magnaformat) est envoyé au réservoir d'alimentation 600-S-232 de l'unité de récupération du para-xylène (unité 400), après refroidissement jusqu'à la température ambiante dans le refroidisseur à air 100-EA-7, et le refroidisseur à eau 100-E-75. Un analyseur en ligne est installé sur la ligne de run-down (réseau entre l'unité de fabrication et le réservoir de recette) de la coupe C_8^+ pour surveiller la concentration du toluène. [1]

I.2.3.4. Système de splitteur de C₄/C₅ des magnaformats (colonne 100-C-7)

L'objectif du splitteur de C₄/C₅ des magnaformats 100-C-7 est de séparer la coupe C₄ (GPL) du produit liquide de tête net du stabilisateur des magnaformats 100-C-4, pour minimiser la coupe C₄ (GPL) dans le fond et maximiser la récupération de C₅ dans le produit de fond. La coupe C₅ dans le produit de tête net doit être minimisée.

Le splitteur de C₄/C₅ des magnaformats (100-C-7) contient 34 plateaux de type de valve, il y a deux différents emplacements d'alimentation disponibles pour adapter aux différentes compositions d'alimentation, au plateau #26 et au plateau #28 respectivement.

L'alimentation de la colonne est le produit liquide de tête net du stabilisateur des magnaformats 100-C-4. Après le préchauffage dans l'échangeur d'alimentation/fond 100-E-77, l'alimentation entre dans la colonne au plateau #26 sous opération normale.

La chaleur du fond de la colonne est fournie par le rebouilleur 100-E-61 de splitteur de C₄/C₅ des magnaformats. Une chicane à l'intérieur du rebouilleur sépare le liquide de fond du produit de fond net. La vapeur à MP est employée comme moyen de réchauffage pour donner le rendement nécessaire à la colonne.

Les vapeurs de tête de la colonne entrent dans le condenseur à air 100-EA-8 et en suite dans le condenseur de réglage 100-E-60. Le condensat est collecté dans le récepteur de tête

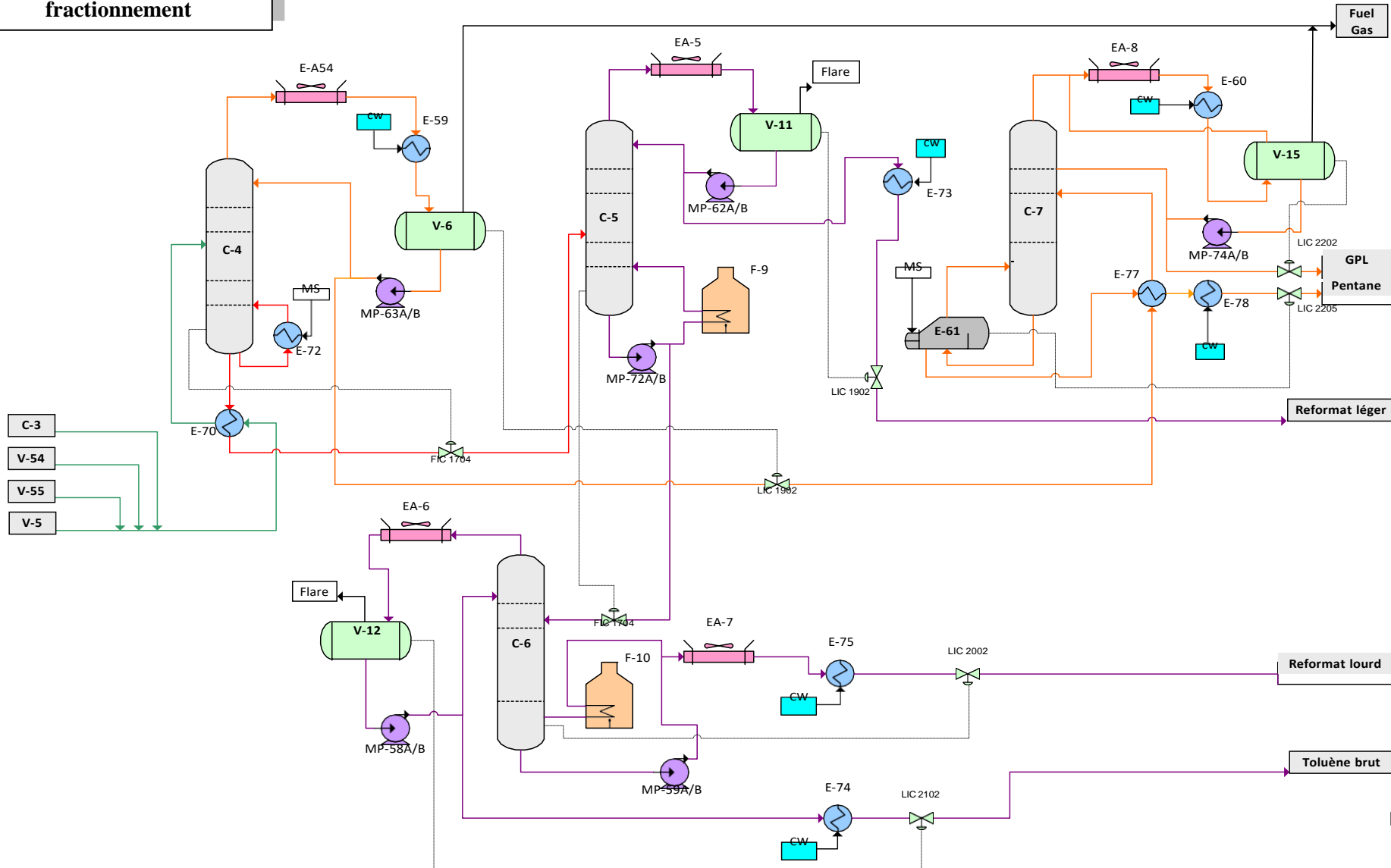
Chapitre I : description de l'unité 100

100-V-15, ou les non-condensables sont séparés du liquide dans le récepteur, et le liquide est pompé au moyen des pompes de reflux 100-MP-74 A/B en arrière à 100-C-7 comme reflux, et à 30-V-1 et 104-V-3 comme charge d'alimentation de la coupe de GPL.

Le flux de reflux est sous contrôle automatique local, et le produit de tête net est contrôlé par la boucle de contrôle de niveau du récepteur 100-V-15.

Le produit de fond net part du rebouilleur 100-E-61 sous le contrôle de niveau du rebouilleur, puis il est refroidi dans l'échangeur d'alimentation/fond 100-E-77 et le refroidisseur à eau de la coupe C₅ 100-E-78 et envoyé aux réservoirs de stockage 600-S-27/28 de la coupe C₅ à l'unité d'isomérisation. [1]

Figure I.3 : Section fractionnement



I.2.4. Section d'absorption du gaz net de magnaforming

Dans la section de réaction de magnaforming, le produit gazeux de 100-V-5 est envoyé au compresseur à gaz de recyclage de magnaforming 100-TK-51. Le gaz net de magnaforming est pris du refoulement du 1^{er} étage de 100-TK-51 sous le contrôle de pression (100-PV-1604) et envoyé au système d'absorption du gaz net dans la section de post-fractionnement pour purification.

L'objectif du système d'absorption du gaz net est de récupérer les hydrocarbures autant que possible du gaz net, ainsi que pour générer une charge d'alimentation plus pure pour l'unité HPU (unité 900) en termes de concentration d'hydrogène. Un flux d'huile pauvre est utilisé comme solvant pour extraire des hydrocarbures plus lourds du gaz net. Le gaz net du refoulement du 1^{er} étage de 100-TK-51 est à température relativement élevée que celle ambiante, c'est pour cela qu'il est refroidi d'abord dans le refroidisseur à eau du gaz net 100-E-63, ensuite envoyé au séparateur du gaz net des magnaformats 100-V-54. Un tamis contre les entraînements est installé au sommet de 100-V-54 pour démonter tout liquide entraîné éventuellement dans le flux de gaz.

Le condensat du 100-V-54 est envoyé à l'entrée de 100-C-4 pour récupération supplémentaire, et le flux de gaz de 100-V-54 est envoyé à la partie de fond de l'absorbeur du gaz net de magnaforming 100-C-53. Il s'agit d'une colonne de 25 plateaux de type de valve. Le solvant pauvre est fourni au sommet de la colonne et le flux de gaz net entre dans la colonne au fond. L'huile pauvre absorbe les hydrocarbures les plus lourds jusqu'à la limite de la solubilité relative sous la pression et la température de traitement.

Le gaz net traité provenant du sommet de 100-C-53 sera probablement réchauffé un peu à cause de l'émission de la chaleur d'absorption. Pour assurer la concentration d'hydrogène dans le gaz net traité, ce dernier est refroidie à nouveau dans le refroidisseur à eau du gaz net traité 100-E-64 puis envoyé au séparateur du gaz net traité 100-V-55. Un tamis contre les entraînements est installé au sommet de 100-V-55 pour démonter tout liquide entraîné éventuellement dans le flux de gaz.

Le condensat du 100-V-55 est envoyé à 100-C-4 pour récupération supplémentaire sous contrôle de niveau de 100-V-55 (100-LV-2304), et le gaz net traité (purifié) est envoyé à OSBL sous le contrôle de contre-pression.

La plupart du gaz net purifié est envoyé à l'unité HPU (unité 900) pour produire des produits d'hydrogène à haute pureté. Une partie de ce gaz est acheminé au collecteur de gaz combustible ou à 100-V-3 dans l'unité d'hydrotraitement du naphta (NHU) pour

l'hydrotraitement du naphta de distillation directe

L'huile riche (huile pauvre avec l'hydrocarbure absorbé du gaz net) est collectée au fond de 100-C-53, et envoyée au strippeur d'huile riche 100-C-3 sous contrôle de niveau(100-LV-2306). Avant d'arriver à 100-C-3, elle est combinée avec l'huile pauvre d'appoint au refoulement des pompes d'appoint d'huile pauvre 100-MP-69 A/B.

L'huile pauvre d'appoint est un sillage retiré des produits de coupe latérale refroidie desplitteurs du xylène 400-C-51 A/B de l'unité de récupération du paraxylène (unité 400). Elle est pompée au moyen de 100-MP-69 A/B, le taux d'huile pauvre d'appoint est sous contrôle de flux (100-FV-2306) au refoulement de 100-MP-69 A/B.

L'objectif du strippeur d'huile riche 100-C-3 est de séparer les hydrocarbures absorbés de l'huile riche et de générer de l'huile pauvre, qui est recyclé en arrière à la partie supérieure de 100-C-53, et cela pour établir le débit équilibré entre 100-C-53 et 100-C-3 avec ajustement de taux d'appoint d'huile pauvre. Normalement, cela est réalisé à travers la stabilisation du flux de fond net de 100-C-3.

Le strippeur d'huile riche 100-C-3 est une colonne avec 24 plateaux de type de valve, l'alimentation de cette colonne est l'huile riche combinée de l'absorbeur du gaz net 100-C-53. Après le préchauffage dans l'échangeur d'alimentation/fond 100-E-5, l'alimentation entre dans la colonne au plateau #10 sous opération normale.

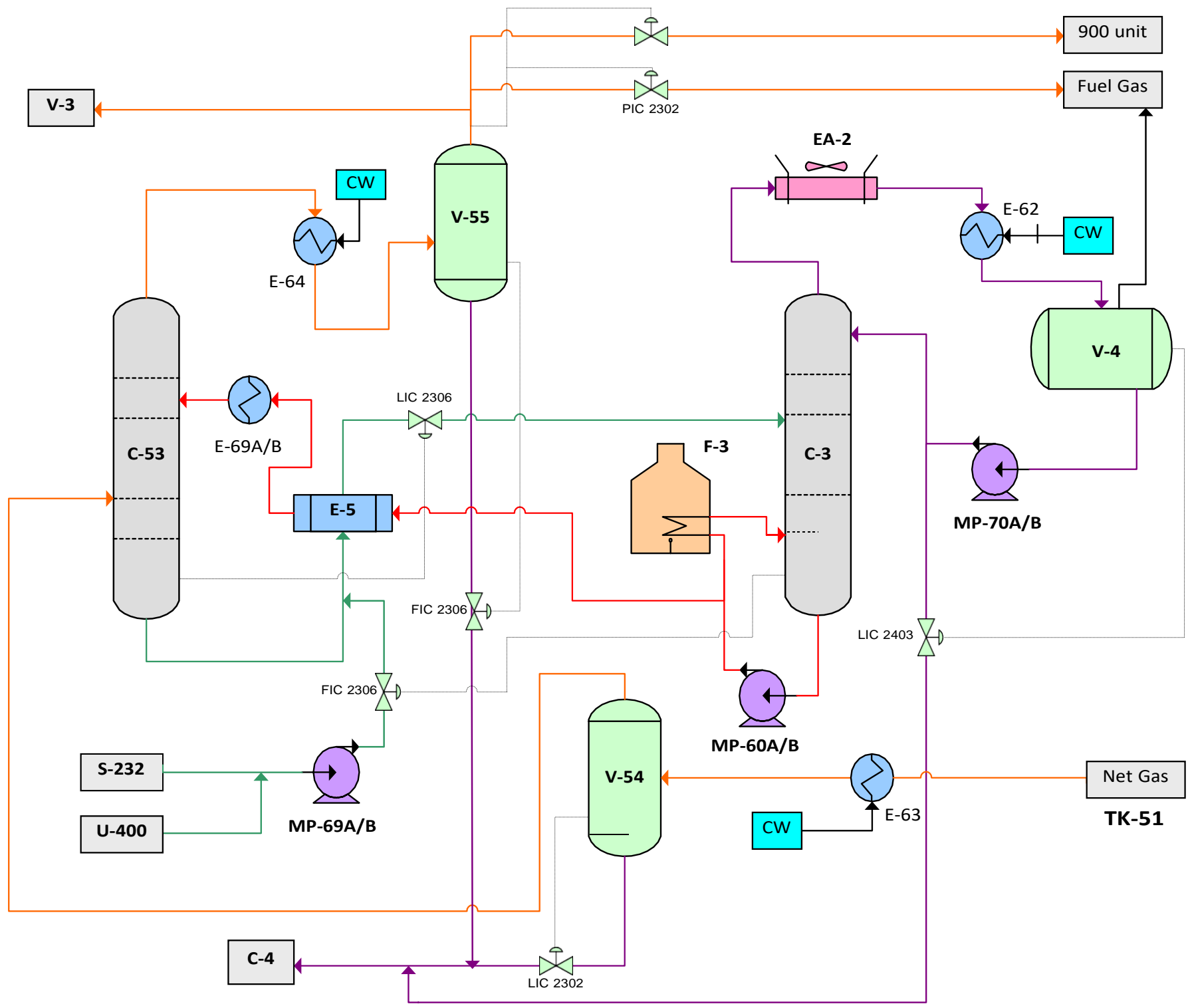
La chaleur du fond de la colonne est fournie par le rebouilleur de strippeur d'huile riche 100-F-3. Les vapeurs de tête de la colonne sont partiellement condensées dans le condenseur à air 100-EA-2 et ensuite dans le condenseur à eau 100-E-62.

