

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA –

Faculté des hydrocarbures et les énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département De Forage Et Mécanique Des Chantiers Pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Mécanique Des chantiers pétroliers

Présenté par

BENOUEDJEH Lalia – SABEUR Sabah

-THEME –

**Etude de problème de l'encrassement dans
Les équipements de traitement
De brut**

Soutenu Publiquement

Le : 16/06/2021

Devant le jury

M.Zoubeidi Ammar

Mme. Chouicha samira

M.Garebi Abderezak

Président

Encadreur

Examineur

UKMOuargla

UKMOuargla

UKMOuargla

Année Universitaire 2020/2021



REMERCIEMENTS

Tout d'abord, Nous Remercions le Dieu notre créateur de nos avoir donné les forces pour achève ce travail.

*Nous adressons le grande remerciement à notre Prof qui nous a guidé au cours du travail, aussi pour ses conseils et ses dirigés. Madame **CHOUICHA SAMIRA** (encadreur).*

Nos vifs remerciements s'adressent également le doyen

DOBBI ABDELMADJID

*Nous adressons avec tous nos respects nos remerciements à l'ingénieur **BENZEKRI HAMMOU***

*Un spécial remerciement pour **ALOUAN DAHMANE** d'avoir nous aidé à mémoire fin d'étude.*

*D'autre part, nous remercions plus particulièrement directeur de l'organisation **OURHOUD LABED BELAID.***

*Un grand remerciement tout particulier à **KHALEDI SAMIRA***

Nous remercie le département des Hydrocarbures (Université Kasdi Marbah - Ouargla), l'administration, les étudiants, et surtout les profs.

Nos sincères remerciements iront à tous ceux que nous n'ont pas cités et qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail

DEDICACE

*Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui
me sont chers,*

*A ma chère mère **MEDDEH KHEIRA** « Que dieu aie son âme » .*

*A mon cher père **SABEUR HABIBE**, pour lourd sacrifice afin de
voir sa famille unie et heureuse, il a donné sa belle vie. Pour tous les
moments où tu n'as jamais épargné le moindre effort pour nous aider
et nous aider et nous encourager.*

*A mes sœurs **DALILA, KARIMA, NOURA, IKERAM, HAYET***

*Merci d'être toujours à mes cotés, pour votre présence, par votre
amour, pour donner du gout et du sens à notre vie de famille. Que ce
travail vous témoigne de sincère affection.*

*AUX enfants de la famille, **KHADIJA, KHOULA, ABDELBASSET,
MEHMAED, MALIKA, MARIA, MANEL, AYOUB, SOUJOUDE***

*A ma grand mère **BELHADJ BENZIANE SAADIA**, c'est la personne
la plus idéal dans ce monde.*

*A mes amies **BENOUDJEH LALIA, ALOUNE DAHMANE,
DJOUHEYNA, KHADIJA, HAMZA LAOUINI, MOUSTAPHA.***

*Ma seconde famille, Merci d'exister, mon monde sans vous sera sans
gout.*

Sabeur Sabah

DEDICACE

JE tiens C'est avec grande plaisir que je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents OUISSALH MBARKA et BENOUE DJEH SLIMAN, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A mes chers OUISSALH OTHMEN ET OUISSALH ZOULIKHA, pour leur sacrifice afin de voir sa famille unie et heureuse, il a donné sa belle vie. Pour tous les moments où tu n'as jamais épargné le moindre effort pour nous aider et nous encourager.

A mes chères sœurs Kheira et Zoulikha, ACHOUAK, pour leurs encouragements permanents, et leur soutien moral.

A Mes chers frères, KHALIL, ZAKARIA et MASOUDE, ABDILAH, SOUHAIIB, pour leurs appuis et leurs encouragements.

A toute la famille BENOUE DJEH, OUISALAH et hadji pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,

A Mon chère personne et la plus précieuse chose que j'ai dans ma vie KHELASSI MEHDI et qui est toujours près de moi.

A mon chère ami SABEUR SABAH Ma seconde famille, Merci d'exister, mon monde sans vous sera sans gout.

Benouedjeh Lalia

Résumé :

L'encrassement fait partie des plus grands problèmes rencontrés au cours de fonctionnement des équipements de traitement de brut , il entraîne une réduction de ses performances thermiques ce qui résulte une mauvaise qualité de brut traitée et des pertes économiques considérables pour l'industrie du pétrole. Cependant il existe plusieurs méthodes préventives qui limitent ce phénomène mais qui nécessitent la connaissance du temps approprié d'intervention.

le but de travail consiste à l'analyse des performances thermiques des équipements de traitement de brut (l'échangeur de chaleur et la colonne de stabilisation) par estimation des coefficients globales de transfert thermique à travers les résistances d'encrassement pour prévoir le bon moment d'intervention et d'entretien en modélisant les courbes des résistances d'encrassement par le logiciel curve expert 1.4 et nous suivons par la suite les techniques d'analyse et les méthodes de nettoyage des dépôts d'encrassement

Les principaux résultats montrent que la modélisation de la résistance d'encrassement de l'échangeur thermique et la colonne de stabilisation est représentée par une équation de forme quadratique avec un coefficient de corrélation égale respectivement $r= 0.9906$ et $r =0.9889$ D'après les résultats d'analyse des dépôts, nous proposons des méthodes pour éviter la formation d'un tel dépôt à l'intérieur de l'échangeur de chaleur et au fond de la colonne de stabilisation .

Mots clé : Echangeur thermique, Encrassement, Résistance d'encrassement, Dépôt, tube, calandre, la colonne de stabilisation.

ملخص:

تعتبر رواسب الاتساخ إحدى أكبر المشكلات التي تواجه معدات معالجة النفط الخام ، مما يؤدي إلى انخفاض أدائها الحراري و رداءة جودة الخام المعالج وبالتالي خسارة اقتصادية كبيرة لصناعة البترول. مع ذلك هناك العديد من الأساليب الوقائية التي تحد من هذه الظاهرة ولكنها تتطلب معرفة وقت التدخل المناسب .

يقوم هذا العمل بعرض دراسة رواسب الاتساخ في المبادل الحراري و عمود التثبيت انطلاقا من نتائج ميدانية ، الهدف من هذا العمل هو حساب مقاومة رواسب الاتساخ و متابعة تغيراتها بدلالة عمل المعدات السابقة ذكرها للتنبؤ باللحظة المناسبة للتدخل و الصيانة من خلال نمذجة منحنيات مقاومة الرواسب بواسطة برنامج (CURVE EXPERT) 1.4 ، و عليه نتبع طرق تحليل و تنظيف .

أظهرت النتائج الرئيسية أن نمذجة مقاومة رواسب الاتساخ للمبادل الحراري و عمود التثبيت تتمثل في معادلة ذات معامل ارتباط على التوالي ($r=0.9889$, $r=0.9906$) .

الكلمات المفتاحية: المبادل الحراري ، رواسب الاتساخ ، مقاومة رواسب الاتساخ ، الترسيب ، الأنبوب ، الغلاف ،

عمود التثبيت .

Summary:

Fouling is one of the biggest problems encountered in the operation of crude processing equipment, resulting in reduced thermal performance resulting in poor quality of processed crude and considerable economic loss to the petroleum industry. However, there are several preventive methods which limit this phenomenon but which require knowledge of the appropriate intervention time.

The aim of the work is to analyze the thermal performance of crude processing equipment (the heat exchanger and the stabilization column) by estimating the overall heat transfer coefficients through the fouling resistors to predict the right moment intervention and maintenance by modeling the curves of the fouling resistances by the software curve expert 1.4 and we then follow the analysis techniques and the methods of cleaning the fouling deposits

The main results show that the modeling of the fouling resistance of the heat exchanger And the stabilization column is represented by a quadratic equation with a correlation coefficient equal respectively $r= 0.9906$ and $r =0.9889$ According to the results d Analysis of

deposits, we propose methods to avoid the formation of such a deposit inside the heat exchanger and at the bottom of the stabilization column.