Les non-condensables se séparent du liquide dans le récepteur de tête 100-V-4, et le liquide de 100-V-4 est pompé au moyen des pompes de reflux 100-MP-70 A/B en arrière à 100-C-3 comme reflux, et comme produit de tête net à 100-C-4 pour récupération supplémentaire. Le flux de reflux est sous contrôle automatique local, et le produit de tête net est contrôlé par la boucle de contrôle de niveau de 100-V-4. Le produit de fond net est envoyée à 100-C-53 comme huile pauvre, après refroidissement jusqu'à la température ambiante dans l'échangeur d'alimentation/fond 100-E-5 et ensuite dans le refroidisseur à eau

100-E-69

A/

Figure I.4 : Section absorption



CHAPITRE II:
GENERALITE SUR
LES
ECHANGEURS

Introduction :

Les procédés des industries pétrolières, pétrochimiques ou chimique demandant souvent que les fluides soient réchauffés ou refroidis avec ou sans changement de phases au cours des diverses opérations auxquelles on les soumet. La chaleur mise en œuvre alors représente une importante dépense énergétique, dont il est nécessaire de récupérer la plus grande quantité possible. La chaleur est alors transmise, dans la majorité des cas, à travers un échangeur de chaleur. [2]

II.1. Définition d'un échangeur thermique

Les échangeurs thermiques sont des appareils qui permettent d'échanger de la chaleur entre deux fluides. Le principe mis en œuvre est simple parce qu'il s'agit de mettre en contact un fluide chaud et froid afin qu'ils se trouvent à la même température. Au cours du processus, un des fluides pourra changer de phase (condensation, évaporation). Ils peuvent être intégrés dans des équipements destinés aussi bien au refroidissement qu'au réchauffement. Utilisés depuis plus d'un siècle dans l'industrie agroalimentaire, les échangeurs thermiques ont maintenant de nombreuses applications, majoritairement dans l'industrie, mais également dans l'habitat (notamment le conditionnement d'air, la réfrigération et le chauffage urbain) ou dans les transports (conditionnement d'air, réfrigération et refroidissement des moteurs) [3]

II.2. Les fonctions des échangeurs de chaleurs :

Les échangeurs, sont des équipements permettant d'abaisser, de relever la température d'un fluide, ou de modifier son état physique. Dans les procédés pétrochimiques, il est nécessaire de modifier la température ou l'état d'un fluide pour le séparer, le distiller, le stocker et le transporter. Pour cela on doit lui ajouter ou lui enlever une certaine quantité de chaleur via des équipements de transfert de chaleur. Échangeur, condenseur, réchauffeur [4]

II.2.1. ÉCHANGEUR : Il permet le transfert de chaleur d'un fluide vers un autre sans changement d'état de ces fluides.

II.2.2. CONDENSEUR : Il permet le changement d'état d'un fluide :

exemple passer de l'état liquide à l'état gazeux.

II.2.3. REBOUILLEUR : Échangeur de chaleur utilisé pour réchauffer ou vaporiser un fluide

II.2.4. RÉCHAUFFEUR : Il permet d'augmenter la température d'un fluide ou d'un solide pour l'utiliser dans un système exemple réchauffage de l'huile pour une meilleure circulation dans les pipes, réchauffage du gaz avant l'entrée dans une turbine.

II.2.5. COOLER : Il permet de refroidir un gaz ou un fluide après que celui-ci ait été utilisé exemple soustraire les calories emmagasinées par de l'huile lubrification d'un moteur thermique

II.3. Principe de fonctionnement d'un échangeur de chaleur :

En principe, pour les échangeurs les plus couramment utilisés dans l'industrie, les deux fluides s'écoulent dans des espaces séparés par une paroi ou cloison à faible inertie thermique au travers de laquelle les échanges se font par conduction. En effet, la chaleur que l'un des fluides cède à la paroi par convection le long de la surface de contact est transférée par conduction et, est cédée à l'autre fluide par convection le long de l'autre face (figure II.1). [5]

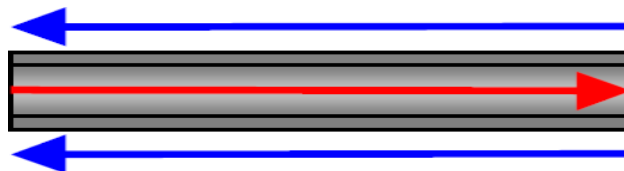


Figure III.1: Principe de fonctionnement d'un échangeur [4]

L'échange de chaleur entre les deux fluides suit trois étapes (figure II.2) [4] :

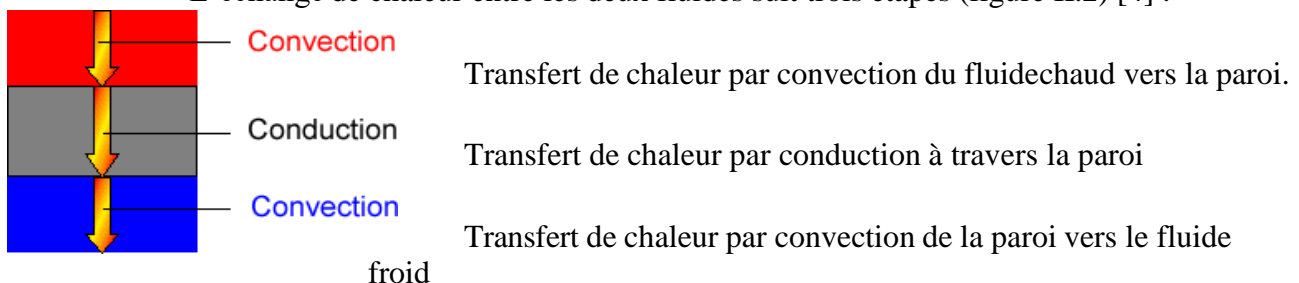


Figure II.2 : Échange de chaleur entre deux fluides dans un échangeur

II.4. Critères de classification des échangeurs :

Il existe plusieurs critères de classement des différents types d'échangeurs. Énumérons les principaux :

II.4.1. Classification selon le mode de circulation :

Une classification peut être établie, d'après le sens relatif des écoulements des deux fluides on distingue alors [6] :

II.4.1.1. Circulation à contre-courant : Dans ce cas, les deux fluides circulent dans un sens opposé, de chaque côté de la paroi (figure I.3).

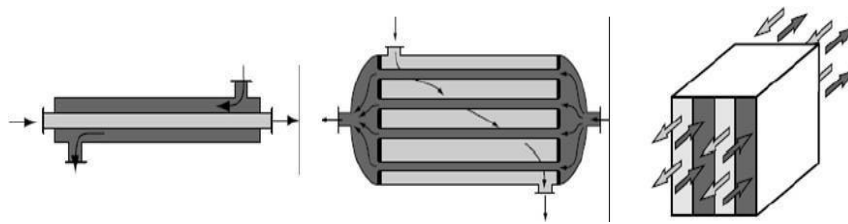


Figure II.3 : Circulation à contre-courant [6]

II.4.1.2. Circulation à co-courant (courant-parallèle) : Dans ce cas, les deux fluides circulent dans le même sens, de chaque côté de la paroi (figure I.4).

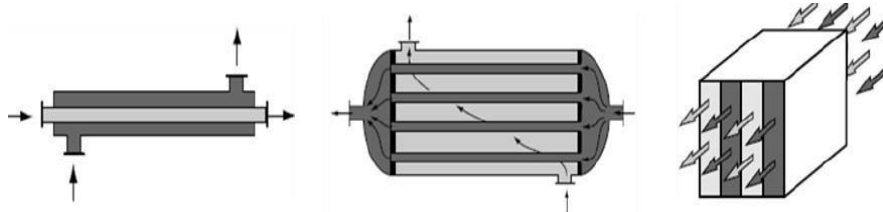


Figure II.4 : Circulation à co-courant [6]

II.4.1.3. Circulation à courants croisés : L'écoulement des deux fluides se fait dans deux directions perpendiculaires (figure II.5).

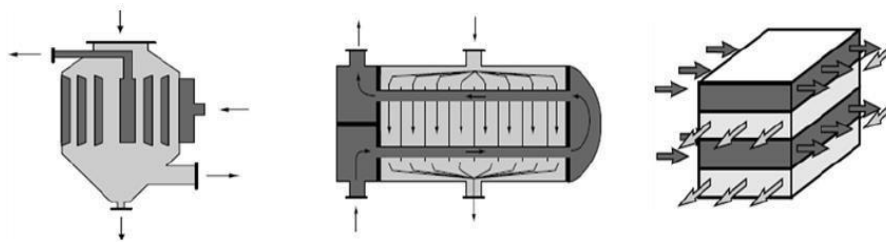


Figure II.5 : Circulation à courant croisé [6]

II.4.1.4. Circulation à courants mixte :

Dans ce cas, les trois modes de courant précédents coexistent.

II.4.2. Classification suivant la nature du matériau de la paroi d'échange :

On retiendra deux types de paroi [7] :

- Les échangeurs métalliques en acier, cuivre, aluminium ou matériaux spéciaux : superalliages, métaux ou alliages réfractaires.
- Les échangeurs non métalliques en plastique, céramique, graphite, verre, etc...

II.4.3. Classification selon le type d'appareillage :

II.4.3.1. Échangeur coaxial (double tubes) :

Ces échangeurs sont constitués par des éléments rectilignes de deux tubes concentriques raccordés à leurs extrémités par des coudes. Les divers éléments sont tous assemblés par désaccords à démontage rapide, et le remplacement des tubes est possible. Les problèmes de dilatation thermique et d'étanchéité entre le tube intérieur et le tube extérieur sont résolus par l'utilisation de presse étoupe ou de joint torique. [4]

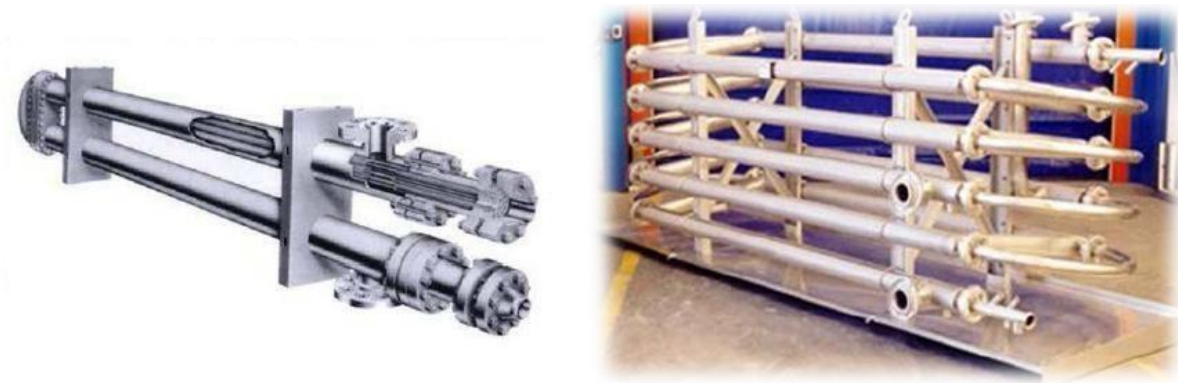


Figure II.6 : Schéma et photographie d'un échangeur à double tubes [4]

Les tubes sont généralement en acier et les longueurs courantes sont de 3,6 - 4,5 ou 6 m. On utilise également des tubes en verre et en graphite dans des applications particulières. Ces échangeurs utilisés depuis l'origine, conviennent aux produits sales, pour des débits faibles et des températures et des pressions élevées.

II.4.3.2. Échangeur à plaques :

Un échangeur à plaques est constitué d'un ensemble de plaques métalliques embouties au travers desquelles s'effectue le transfert de chaleur entre deux fluides.

Les plaques : sont serrées entre un bâti fixe et un bâti mobile. Elles sont positionnées et guidées par 2 barres support inférieure et supérieure, Un joint : par plaque assure l'étanchéité de l'échangeur ainsi que la répartition des fluides dans les canaux formés par deux plaques.[4]

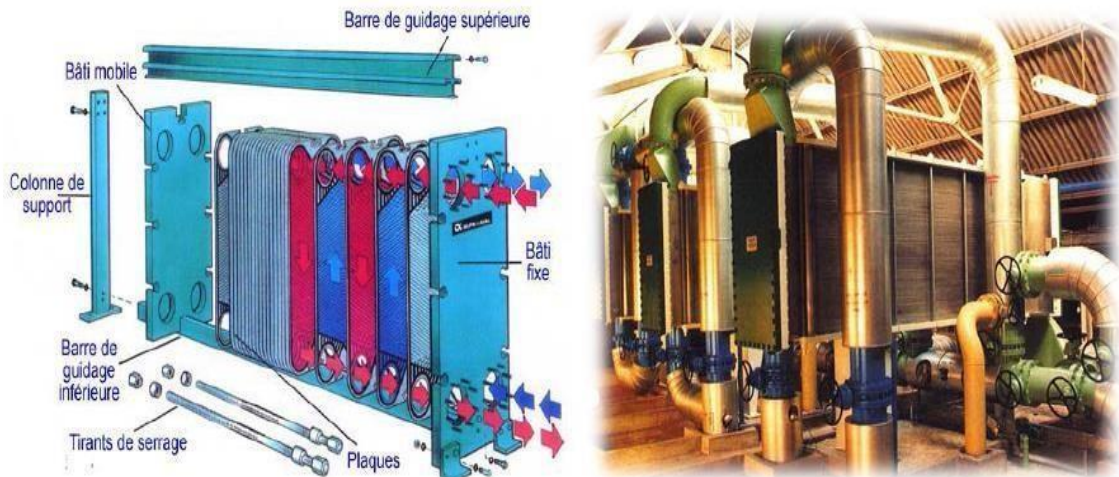


Figure II.7 : Schéma et photographie d'un échangeur à plaques [4].

De tels échangeurs peuvent être très polyvalents et on peut, en particulier, y faire circuler des fluides de très grandes viscosités. Par ailleurs, on ne peut dépasser des pressions supérieures à 30 atm et des températures supérieures à 150 °C.

II.4.3.3. Échangeur Tubulaire :

Ils présentent un certain nombre d'avantages : en particulier ils sont faciles à fabriquer, relativement bon marché, de maintenance aisée et surtout ils peuvent être utilisés à dépressions élevées et à de fortes températures. Leur robustesse et leur fiabilité contre balancent leur encombrement. [2]

On distingue, le plus souvent, les catégories suivantes :[5]

- a. Les échangeurs monotubes pour lequel le tube est placé dans un réservoir.



Figure II.8.: Échangeur monotube en serpent

b. Les échangeurs coaxiaux pour lesquels les tubes sont le plus souvent cintrés.

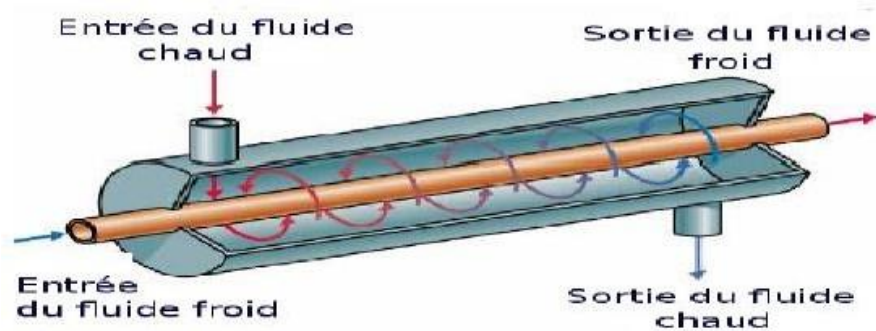


Figure II.9.: Échangeur coaxial

c. Les échangeurs multitubulaires qui existent sous 4 formes :

1. **Les échangeurs à tubes séparés** : à l'intérieur d'un tube de diamètre suffisant se trouvent placés plusieurs tubes de petit diamètre maintenus écartés par des entretoises.

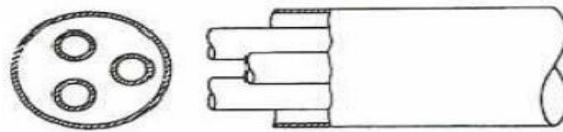
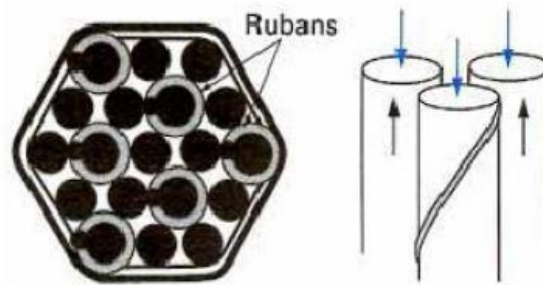


Figure II.10.: Échangeur à tube séparé

2. **Les échangeurs à tubes rapprochés** : les tubes s'appuient les uns sur les autres par l'intermédiaire de rubans enroulés en spirale autour de certains



d'entre eux.

Figure II.11.: Échangeur à tube rapproché

3. **Les échangeurs à tubes ailetés qui permettent d'améliorer le coefficient d'échange** : lorsqu'un des fluides transitant dans l'échangeur s'avère moins bon caloporteur que l'autre, l'utilisation d'ailettes autour des tubes ou dans les tubes s'impose pour que la résistance thermique globale ne soit pas entièrement due au fluide ayant

le plus
petit

coeff
icient
d'échange
thermique.

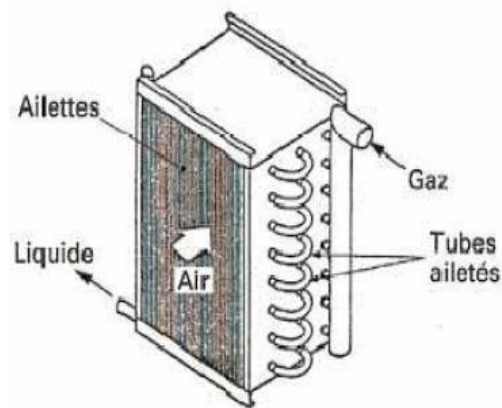


Figure II.12.: Échangeur à tube ailette

4. **Les échangeurs à tube et calandre ou la calandre** est une enveloppe métallique cylindrique entourant un faisceau de tubes : ils possèdent une boîte de distribution c'est-à-dire un dispositif qui distribue ou recueille le fluide aux extrémités des tubes.

Ils peuvent être à boîte fixe, à boîte flottante, ou à tube en U avec une boîte à chaque extrémité de l'échangeur. Les tubes peuvent être supportés par des chicanes afin d'augmenter la vitesse du fluide dans la calandre dans le but d'améliorer le coefficient

d'échange. Pour cela, un compromis doit être trouvé pour avoir simultanément un coefficient d'échange global et des pertes de charge acceptables.

II.5.3.4 . Échangeurs avec un fluide changeant de phase

L'un des deux fluides peut subir un changement de phase à l'intérieur de l'échangeur. C'est le cas des *évaporateurs* si le fluide froid passe de l'état liquide à l'état gazeux, ou des *condenseurs* si le fluide chaud se condense de l'état de vapeur à l'état liquide.

II.4.3.4.1. Évaporateurs tubulaires

Ces appareils sont généralement utilisés pour concentrer une solution, refroidir un fluide, ou produire de la vapeur. Le fluide chauffant peut être une phase liquide qui transmet sa chaleur sensible ou de la vapeur cédant sa chaleur latente de condensation sur la paroi. Il existe deux types d'évaporateurs, qui sont :

- **Évaporateurs à l'intérieur de tubes**

On distingue les évaporateurs à tubes verticaux et ceux à tubes horizontaux.

- **Évaporations à tubes verticaux**

Ces appareils sont utilisés pour concentrer une solution, fournir de la vapeur nécessaire au réchauffement d'un fluide à distiller ou comme évaporateurs cristallisateurs. Les tubes sont généralement chauffés extérieurement par de la vapeur qui se condense.

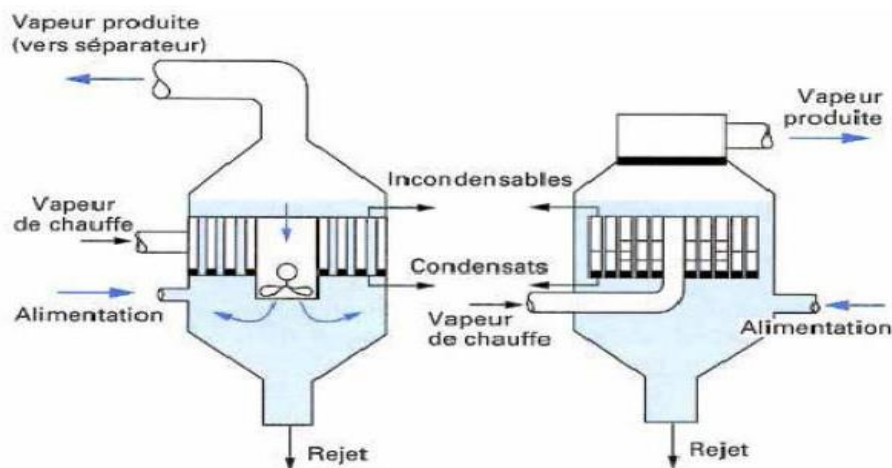


Figure II.13 : Évaporateur à tubes courts et à panier

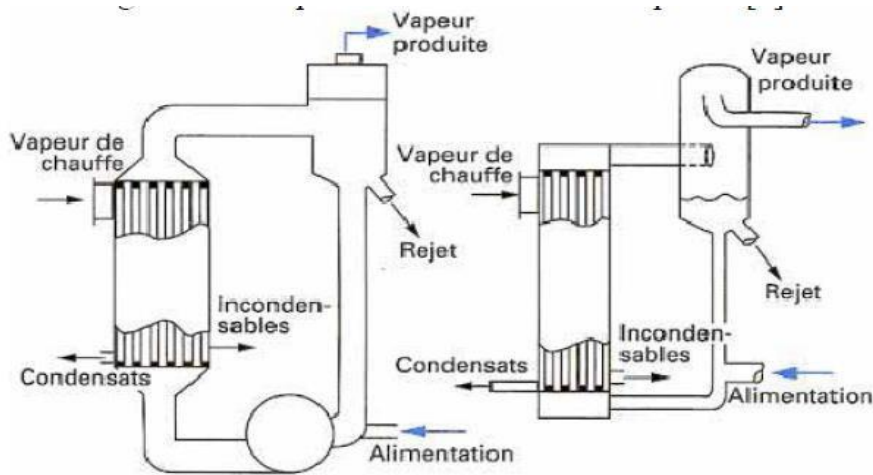


Figure II.14: Évaporateur à longs tubes verticaux et à grimpage

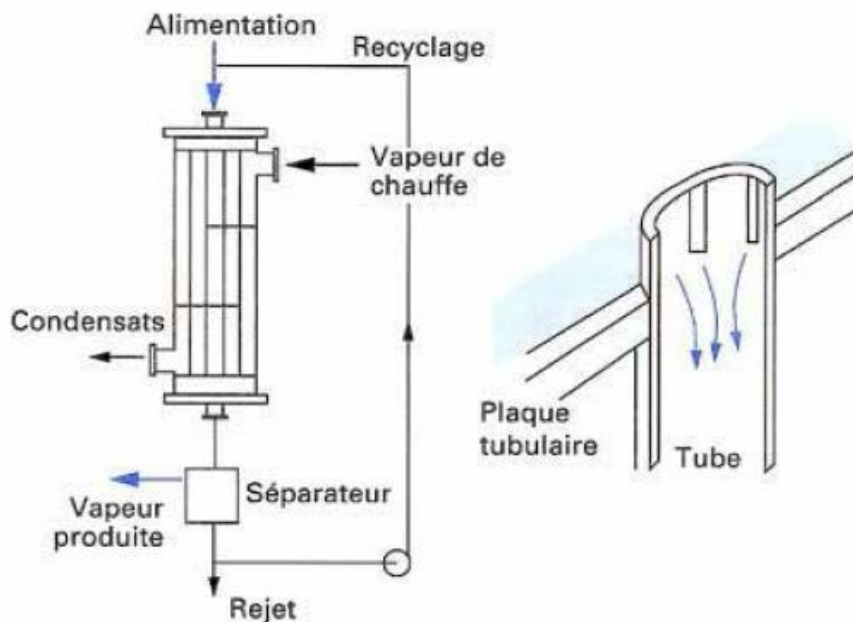


Figure II.15: Évaporateur à tube tombant

- **Évaporateurs à tubes horizontaux**

Ces appareils sont généralement utilisés comme refroidisseurs de liquide (eau, saumure, eau glycolée, etc.). Le liquide à évaporer qui circule dans les tubes est un fluide frigorigène, alors que le fluide à refroidir circule à l'extérieur des tubes.