Keywords: Heat exchanger, Fouling, Fouling resistance, Deposit, tube, calender, stabilization column.

TABLE DES MATIERS

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé.....	IVV
Liste des figures.....	IV
Liste des tableaux.....	IV
Nomenclature.....	IV
Symboles grecs.....	IV
Indices.....	IV
Sommaire.....	IV
Introduction générale	01

liste des Figures

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT

Figure I.1. l'encrassement dans l'échangeur.....	7
Figure I.2. l'encrassement au fond de la colonne de distillation.....	7

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES EQUIPEMENTS DE TRAITEMENT DE BRUT

Figure II.1.Principe de fonctionnement d'un échangeur.....	12
Figure II.2. Échange de chaleur entre deux fluides dans un échangeur.....	12
Figure II.3.Circulation à contre-courant.....	12
Figure II. 4. Circulation à Co-courant.....	13
Figure II.5. Circulation à courant croisé.....	13
Figure II .6 : Schéma et photographie d'un échangeur à double tubes.....	13
Figure II.7.Les différents types des échangeurs tubulaires.....	15
Figure II.8.Four à chauffage indirect.....	16
Figure II.9.Constitution d'un four.....	18
Figure II.10. Les différents types de fours.....	20
Figure. II.11. Eléments constitutifs d'une colonne de distillation.....	22

Figure II.12. Domaine de fonctionnement acceptable pour un plateau.....	25
---	----

CHAPITRE III : PARTIE PRATIQUE

Figure III.1. Process de l'organisation(OURHOUD).....	28
Figure III.2. Dépôt de sulfate de calcium sur un clapet	29
Figure III.3. Dépôt de sel sur Strainer.....	30
Figure III.4. Dépôt de sulfate de calcium (CaSO ₄) dans les conduites.....	30
Figure III.5. Dépôt de fond de colonne.....	30
Figure III.6. Dépôt dans l'échangeur.....	32
Figure III.7. Schéma de l'échangeur de chaleur en fonctionnement.....	35
Figure III.8. Diamètre de faisceau tubulaire D_b	36
Figure III.9. Distance L_b entre deux chicanes.....	41
Figure III.10. Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance linéaire.....	42
Figure III.11. Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance exponentiel.....	42
Figure III.12. Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance quadratique.....	44
Figure III.13. schéma de la colonne en fonctionnement	46
Figure III.14. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance linéaire.....	46
Figure III.15. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance exponentiel.....	47
Figure III.16. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance quadratique.....	49
Figure III.17 : Diffractogrammes de l'échantillon N°1	50
Figure III.18 : Diffractogrammes de l'échantillon N°2.....	51
Figure III.19. les dépôts dans l'échangeur.....	52
Figure III.20. rapport de l'inspection d'échangeur.....	54
Figure III.21. Dépôt de sulfate de calcium sur fond de la colonne.....	55
Figure III.21. Outil de nettoyage mécanique.....	57
Figure III.22. l'inspection de la colonne.....	57

liste des tableaux

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT

Tableau I.1 : Les types d'encrassement.....	5
Tableau I.2 : Action envisageable pour limiter l'encrassement dans les échangeurs de chaleur.....	9
Tableau. I.3 Action envisageable pour limiter l'encrassement dans la colonne et four ...	10

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES EQUIPEMENTS DE TRAITEMENT DE BRUT

Tableau II.1. Différents types de plateaux	23
--	----

CHAPITRE III : PARTIE PRATIQUE

Tableau III.1 Spécification de brut traité	28
Tableau III.2. Propriétés physicochimiques des fluides.....	33
Tableau III.3. Caractéristique de l'échangeur.....	34
Tableau III.4. Performances thermiques de l'échangeur dans le temps.....	40
Tableau. III.5. Différents modèles de la résistance d'encrassement avec leurs coefficients de corrélation.....	43
Tableau III.6. caractéristique de colonne	44
Tableau III.7. Propriétés physicochimiques des fluides	45
Tableau III.8. Performances thermiques de la colonne de stabilisation dans le temps....	45
Tableau. III.9. Différents modèles de la résistance d'encrassement avec leurs coefficients de corrélation.....	47