- **Évaporation à l'extérieur de tubes**

Ces évaporateurs utilisent généralement des tubes horizontaux. On distingue deux types : les évaporateurs noyés (ou submergés) et les évaporateurs arrosés (ou aspergés)

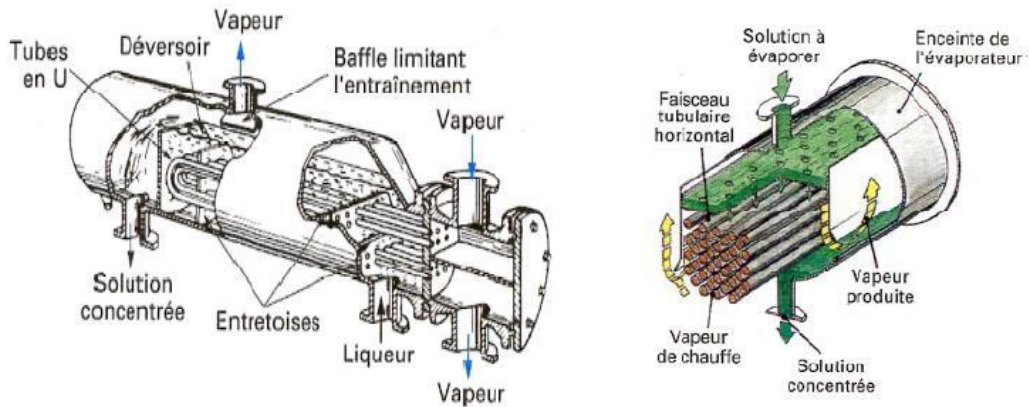


Figure II.16 : Évaporateur noyés et arrosés

II.4.3.4.2. Condenseurs tubulaires

Le but de ces échangeurs est de condenser une vapeur à l'aide d'un fluide réfrigérant. Ils concernent des secteurs d'activité très variés comme la production d'énergie (centrale thermique), les industries chimiques (colonnes à distillation), les industries du génie climatique, de l'agro-alimentaire, du séchage, etc

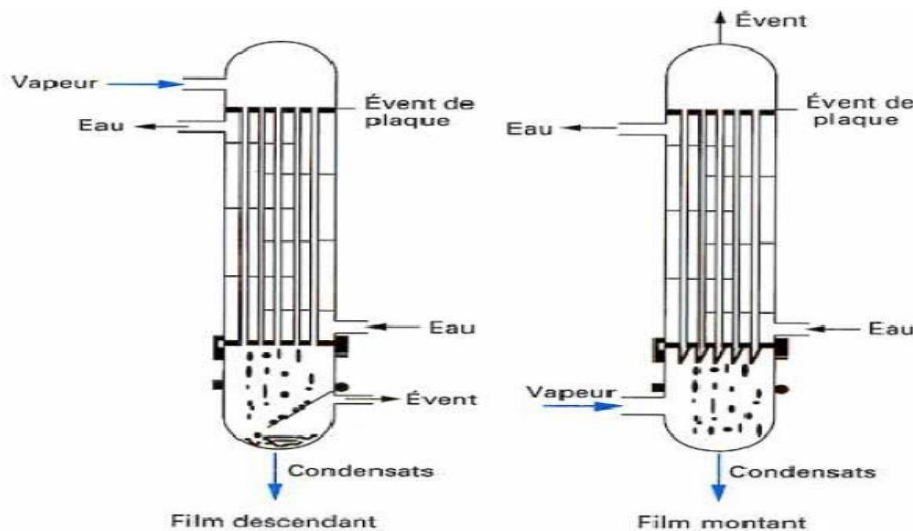


Figure II.17: Condensation intérieure aux tubes

II.4.3.5. Les échangeurs à faisceau de tube et calandre :

Ce type d'échangeurs est de loin, le plus répandu dans les unités de transformations des industries chimiques et pétrochimiques. Un faisceau de tubes est situé à l'intérieur d'une calandre, dans laquelle circule le deuxième fluide. Cette conception se retrouve également dans les condenseurs, les rebouilleurs et les fours

multitubulaires. [4]

Le faisceau est monté en deux plaques en communication avec des boîtes de distribution, qu'assurent la circulation du fluide à l'intérieur du faisceau en plusieurs passes. Le faisceau munie chicanes est logé dans une calandre possédant des tubulures d'entrée et de sortie pour imposer à la circulation du deuxième fluide, à l'extérieur des tubes du faisceau, un chemin, dicté par les chicanes.

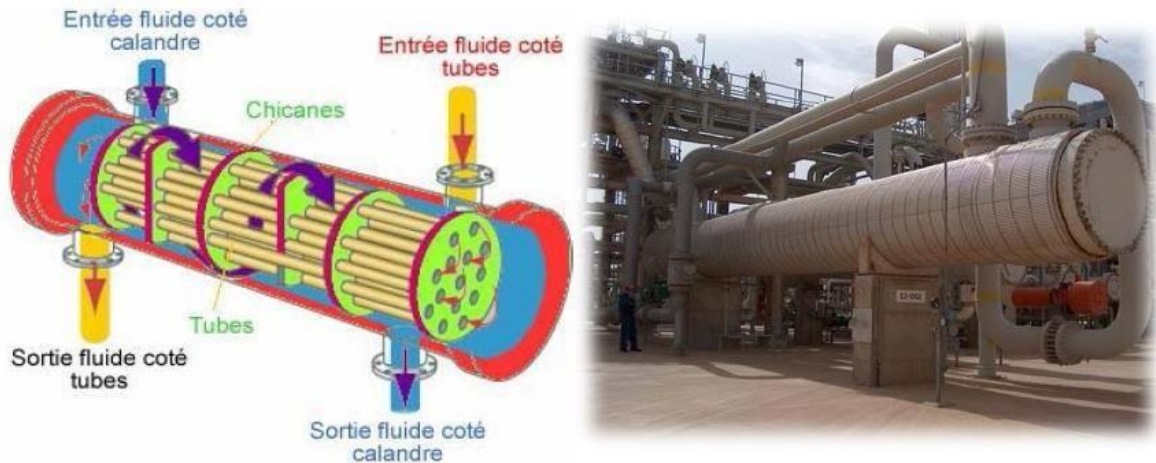


Figure II.18. : Schéma et photographie d'un échangeur à faisceau de tube et calandre [4].

Tous les éléments entrant dans la construction de ces échangeurs ont fait l'objet d'une normalisation, tant par la T.E.M.A. (Tubular Exchangers Manufacturer's Association) que l'A.S.M.E. (American Society of Mechanical Engineers) ou l'A.P.I. (American petroleum institute).

La perforation des trous dans les plaques est réalisée selon une disposition normalisée, soit au pas triangle, soit au pas carré. Le pas triangulaire permet de placer environ 15% de plus de tubes que le pas carré, sur une plaque tubulaire de diamètre donné, mais, en contrepartie, cette disposition des tubes rend difficile le nettoyage des tubes, qui se fait par insertion de grattoirs (figure I.10).

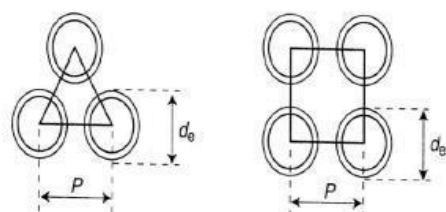


Figure II.119 : Pas des tubes

Les chicanes qui permettent d'allonger le chemin du fluide circulant dans la calandre. Elles sont souvent constituées par un disque de diamètre légèrement inférieur à celui de la calandre comportant une section libre représentant 20 à 45% de la section. Les boîtes de distribution et de retour sont cloisonnées. Ce cloisonnement permet au fluide de traverser successivement plusieurs sections du faisceau, ce qui a pour objet d'accroître la vitesse du fluide et d'augmenter le coefficient de transfert thermique à l'intérieur des tubes. Cette disposition correspond toujours à un nombre pair de passages (ou passes) dans le faisceau.

II.5. Technologie de l'échangeur de chaleur 100-E1 (A-D)

II.5.1. Les éléments constitutifs de l'échangeur à faisceau et calandre 100-E1(A-D):

La plupart des échangeurs à faisceaux et calandres utilisées dans l'industrie pétrolière sont normalisés selon les Standards TEMA. Ils sont désignés succinctement en précisant les dimensions principales et le type repéré par trois lettres (Exemple : AEU) ces éléments constitutifs de l'échangeur sont classés en différents types selon une nomenclature [6]. Notre échangeur est de type AEU.

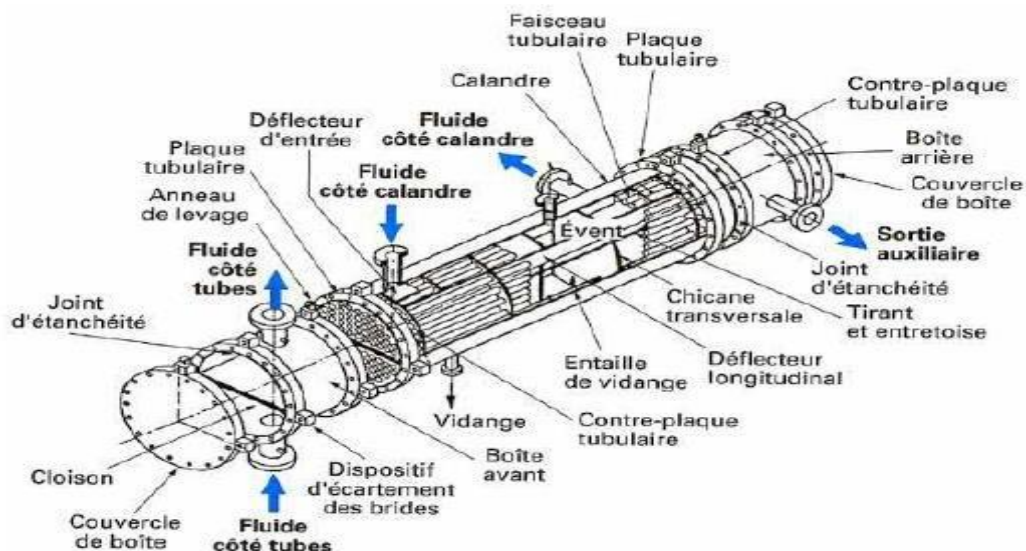


Figure II.20 : constituant d'un échangeur tube calandre

II.5.2. Type de chambre de distribution :

La chambre de distribution permet de distribuer le fluide dans le faisceau en vue de réaliser 1, 2, 4, passes (nombre pair). Le nombre de passes est généralement limité par la perte de charge admissible. Un autre facteur limitant est la tenue mécanique de la plaque tubulaire associée. Si la différence de température du fluide à l'entrée et à la sortie est importante, pour une différence de l'ordre de 150°C, une seule passe s'impose. [8]



Figure II.21 : Chambre de distribution de type A

II.5.3. Type de la calandre :-

Aucune normalisation n'intervient concernant le diamètre extérieur de la virole cylindrique constituant la calandre. Le diamètre intérieur doit être conforme aux normes dans l'hypothèse du respect des standards TEMA normalisés. [4]

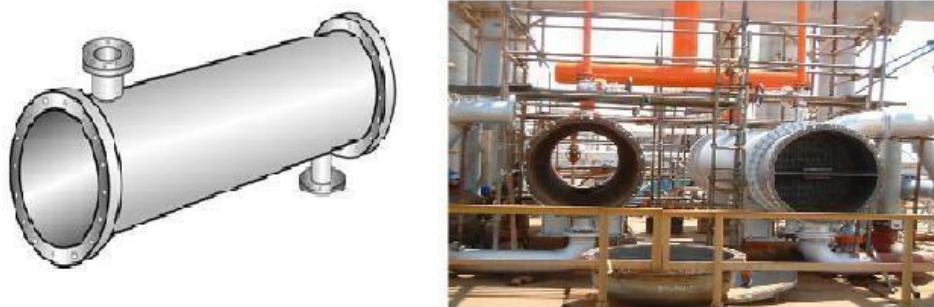


Figure II.22 : Calandre de type E

II.5.4. Le faisceau de tubes :

Les tubes de section circulaire sont exclusivement utilisés dans les échangeurs. Puisque le transfert de chaleur souhaité dans l'échangeur s'effectue à travers la surface du tube, le choix des variables géométriques du tube est important de point de vue de la performance. Les tubes doivent pouvoir supporter les éléments suivants : température et pression de fonctionnement des deux côtés, Contraintes thermiques et la nature corrosive des fluides.[9]



Figure II.23 : faisceau de tube en U

II.5.5. Plaques tubulaires :

Ce sont des plaques percées supportant les tubes à leurs extrémités. Elles peuvent être en acier ordinaire, en acier spécial massif. Les plaques tubulaires sont les parties délicates des échangeurs. Les interstices entre tubes et plaques sont des lieux privilégiés de corrosion. Par ailleurs, des dilatations différentielles excessives peuvent faire céder les dougonnages sous les soudures [9]. Les tubes généralement sont fixés par : mandrinage, dougonnage, et par soudage dans les applications à haute pression.

Conclusion

Dans le chapitre suivant on s'intéresse de parler en général sur les problèmes possèdent dans les échangeurs de chaleur qui provoque la diminution de son efficacité de travail tel que le bouchage ou la diminution du rendement de l'équipement et particulièrement la diminution de transfert de chaleur. Parmi ces problèmes on parle essentiellement sur le phénomène d'encrassement.

CHAPITRE II:
GENERALITE
SUR
L'ENCRASSEME
NT

Introduction :

Au cours du fonctionnement d'un échangeur de chaleur, des dépôts s'accumulent formant des couches de matière qui réduisent la performance de l'échangeur. En effet ces couches constituent des isolants thermiques qui influent sur le coefficient de transfert global. Elles augmentent aussi les pertes de charges subies le long de l'échangeur. Ces conséquences, ont un effet direct sur la productivité et causent une perte considérable en termes d'argent.

Le produit encrassant peut être cristallin, biologique, le produit de réactions chimiques telles que la corrosion, ou une matière particulière. Son caractère dépend des fluides (liquide ou gaz) qui circulent dans l'échangeur. Souvent, ce phénomène est causé par des contaminants véhiculés par les fluides à de faibles concentrations comme à titre d'exemple des particules solides ou des micro-organismes.

III.1. Définition de l'encrassement :

L'encrassement est défini comme la déposition des substances indésirables sur les surfaces des équipements industriels. Dans les échangeurs de chaleur, l'encrassement est une couche de dépôt qui s'accumule à la surface d'échange de chaleur et qui entrave le transfert de chaleur. Ce dépôt qui évolue dans le temps, peut être constitué de cristaux, de sédiments, de résidus biologiques, des produits d'une réaction chimique ou bien encore être la combinaison de plusieurs de ces éléments [10]. Les échangeurs de chaleur industriels fonctionnent rarement avec des liquides qui ne provoquent pas l'encrassement. La croissance des dépôts provoque une dégradation des performances thermo hydrauliques de l'échangeur de chaleur avec le temps. L'encrassement affecte la consommation d'énergie des procédés industriels. Les couches d'encrassement ont une conductivité thermique plus faible que les fluides ou la paroi de conduction, d'où elles augmentent la résistance thermique globale. L'encrassement des échangeurs de chaleur représente une dépense élevée. C'est quelque chose qui est indésirable et contre-productif. La présence d'encrassement sur les surfaces d'échange de chaleur entraîne des coûts supplémentaires.

III.2. Différents types d'encrassement (classification) :

- Il est possible de classer l'encrassement selon le mécanisme qui contrôle la vitesse de dépôt, régime d'écoulement, et selon les conditions d'utilisation des équipements d'échange thermique ou selon le mécanisme dominant, même s'il ne contrôle pas la vitesse de dépôt.

[11]

Six types différents peuvent alors être définis :

- Encrassement particulaire.
- Entartrage.
- Corrosion.
- Encrassement biologique.
- Encrassement par réaction chimique.
- Encrassement par solidification.

III.2.1. Encrassement particulaire :

C'est la forme la plus courante de l'encrassement [12], La plupart des écoulements, de fluides industriels (liquides ou gazeux) transportent des particules en suspension dont la taille varie d'une fraction de μm à quelques dizaines de μm ; le dépôt est inévitable d'une partie de ces particules sur la surface d'échange [5] :

- L'eau de chaudière contenant des produits de corrosion.
- L'eau de tours de refroidissement.
- Les écoulements gazeux pouvant être fortement chargés de particules de poussières.
- Les fumées industrielles de résidus solides de combustion.

III.2.2. Entartrage :

Il est généralement associé à la production d'un solide cristallin (tartre) à partir une solution liquide. Il dépend donc de la composition de l'eau industrielle [13]. L'entartrage se matérialise par une formation d'incrustations adhérentes et dures sur les surfaces d'échanges généralement métalliques. Pour qu'il y ait entartrage, deux conditions doivent être réunies [5] :

- La limite de solubilité doit être dépassée, c'est à dire qu'il y ait saturation : c'est l'aspectthermodynamique
- La vitesse de déposition doit être suffisamment rapide : c'est l'aspect cinétique.

III.2.3. Encrassement dû à la corrosion :

Comme on a mentionné précédemment, l'un des problèmes rencontrés par les échangeurs de chaleur est la corrosion, où elle considéré comme une cause de l'encrassement. A partir ce titre, on donne une définition de la corrosion et on détermine la relation entre elle et l'encrassement.

La corrosion est un résultat d'une réaction chimique ou électrochimique entre le fluide en

écoulement et le métal de la surface d'échange de chaleur permet la production des particules de carbone déposées pour former un dépôt.

La corrosion peut se produire en raison des impuretés situées dans le flux des fluides, telles que (l'hydrogène, le soufre et l'ammoniac...). Les produits de la réaction qui se forment et restent sur la surface d'échange créent le dépôt, il s'agit là, d'un mécanisme de corrosion, in situ, lorsque l'encrassement est dû à des produits de corrosion générée ex situ, l'encrassement correspondant est de type particulière. [5]

III.2.4. Encrassement biologique :

Il est dû au développement de micro-organismes [5] en contact avec la surface d'échange et qui provoque la formation d'un film, ces organismes sont : les bactéries, champignons et les algues. Il existe des conditions chimiques et physiques dans les échangeurs de chaleur sont favorable à leur développement, Les hydrocarbures et l'ammoniac renforcent la présence des bactéries, tandis que les algues et les champignons se développent dans la présence des autres facteurs catalyseurs, notamment le soleil, l'humidité, etc....Le chlore est souvent utilisé comme une moyenne préventive car il est considéré comme un biocide toxique à effet rapide pour la plupart des micro-organismes.

III.2.5. Encrassement par réaction chimique :

On rencontre ce type d'encrassement quand une réaction chimique se produit près d'une surface d'échange et que les solides produits par la réaction s'y déposent. Cette réaction est souvent une polymérisation ; il en résulte la formation d'un dépôt. Les domaines concernés sont essentiellement l'industrie pétrochimique (craquage thermique des hydrocarbures lourds).

III.2.6. Encrassement par solidification :

Il s'agit de solidification d'un liquide pur au contact d'une surface d'échange sous-refroidie (formation d'une couche de glace ou de givre à l'intérieur des conduites) ou du dépôt d'un constituant à haut point de fusion d'un liquide au contact d'une surface de transfert de chaleur froide (dépôt d'hydrocarbures paraffiniques). Une vapeur peut également se déposer sous une forme solide sans passer par l'état liquide (formation du givre).[13]

Le tableau (tableau III.1) suivant montre des exemples de forme d'encrassement



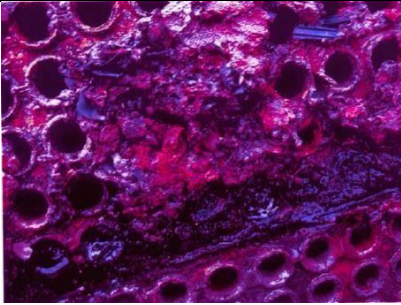

<p>Encrassement particulaire : Dépôt de forte épaisseur dans un tube de surchauffeur</p>	
<p>Entartrage</p>	
<p>Dégradation (encrassement sous corrosion)</p>	
<p>Encrassement biologique : Dépôt bactérien</p>	

Tableau III.1 : Les types

d'encrassement III.3. Nature du dépôt :

III.3.1. Dépôt dur :

Il s'agit d'une structure dense et renforcée qui ne s'atténue pas lors d'un simple jet d'eau ou de vapeur mais qui nécessite un traitement mécanique ou un nettoyage chimique approprié. C'est le cas de dépôt corrosif ou cristallin. La résistance thermique d'un dépôt dur est directement proportionnelle à son épaisseur.

III.3.2. Dépôt poreux :

C'est le matériau d'un dépôt dur qui se présente en une structure moins dense, sous l'effet des conditions opératoires. Ce cas est plus sérieux que le précédent quand le fluide emprisonné dans les pores a une conductivité thermique plus faible que le matériau solide.

III.3.3. Dépôt mou :

C'est le cas de boues, poudres de coke ou de fibres végétales. La résistance dans ce cas est plutôt liée au fluide emprisonné qu'au matériau constituant la matrice. Un simple soufflage peut donner des résultats satisfaisants lors du nettoyage.

III.4. Les processus fondamentaux de l'encrassement (Mécanismes) :

Les mécanismes d'encrassement sont décomposés en cinq (5) événements séquentiels [13] :

III.4.1. Initiation :

Cette phase est associée au temps nécessaire avant de pouvoir observer la formation d'un dépôt encrassant sur une surface propre.

III.4.2. Transport des particules dans le fluide jusqu'au voisinage de la paroi :

Il peut être contrôlé par la diffusion turbulente, l'impaction inertielle ou un champ de forces extérieures (thermiques, électriques, etc.) ; ces mécanismes peuvent coexister.

III.4.3. Adhésion des particules :

Les particules transférées à la paroi peuvent s'y maintenir grâce aux forces d'adhésion dues à l'attraction moléculaire (forces de Van der Waals), aux forces électriques ou capillaires.

III.4.4. Réentraînement des particules déposées :

Certaines des particules déposées peuvent être réentraînées sous forme d'agglomérats arrachés à la couche de dépôt sous l'action des forces aérodynamiques. [14]

III.4.5. Vieillessement du dépôt :

Il s'agit d'un changement de structure chimique ou cristalline du dépôt dû à des phénomènes tels que la déshydratation ou la polymérisation, il y a diminution des forces d'adhésion du dépôt qui peut être arraché sous l'action des forces aérodynamiques. [14]

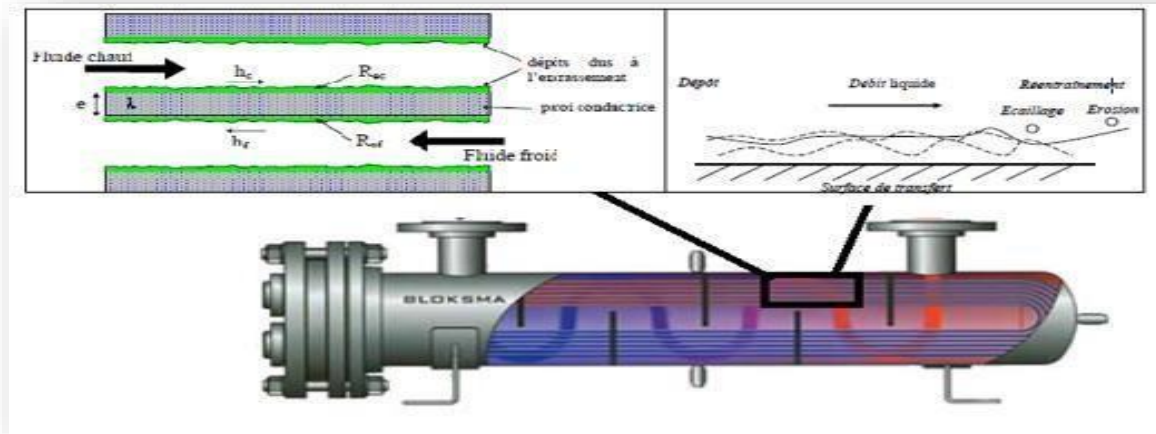


Figure II.1 : Représentation schématique de l'encrassement

III.5. Facteurs affectent de l'encrassement :

III.6. III.5.1. Paramètres de fonctionnement :

III.5.1.1. Géométrie d'échangeur (Zones stagnantes) :

Les zones stagnantes sont des zones de dépôts préférentiels par exemple dans l'écoulement externe d'un échangeur à tubes et calandre, les particules se concentreront dans les zones de recirculation à l'aval des chicanes, avec le temps, les dépôts ont tendance dans certains cas s'agglomérer dans l'espace entre les tubes et les chicanes et créer ainsi un blocage de l'écoulement de fluide.[5]

III.5.1.2. Effet de la vitesse :

La vitesse d'écoulement est un facteur important sur l'augmentation de l'encrassement et l'accumulation des dépôts sur la surface d'échange, tels que plus la vitesse est importante plus l'encrassement est faible, elle est associée au débit de fluide. Afin d'éviter l'encrassement une vitesse importante d'écoulement fait diminuer l'accumulation de ces dépôts.

III.5.1.3. Effet de la température de surface :

La présence des points chauds (ou froids) sur la surface d'échange est souvent liées à un problème de répartition de vitesse au voisinage de la paroi. Il est bien connu que lorsque la température de surface croit, le dépôt des sels de solubilité inverse est favorisé. En ébullition, cela reste vrai quelque soient les sels en présence. La même règle est encore vraie pour l'encrassement biologique jusqu'à une certaine température limite (de l'ordre de 35°C) [15]. Les dépôts particuliers sont également influencés par les gradients de températures, pratiquement, cela revient à accentuer les dépôts lorsqu'on refroidit le fluide encrassant et à

diminuer ceux-ci lorsqu'on le chauffe.

III.5.2. Paramètres de l'échangeur de chaleur :

III.5.2.1. Structure et état de surface (Rugosité) :

Les surfaces rugueuses ont tendance à favoriser les dépôts, particulièrement dans la phase d'initiation de l'encrassement, par contre, par la suite, le dépôt modifie la rugosité de la surface et ce n'est plus la rugosité initiale qui contrôle le phénomène, mais celle du dépôt.[16]

III.5.2.2. Matériau de construction, corrosion :

Le choix d'un matériau approprié constitue la méthode la plus radicale pour éviter la corrosion. En présence de produits chimiques, les problèmes de corrosion sont complexes, une variation de composition ou la présence d'impuretés dans la solution peuvent modifier le comportement du matériau. [16]

III.5.3. Propriétés des fluides :

La nature du fluide et la nature des produits entraînés dans le fluide ont un impact significatif sur l'encrassement. Avec les gaz de combustion, la quantité de matières inorganiques volatiles (par exemple, le sulfate de sodium) et de particules de cendres volantes dans le flux influence le comportement de l'encrassement.

Dans les systèmes d'eau de refroidissement et du côté de l'eau des systèmes de production de vapeur, la qualité de l'eau est un facteur clé des problèmes d'encrassement pouvant survenir. Les solides en suspension dans l'eau d'appoint brute ou les produits peuvent se déposer sur les surfaces de transfert de chaleur. Pour les gaz la présence de micro-organismes et de nutriments peut entraîner un encrassement biologique sur les surfaces métalliques

III.7. Prévention de l'encrassement dans les échangeurs :

Des procédés mécaniques et chimiques de prévention de l'encrassement permettent le fonctionnement de l'échangeur en bon état et peuvent améliorer de façon significative les performances de l'échangeur, le choix de la méthode dépend, du type d'encrassement et ainsi de nombreux paramètres économiques, le tableau suivant (tableau III.2.) représente des différentes actions de prévention pendant les phases de vie d'un échangeur

Phase de design	Phase d'installation de la construction	Phase Fonctionnement (En ligne)	Phase d'arrêt (Hors ligne)
<ul style="list-style-type: none"> • Choix de type d'échangeur • choix de la géométrie et de la configuration • choix des conditions de fonctionnement (température, débit,) 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle de la qualité de fabrication • Protection dans transport et stockage • Nettoyage et passivation pré-opération 	<ul style="list-style-type: none"> •Maintien les températures d'un les conditions appropriées de fonctionnement •Maintien les débits d'un les conditions appropriées de fonctionnement <ul style="list-style-type: none"> • prétraitement des fluides • utilisation contrôlée avec les additifs (inhibiteurs, antitartres, dispersants, acides) <ul style="list-style-type: none"> •Nettoyage en ligne (Cornes soniques Souffleur, chaînes et grattoirs, choc thermique) 	<ul style="list-style-type: none"> • démontage et nettoyage manuel •prévention mécaniques (perçage, grattage) • nettoyage hydraulique à la lance (vapeur, jet d'air) •nettoyage chimique

TableauIII.2 : Action envisageable pour limiter l'encrassement dans les échangeurs de chaleur [17]

III.6.1. Pendant la phase de fabrication de l'échangeur et de sa mise en route :

La construction des équipements de transfert thermique peut s'étendre sur une durée relativement longue et les surfaces d'échange sont alors exposées à des conditions diverses. L'encrassement peut être initié lorsque les essais sous pression de l'échangeur sont réalisés avec une eau de mauvaise qualité, non suffisamment rincée à l'eau propre et à l'azote. En conséquence, il est nécessaire de protéger les surfaces d'échange de tout environnement favorisant la corrosion ou le dépôt. Lors de la mise en service de l'installation, compte tenu de l'excès de surface attribuée pour tenir compte de l'encrassement, l'échangeur ne fonctionne pas dans des conditions optimales, en effet, des vitesses de circulation plus lentes et des températures de surface plus importantes favorisent l'encrassement. Des efforts doivent être

faits au démarrage de l'installation pour fonctionner aux conditions nominales et employer un moyen de traitement de l'eau limitant l'apparition de l'encrassement, il est conseillé d'équiper l'échangeur de plusieurs capteurs de températures et de débit pour pouvoir suivre l'évolution du degré d'encrassement et agir en conséquence lors d'un arrêt prolongé de l'installation, il faut prendre des précautions nécessaires (vidange, mise sous vide, traitement,...) pour éviter, d'une part la corrosion rapide des surfaces et d'autre part l'apparition d'un encrassement biologique de l'appareil.[18]

III.6.2. Pendant la phase de fonctionnement (en ligne) :

Des opérations de maintenance et d'entretien sont utilisées pour prévenir la formation de dépôts encrassants dans l'échangeur. Elles permettent ainsi d'augmenter la durée de vie de l'appareil entre deux arrêts pour maintenance. Suivant la nature de l'encrassement, différents procédés existent [19] :

- Procédés mécaniques pour les liquides pour le nettoyage en continu de la surface interne d'échangeurs tubulaires : à boules, à ressorts, à brosses, etc...(figure III.2)

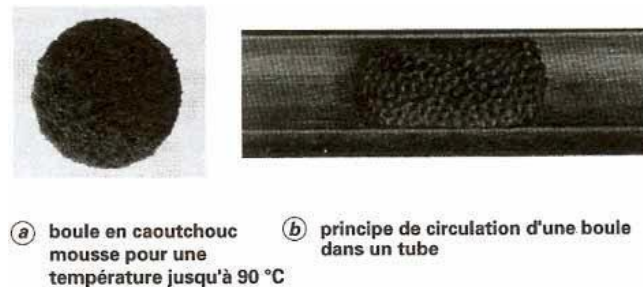


Figure III.2 : Procédé de nettoyage en continu par boules

- Procédés mécaniques pour des échangeurs fonctionnant avec des gaz encrassants tels que :
 - La projection de vapeur ou d'air comprimé,
 - Le nettoyage à l'eau,
 - Le grenailage,
 - Le soufflage acoustique,

- Le nettoyage par chocs thermiques.
- Pour les changeurs à plaques, des systèmes analogues sont :
 - Des systèmes à surface raclée,
 - Un nettoyage par chocs thermiques,
 - Des systèmes à inversion de débits,

III.6.3. Pendant les phases d'arrêts (hors ligne) :

En général, les techniques utilisées pour enlever les encrassements des surfaces de l'échangeur de chaleur, peuvent être classées en deux catégories : (mécanique et chimique).

Le processus de nettoyage peut être utilisé pendant que l'échangeur est en arrêts, appelé nettoyage hors ligne.



Figure III.3 : Nettoyage à l'aide d'un pistolet

III.6.3.1. Nettoyage mécanique :

- Nettoyage à l'eau sous pression.

Elle est efficace pour enlever les dépôts à l'intérieur ou à l'extérieur des tubes d'échangeur ou pour d'autres types de géométrie, de façon occasionnelle, du sable peut être injecté avec l'eau pour arracher les dépôts durs mais dans ce cas, il y a risque d'érosion de la surface et surtout de destruction du film protecteur anti corrosion.[5]

- Nettoyage à l'aide d'outils.

Cette technique est utilisée pour enlever les dépôts très durs à l'intérieur des tubes de des échangeurs de chaleur. Ces outils peuvent être :

- Moteur d'entraînement électrique ou pneumatique équipé à ça extrémité à

une outil de grattage, outil à brosse, outil à lames

- Pistolet hydraulique (pression d'utilisation : 6 à 15bar) propulsant des écouvillons spéciaux dans les tubes : ils permettent d'enlever des dépôts de boues ou d'algues dans des tubes de petits diamètres.[1]



Figure III.4 : Outil de nettoyage

mécanique III.6.3.2. Nettoyage chimique :

Les méthodes de nettoyage chimique majeures sont :

- Par circulation : à l'aide d'une pompe on circule une solution de nettoyage dans l'échangeur thermique.
 - Nettoyage et d'absorption : l'échangeur de chaleur doit remplir avec une solution de nettoyage, puis nous l'évacuer après un certain temps.
 - Nettoyage par injection de vapeur : Cette méthode implique une injection d'un mélange concentré de solutions de nettoyage et de vapeur.
- Avantages de nettoyage chimique :
- Opération rapide et efficace.
 - Moins de dégâts sur la surface d'échange.
 - Les solutions chimiques pénètrent jusqu'aux zones, inaccessibles de l'échangeur et le traitement de toute la surface d'échange est réalisé.
 - Il peut se réaliser sans démontage de l'appareil.

CONCLUSION

Les échangeurs de chaleurs sont des équipements très importants dans les procédés de traitement de pétrole pour cela, on essaie de maximiser le transfert calorifique pour augmenter la performance de l'équipement. Cette performance est liée directement et de manière significative avec le problème de l'encrassement.

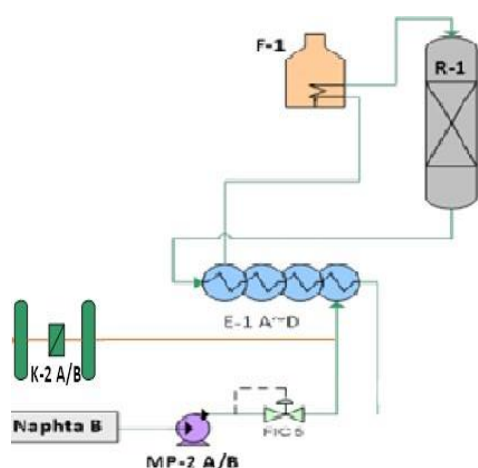
CHAPITRE IV:
PARTIE
EXPERIMENTALE

Introduction :

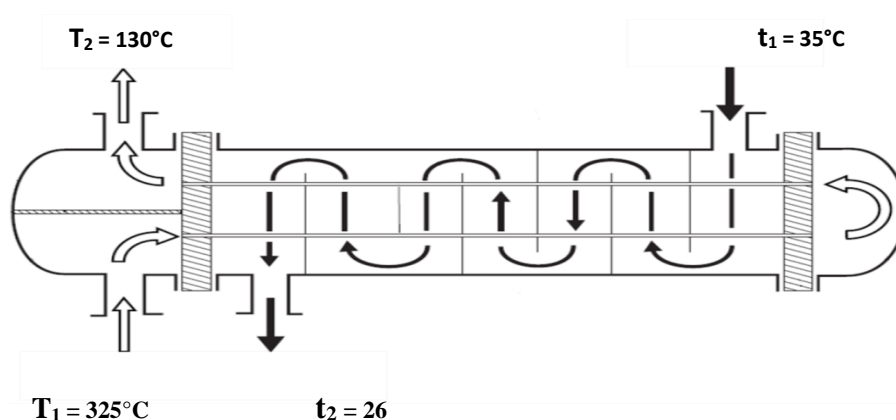
L'unité magnaforming témoigne au cours de ces dernières années un état d'encrassement très avancé surtout au niveau des échangeurs 100-E-1(A-D). Dans ce chapitre on va décrire le train de préchauffe du prétraitement de l'unité 100, puis on va s'approfondir sur l'influence de l'encrassement des 100-E-1(A-D) sur les performances de l'unité, ensuite nous allons réaliser une étude sur le dépôt récupéré de la surface des tubes des échangeurs, enfin des solutions vont être proposées pour éviter la formation de ce dépôt.

IV.1. Description de l'échangeur 100-E-1 (A/D) :

Le train de préchauffe est constitué de 04 échangeurs disposés en série qui servent à chauffer la charge combinée (Naphta B + Hydrogène) l'aide des effluents du réacteur.



FigureIV.1. : schéma et figure du train de préchauffe



FigureIV.2 : Schéma de l'échangeur de chaleur en fonctionnement

Tels que :

t_1 : température d'entrée charge ($t_1 = 35$

$^{\circ}\text{C}$). t_2 : température de sortie charge

($t_2 = 265^{\circ}\text{C}$)

T_1 : température d'entrée effluent réacteur ($T=325^{\circ}\text{C}$).

T_2 : température de sortie effluent réacteur ($T_2 = 130^{\circ}\text{C}$).

IV.1.1. Caractéristique de l'échangeur 100-E-1(A-D) :

Echangeur	AEU
Matériau de construction	Acier au carbone
Conductivité thermique	$\lambda = 45 \text{ W/m } ^{\circ}\text{C}$
Calandre	
Fluide	Naphta B
Nombre de passe	1
Diamètre intérieur	$D_c = 668 \text{ mm}$
Résistance d'encrassement	$0.00035 \text{ W/m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$
Nombre de chicanes	$\eta_c = 25$
Tube	
Fluide	Effluent réacteur
Nombre de passe	2
Nombres des tubes	$N = 765$
Longueur des tubes	$L = 7300 \text{ mm}$
Diamètre extérieur des tubes	$d_0 = 19.05 \text{ mm}$
Pas entre tubes	$P = 25.4 \text{ mm / Carré}$
Epaisseur des tubes	$e = 2.77 \text{ mm}$
Résistance d'encrassement	$0.0005 \text{ W/m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C}$
Surface d'échange	178.15 m^2

Tableau IV.1. : Caractéristique de l'échangeur 100-E-1(A-D)

IV.2. Influence de l'encrassement sur l'unité

Le : 20/03/2023 l'unité 100 a connu un arrêt dans le but d'élimination du bouchage au

niveau du train du préchauffe 100-E-1-(A/D)

IV.2.1. Situation de l'unité avant l'arrêt :

- Bouchage dans le côté calandre du train d'échange.
- Augmentation de la pression de refoulement du compresseur recyclage du prétraitement.
- Réduction assez importante dans l'efficacité d'échange et de transfert thermique induisant une sur exploitation du four 100-F-01 pour compenser la perte du niveau de chauffe atteint à la sortie de 100-E-01 (côté calandre).
- Diminution du débit de gaz de recyclage

	ΔP (kg/cm ²)	P refoulement (kg/cm ²)	Débit refoulement –(Nm ³ /h)
Design	2	3.2	7600
Avant arrêt	9	5.1	8900

Tableau IV.2 : comparaison des paramètres entre désigne et avant l'arrêt

IV.2.2. L'opération d'ouverture et d'extraction :

L'ouverture du couple A-B du train d'échange et l'extraction des faisceaux tubulaires effectuée le 25-03-2023 et 26-03-2023 ont permis de révéler un énorme dépôt déposés sur les surfaces chaudes des tubes ainsi qu'au niveau la partie interne de la calandre comme illustré dans les photos attachées



Figure IV.3 : Faisceau tubulaire colmaté de l'échangeur 100-E1A

Cependant, le cumul d'encrassement au niveau des tubes du deuxième couple, à savoir C-D ont montré un dépôt inférieur à celui rencontrée au niveau du premier couple (A-B) mais reste

considéré comme considérable engendrant une réduction de l'efficacité du transfert thermique et une augmentation accrue de la pression de refoulement du compresseur de recyclage du

Prétraitement 100-MK02. Ces répercussions perturbent le mode d'exploitation normal de l'unité.

Les dépôts sont relativement collants et difficile de les détacher, sachant que les quantités récupérées après le nettoyage mécanique des tubes ont été qualifié de 'sans précédent ' d'après le staff d'exploitation de ladite unité (04 tonnes).

IV.3. Etude sur le dépôt :

IV.3.1. Comment identifier un dépôt inconnu ?

L'apparition d'un résidu sur un équipement au cours d'un processus de fabrication est un problème courant en industrie. Ces résidus, présents sous forme de particules ou de manière plus grossière, peut conduire à des non-conformités de natures visuelles (apparition d'une trace, changement de couleur, irrégularité...) ou fonctionnelles (problème d'adhérence, rugosité, usure...) voir toxiques. Dans ce contexte, les questions relèvent alors de l'origine du dépôt, mais également de la nature exacte de ce dernier pour en juger le degré d'impact.

La caractérisation de la composition chimique de ce dépôt par un laboratoire aidera à définir les actions nécessaires pour son élimination. Cette démarche doit cependant être méthodique et propre à chaque cas.

1ère étape :

- L'observer (couleur, morphologie, taille, viscosité...)
- Etudier son environnement proche : produits interférents, contenants...
- Prendre des photos si le dépôt est visible à l'oeil n

Cette première étape reste néanmoins insuffisante pour conclure sur la nature du dépôt, il est donc nécessaire d'accomplir une série d'analyses pour pouvoir l'identifier

- L'analyse par MEB constitue généralement une première étape très pertinente pour identifier la nature chimique globale du dépôt (organique ? métallique ? minéral ?). Elle permet également d'obtenir la composition élémentaire du produit (C, O, Fe, Mg...) grâce à sa sonde EDX.
- Résidu ou dépôt minéral ou métallique : La spectrométrie d'émission optique par plasma

(ICP-AES ou ICP-MS) identifiera, une fois l'échantillon dissout, et quantifiera ses éléments chimiques inorganiques en présence. La Diffraction des Rayons X (DRX) peut-être dans certains cas intéressants pour caractériser les phases cristallines dans un échantillon.

- Résidu ou dépôt organique : les techniques chromatographiques (GC-MS, LC-MS), la RMN ou encore la spectroscopie à Infrarouge (IRTF, μ -IRTF) seront des supports analytiques pertinents pour décomposer les molécules en présence et les identifier plusfacilement.

D'une manière encore plus approfondie, ces analyses pourront être appliquées sur le dépôt en comparatif avec des échantillons de référence, selon vos hypothèses de départ. Ces analyses comparatives conduisent à des résultats très concret pour tracer l'origine du défaut.

Afin de déterminer la nature chimique et la composition du dépôt nous avons réalisé différentes analyses sur plusieurs échantillons

IV.3.2. Analyse charge Naphta B :

Caractéristiques	
Source d'alimentation	Pétrole brut RA1K
Densité à 15 °C	0.7323
Couleur	+30
Soufre	4.2 ppm
Métaux (Pb, As, Cu, Hg...)	<5 ppm
Azote	1 ppm
Composés Oxygénés	<5 ppm
Analyse PONA : % vol	
Paraffines	59.05
Oléfines	Des traces.
Naphtènes	31.54
Aromatiques	8.91

TableauIV.3 : Caractéristiques de la charge du prétraitement

IV.3.3. Analyse sur le dépôt :

IV.3.3.1. Les propriétés physiques :

Aspect : Noir colmaté
Odeur : Inodore
Couleur : Noir
Hydro solubilité : Insoluble



FigureIV.4 : aspect du depot

IV.3.3.2. Analyse par diffractometrie des rayons x (DRX) :

Principe d'analyse

L'échantillon solide finement broyé (<60 μ m) est monté sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau de rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. En effet, il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; celle-ci est régie par :

La loi de Bragg $n\lambda = 2d\sin\theta$ (où λ =longueur d'onde en angströms, d = distance réticulaire en angströms et θ = angle de diffraction ou de réflexion en degrés).

Les diffractogrammes ainsi obtenus, à l'aide d'un diffractomètre à rayons X, sont interprétés. Les positions et les intensités des pics observés sont comparés aux fichiers de référence **PDF-2 et ICSD** (Powder Diffraction File - Inorganic crystal structure database) pour l'identification des phases minéralogiques présentes.

Conditions d'analyse

Diffractomètre PANalytical : EMPYREAN, tube radiogène céramique à anticathode de

cuivre, puissance du générateur à RX : 40 mA, 45 kV

Logiciel pour l'acquisition des données : *DataCollector de PANalytical*

Logiciel pour traitement des données : *HighScore Plus de PANalytical*

Longueur d'onde CuK α [Å] : 1,5418

Angle de départ [°2Th.] : 3,0066

Angle final [°2Th.] : 69.9826

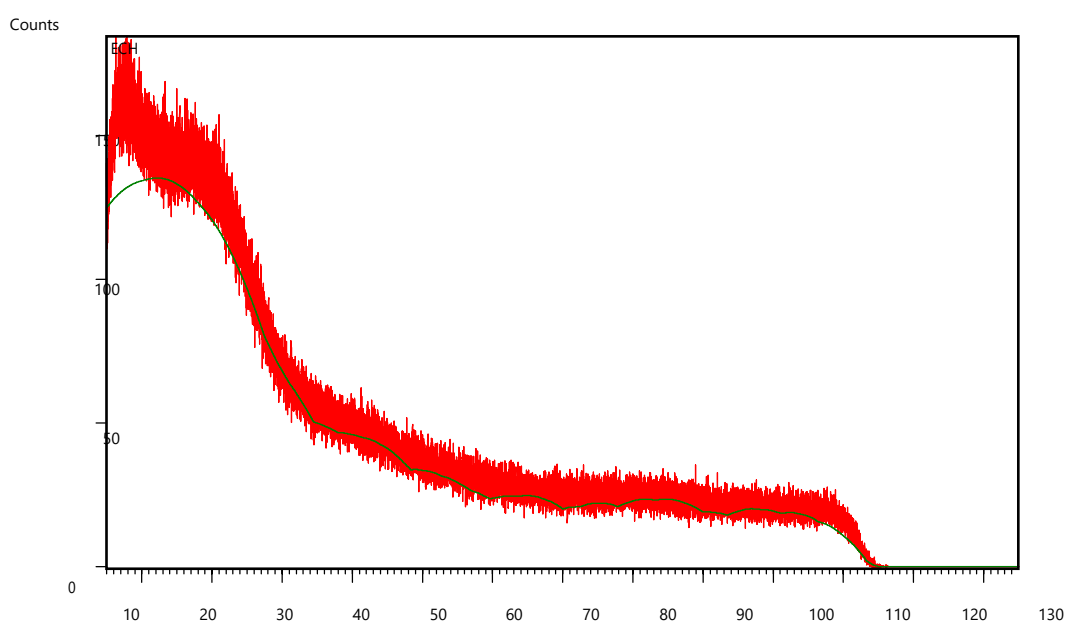
Taille du pas [°2Th.] 0,0130

Temps du pas [s] : 198.6450

Résultat de l'analyse

La figure IV.5 représente le spectre de diffraction des rayons X d'un échantillon du dépôt. Ce spectre est constitué principalement d'un seul pic large, ce qui nous affirme que l'échantillon est de nature amorphe.

Remarque : l'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons X ne porte que sur la partie cristallisée de l'échantillon et dans les limites de détection de cette technique d'investigation, la phase amorphe échappe donc à cette technique.



FigureIV.5 : diffractogramme du dépôt

IV.3.3.3. Analyse par EDX

Principe d'analyse

C'est une technique d'analyse qualitative et quantitative qui fournit la composition et la concentration chimique d'un échantillon, elle implique la génération d'un spectre en excès à partir de la zone de balayage intégré d'un microscope électronique à balayage.

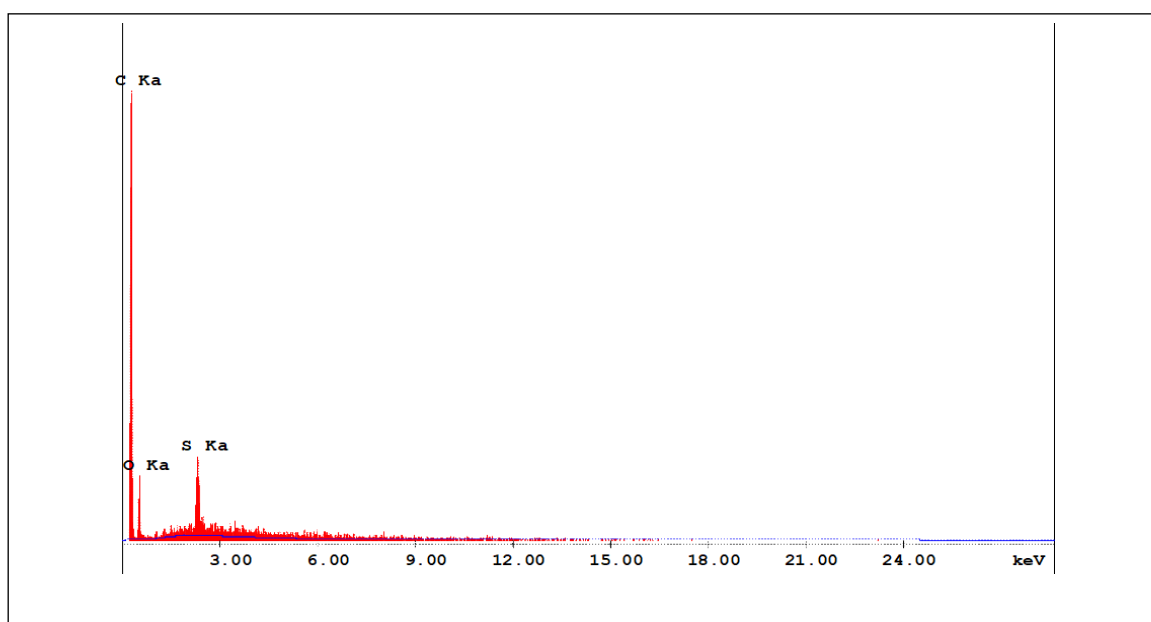
Déroulement de l'analyse

L'échantillon est bombardé par un faisceau d'électrons d'énergie de l'ordre de 5 à 30 keV. L'impact provoque l'émission des rayons X caractéristiques des éléments constituant de l'échantillon. L'émission se produit dans une "poire" de dimensions de l'ordre du micromètre avec deux conséquences :

- la résolution spatiale de l'analyse est de l'ordre du μm ,
- la profondeur analysée est également de l'ordre du micron, ce qui peut poser des problèmes particuliers pour l'analyse de petites particules ou de films minces.

Résultat d'analyse

La figure présente le spectre EDX du dépôt qui montre :



FigureIV.6 : spectre EDX du dépôt

Elément	Wt %	At %	K-Ratio	Z	A	F
C K	80.38	85.84	0.3830	1.0046	0.4743	1.0001
S K	15.70	12.59	0.0212	0.9894	0.1364	1.0000
O K	3.92	1.57	0.0374	0.9462	1.0064	1.0000
Total	100.00	100.00				
Element	Net Inte.	Bkgd Inte.	Inte. Error			
C K	170.92	0.63	2.73	270.60		
O K	21.85	0.76	7.86	28.83		
S K	52.93	4.55	5.29	11.64		

Tableau IV.4 : la composition élémentaire par EDX

- La présence du carbone avec une concentration de 80.84%
- Une concentration de soufre à 15.70 % est observé.
- La présence de l'oxygène avec une concentration de 3.92%.
- Ce qui traduit la présence de C , S et l'O

IV.3.3. Analyse de perte en masse

Principe d'analyse :

C'est une technique d'analyse thermique couramment utilisée en chimie. Elle permet de mesurer les changements de masse d'un échantillon en fonction de la température pour déterminer la teneur en matière organique avant et après chauffage à 525°C.

Condition de l'analyse

Masse de l'échantillon avant analyse : 1,0107 g

Nature du creuset d'analyse : Alumina 70µl

Condition de la méthode :

- Température initiale : 25°C ;
- Température finale 525°C (avec une rampe de 5°C/min) ;



Figure IV.7: L'aspect de l'échantillon avant calcination

Résultat d'analyse

La figure ci-dessous présente l'aspect de l'échantillon après avoir été exposé à une température de 525°C



Figure IV.8 : l'aspect de l'échantillon après avoir été exposé à une température de 525°C.

La masse de l'échantillon après l'analyse est de 0.0017g soit environ 99.8% de masse calcinée, correspondant à une diminution de 1.009 g sur un échantillon initial de 1,0107 g (presque la totalité de l'échantillon)

IV.3.3.4. Analyse par spectroscopie infrarouge a transformation de Fourier (FTIR) :

- La spectroscopie infrarouge a transformation de Fourier est une technique utilisée pour obtenir le spectre d'absorption ou de transmission d'un échantillon solide, liquide ou gazeux. Elle permet via la détection des vibrations caractéristique des liaisons chimique, d'effectuer l'analyse des fonctions présentes dans les matériaux.

Le spectre infrarouge obtenu en utilisant un spectromètre SHIMADZU IRSpirit équipé de la technique ATR (la réflectance total atténuée) et du logiciel d'exploitation Lab solution. les

échantillons des composites ont été introduite sous forme de bandes dans la cellule ATR et testé en mode transmittance le test a été élaboré dans une bande de fréquence de 400-4000)



FigureIV.9 : spectrometre SHIMADZU IRSpirit

Préparation de l'échantillon pour l'analyse FTIR

L'échantillon a été compressé avec 0.2 g de KBr a froid sous presse isostatique (CIP) 150 MPa. Afin d'obtenir une pastille d'épaisseur 200 a 250 mm . le spectre de transmission a été obtenue en divisant le signal transmis a travers la pastille (I) par le signal de mesure a travers une couverture de meme dimensions (I₀), le spectre infrarouge est un rapport d'absorbance (equation) en fonction des nombre d'ondes incidentes

$$A = -\log\left(\frac{I}{I_0}\right)$$

Résultat de l'analyse

La figure ci-dessous présente le spectre FTIR du dépôt

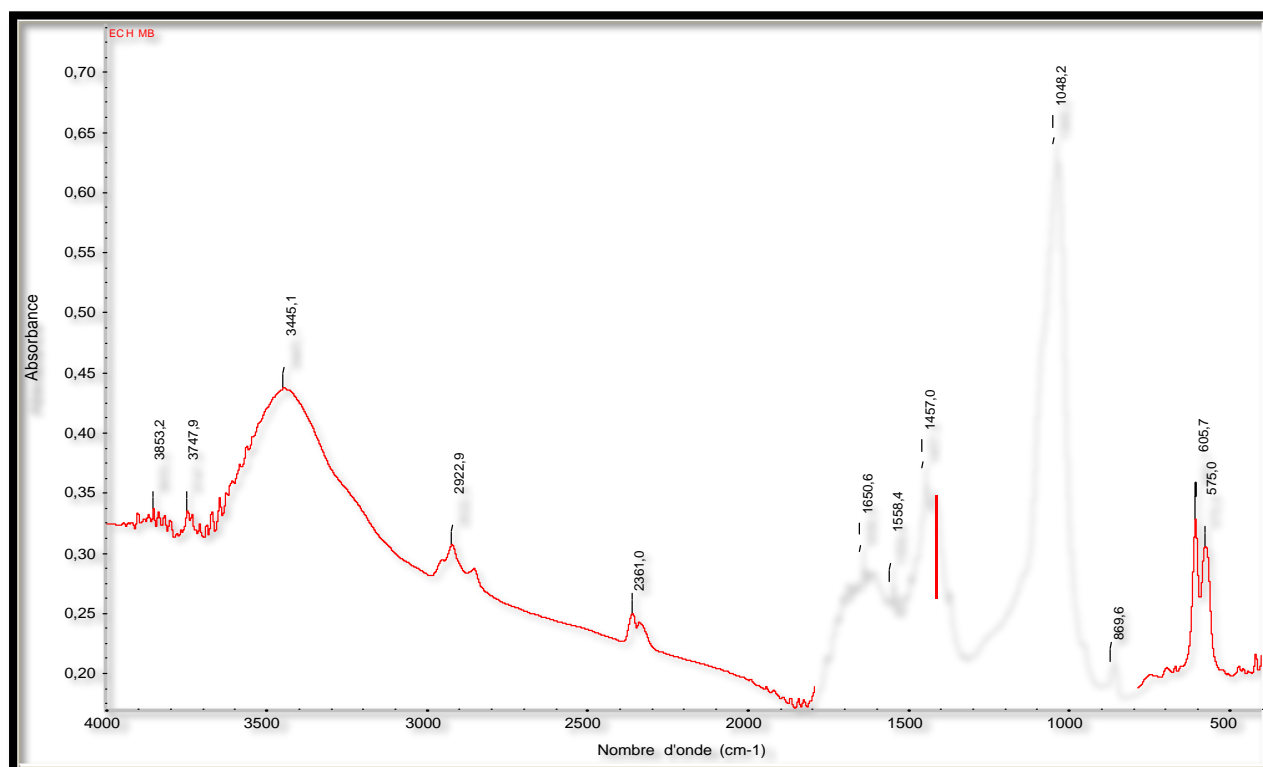


Figure IV.1 : spectre du dépôt par FTIR

- Dans le domaine $500\text{-}900\text{ cm}^{-1}$, trois pics sont observés à 575.0 cm^{-1} , 605.7 cm^{-1} et 869.6 cm^{-1} de faible à moyenne intensité résultant principalement des vibrations de déformation de C–O des molécules alcools/phénols.
- Dans le domaine $1000\text{ cm}^{-1}\text{-}1500\text{ cm}^{-1}$ deux pics sont observée a 1048 cm^{-1} et 1457 cm^{-1} de moyenne à forte intensité a 1048 cm^{-1} correspond a la liaison S–O du sulfate
- A 1558.4 cm^{-1} et 1650.6 cm^{-1} on observe deux pics correspond à la molécule amide et alcène
- Dans le domaine $2000\text{ cm}^{-1}\text{-}3000\text{ cm}^{-1}$ deux pics sont observée à 2361 cm^{-1} et 2922.9 cm^{-1} de faible intensité résultent principalement des vibrations d'élongation de P–H et C–H des molécules phosphine et alcanes.
- A 3445.1 cm^{-1} l'apparition d'une bande large et intense de vibration de d'élongation à l'alcool.

IV.4. Discussion des résultats :

Le résultat de l'analyse par DRX de l'échantillon de dépôt 100-E-1A-D montre que la

structure est amorphe.

Le résultat de l'analyse EDX montre que les principaux éléments chimiques présents sont le carbone (80.84%) le soufre (15.70%) et l'oxygène (3.92%).

La perte a révélé une perte de masse d'environ 99.8% à 525°C, presque la totalité de l'échantillon initial. Cette perte de masse a également été estimée par la méthode EDX, donnant une valeur de 80.84%, exprimant la fraction volatile de l'échantillon (la matière organique). Cette valeur a été obtenue en calcinant l'échantillon brut à l'état naturel dans un four à 525°C pendant une heure.

Les résultats de l'analyse FTIR sont cohérents avec ceux de l'EDX, montrant que les principaux liaisons présents sont S-O, C-O, C-C, C-H.

En résumé, l'analyse compositionnel du dépôt suggère la présence de coke sulfuré dans le dépôt

Le coke est un solide constitué principalement de carbone résultant de la décomposition thermique des hydrocarbures. sa formation est souvent associée à la présence d'impuretés, telles que le soufre, qui agissent comme catalyseur pour la réaction de décomposition thermique.

La teneur élevée en carbone, ainsi que la présence significative de soufre dans le dépôt indique la formation du coke sulfuré

IV.5.Hypothèse de Mécanisme de formation du coke sulfuré

Le coke sulfuré est un solide noir composé de carbone et de soufre. Le mécanisme réactionnel de la formation de ce dernier dans un train d'échangeur de chaleur superposée en séries est influencé par la température et la pression. Voici une explication simplifiée du mécanisme basé sur les conditions données :

1. Les composés soufrés présents dans le naphta B, tels que les thiols, les sulfures organiques et les composés soufrés oxygénés, peuvent subir une décomposition thermique en raison des hautes températures dans le train de préchauffe. Cette décomposition libère du soufre élémentaire (S) et des composés volatils, tels que le sulfure d'hydrogène (H₂S) et d'autres gaz.
2. Réaction de polymérisation des composés soufrés : Le soufre élémentaire (S) libéré lors de la décomposition thermique peut réagir avec d'autres espèces soufrées présentes dans le naphta B, entraînant la polymérisation des composés soufrés. Cette polymérisation peut

former des espèces chimiques plus complexes, telles que les polysulfures, qui contribuent à la formation du coke sulfuré.

3. Réaction d'oxydation des composés soufrés et des hydrocarbures : En présence d'oxygène (O₂), les composés soufrés et les hydrocarbures présents dans le naphta B peuvent subir des réactions d'oxydation. Cela peut conduire à la formation de dioxyde de soufre (SO₂) et d'autres oxydes de soufre, ainsi qu'à la dégradation des hydrocarbures en produits carbonés, contribuant ainsi à la formation du coke sulfuré.
4. Réactions de condensation et de réarrangement : Les espèces soufrées, les hydrocarbures et d'autres composés volatils générés lors des réactions précédentes peuvent subir des réactions de condensation et de réarrangement à des températures élevées. Ces réactions peuvent favoriser la formation de structures carbonées complexes, telles que le coke sulfuré.

La présence d'acier au carbone comme matériau d'échangeur peut également jouer un rôle dans la formation du coke sulfuré, car le carbone présent dans l'acier peut réagir avec les composés soufrés et contribuer à la formation de dépôts de coke sulfuré sur les surfaces métalliques

IV.6.Recommandation

Surveillance en continu : Mettre en place un système de surveillance en continu pour détecter tout signe de formation de coke sulfuré dans le train de préchauffe. Cela peut inclure des mesures de température, de pression, de composition chimique et de débit. Une détection précoce permettra de prendre des mesures correctives rapidement pour prévenir une formation excessive de coke sulfuré.

Utilisation de revêtements protecteurs : les parois internes des échangeurs de chaleur et des conduites du train de préchauffe doivent être revêtues de matériaux résistants à la formation de coke sulfuré. Ces revêtements peuvent aider à réduire l'accumulation de coke sur les surfaces, facilitant ainsi le nettoyage et le maintien de bonnes performances thermiques.

Surveillance en temps réel : Mettre en place un système de surveillance en temps réel qui peut détecter les signes précurseurs de formation de coke sulfuré, tels que des températures

Chapitre IV : Partie expérimentale

Anormalement élevées ou des pressions instables. Cela permettra une intervention rapide pour ajuster les paramètres de fonctionnement et éviter une formation excessive de coke sulfuré.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Ce mémoire a permis l'identification du dépôt récupéré du train d'échangeur de chaleur de l'unité d'hydrotraitement de naphta et a abouti à la conclusion que le dépôt était composé de coke sulfuré. Cette conclusion a été tirée après une analyse approfondie des échantillons prélevés, des observations et des tests de laboratoire.

Le coke sulfuré est un composé résultant de la réaction entre le soufre présent dans le flux d'hydrocarbures et les surfaces métalliques des échangeurs de chaleur. Ce dépôt sulfureux a entraîné des problèmes d'obstruction, de réduction des performances opérationnelles et de corrosion dans les équipements de l'unité.

La caractérisation détaillée du dépôt a permis de mieux comprendre sa composition, ainsi que son impact sur les performances. Des mesures correctives et préventives ont été proposées pour limiter l'accumulation de ces dépôts dans les échangeurs de chaleur, améliorant ainsi l'efficacité et la durée de vie des équipements.

En résumé, cette étude a confirmé la présence de coke sulfuré dans le train d La compréhension de la composition et des caractéristiques du dépôt a permis de proposer des mesures d'amélioration visant à prévenir l'apparition excessive de ces dépôts et à maintenir les performances optimales de l'unité.

Références Bibliographiques:

- [1] : Manuel d'opération et de maintenance, Unité de Magnaforming, raffinerie de Skikda, Samsung Engineering, 219P (03/04/2012).
- [2] : IFP 2005 ENSPM training. MATERIEL THERMIQUE « rôle des échangeurs de chaleur », Edition TECHNIP. EN ECH-02359_A_F-Rév.1 (18/04/2005).
- [3] : MARIE-HELENE MATHONIERE, MARIE-DOMINIQUE HAGELSTEEN, avis no99-A- 02 du conseil de concurrence relatif à l'acquisition de société Vicarb par la société Alfa Laval Holding AB, janvier 1999.
- [4] : Documentation Total. Support de formation Exploration et production Cours des équipements. Total (EXP-PR-EQ120-FR). Révision 0.1 (16-04-2007).
- [5] : HARKAT YAMINA « Diagnostic de l'encrassement par monitoring des paramètres de service aux bornes d'un échangeur de chaleur », Mémoire Magister, Université Mohammed Bougerra - Boumerdas, 2007.
- [6] : P. TRAMBOUZE. « Le raffinage du pétrole ». Edition TECHNIP. Tome IV matériels et équipements. Paris. 1972. ISBN 2-7108-0685-1.
- [7] : A. BONTEMPS, A. GAREIGUE, CH. GOUBIER, J. HUETZ, CH. MARVILLET et VIDIL « Description des échangeurs de chaleurs », technique de l'ingénieur [B 2 341].
- [8] : Mémoire de Master « CALCUL THERMIQUE ET MECANIQUE DE L'ECHANGEUR DE CHALEUR EA4501 » BENABDELHALIM Houssine, FEGAS Abderrazak, Mécanique des unités pétrochimiques-Université de Boumerdas-2017.
- [9] : Mémoire master 2 « SIMULATION D'UNE CONCEPTION D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR À FAISCEAU ET CALANDRE », D. NADJEM EDDINE, SCIENCES ET TECHNOLOGIE - UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA-2017.
- [10] : Croix, J. « Généralités Sur L'encrassement Des Echangeurs » Note Technique Greth 83/12.(1983).
- [11] : M.Bennejah, N.Chaouni- Echangeur de Chaleur, Technologie, calcule et design- Edition TECHIP-Paris –France- 2014.
- [12] : « Fouling in Heat Exchangers » By: Hassan Al.Hadj Ibrahim.
- [13] : « Echangeur de chaleur problème de fonctionnement » par : A. BONTEMPS-A.

GARRIGUE-CH. GOUBIER-J. HOTES-CH. MARVILLET-P. MERCIER-R. VIDAL, Tous ces auteurs font partie du Groupement pour la recherche sur les Échangeurs Thermiques.

[14]: Epstein. "Thinking About Heat Transfer Fouling: A 5x5 Matrix", Heat Transfer Engineering. (1983)

[15]: Crittenden, B, Khater, E « Fouling from Vaporising Kerosene » Fouling Of Heat Exchanger Equipment; ASME.HTD. VOL.35, ED.JW. SUTOR.AM A.M. PRITCHARD, (1984)

[16]: Garret, Price « Problem Characterisation, Economic Assessment And Review Of Prevention, Mitigation And Accommodation », Techniques Pnl-4883.

[17]: Industrial Fouling"Problem Characterization, Economic Assessment, and Review of Prevention, Mitigation, and Accommodation Techniques" B. A. Garrett-Price S. A. Smith R. LWatts J. G. Knudsen February 1984

[18] : Dufaud, J, M. Grillot, J, M.Navarro, R. « L'encrassement Dans Les Echangeurs, Description, Prévention, Remèdes » GRETH. (1991).

[19] : THÈSE pour obtenir le grade de DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE PARIS – EST

« Modélisation de l'encrassement en régime turbulent dans un échangeur de chaleur à plaques avec un revêtement fibreux sur les parois », Hamza Chérif SADOUK -Génie des Procédés- le 15 Juin 2009.