NOMENCLATEUR

CPF	Central Processing Facilites	
API	American Pétroleur Institutue.	
TVR	Tension de Vapeur Raid	
BS&W	Basique Sidément Water	
DRX	Défractométrie par des Rayons X	
PDF-ICDD	Power diffraction file-International center for diffraction data	
T.E.M.A	Tubular Exchangers Manufacteur's Association.	
S	surface d'échange	m ²
A_t	Section de passage coté tube	m ²
A_c	Section de passage coté calandre	m ²
Aire	Aire d'écoulement	m ²
C_p	Chaleur massique moyenne de brut	[J/kg. °C]
d_i	Diamètre intérieur des tubes	M
d₀	Diamètre extérieur des tubes	M
D_b	diamètre de faisceau tubulaire	M
D_C	Diamètre de la calandre	M
G_t	Flux massique de brut	kg/m ² . S
h_t	Coefficient de transfert coté tube	W/m ² .°C
h_c	coefficient de transfert thermique du film externe	W/m ² .°C
h_i	coefficient de transfert thermique du film interne	W/m ² .°C
H_{ed}	coefficient d'encrassement du film externe	W/m ² .°C
H_{id}	coefficient d'encrassement du film interne	W/m ² .°C
H_c	Coefficient de transfert coté calandre	W/m ² .°C
J_h	Coefficient de transfert	W/m ² .°C
k₁, n₁	Constantes dépendant du pas et du nombre de passes	
L	Langueur d'un tube	M
L_b	Les espacements entre chicanes	M
D	Débit massique du brut	m ³ /h
N	Nombre de passe coté tube	
P	Le pas	M
P_r	Nombre de Prandtl	

R	Résistance thermique	[m ² •°C/W]
Re	Nombre de Reynolds	
S	Surface d'un tube	M
T₁	Température d'entrée côté tube	C°
T₂	Température de sortie côté tube	C°
t₁	Température d'entrée côté calandre	C°
t₂	Température De sortie côté calandre	C°
U_{cal}	coefficient global de transfert thermique	[W/m ² . °C]
λ	Conductivité thermique	[W/m.°C]

Symboles grecs

η_c	Nombre des chicanes
μ_c	Viscosité dynamique du brut traité à sa température
μ_t	Viscosité dynamique du Brut non traité à sa température
ρ_c	La masse volumique de brut traité à sa température.
ρ_t	La masse volumique de Brut à sa température.

Indices

1	Entré
2	Sortie
MAX	Maximal

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PROBLEME D'ENCRASSEMENT

I.1. Définition de l'encrassement	03
I.2. Différents types d'encrassement (classification).....	03
I.2.1.Encrassement particulaire.....	04
I.2.2.Entartrage	04
I.2.3. Encrassement dû à la corrosion.....	04
I.2.4.Encrassement biologique.....	04
I.2.5.Encrassement par réaction chimique.....	05
I.2.6. Encrassement par solidification.....	05
I.3. Nature du dépôt.....	06
I.3.1.Dépôt dur.....	06
I.3.2. Dépôt poreux.....	06
I.3.3.Dépôt mou.....	06
I.4. Les processus fondamentaux de l'encrassement (Mécanismes).....	06
I.4.1.Initiation.....	06
I.4.2.Transport des particules dans le fluide jusqu'au voisinage de la paroi	06
I.4.3.Adhésion des particules.....	06
I.4.4.Réentraînement des particules déposées.....	06
I.4.5.Vieillessement du dépôt.....	06
I.5. Facteurs affectent de l'encrassement.....	07
I.5.1. Paramètres de fonctionnement	07
I.5.1.1. Zones stagnantes.....	07
I.5.1.2. Effet de la vitesse.....	08
I.5.1.3. Effet de la température de surface.....	08
I.5.2.4. Structure et état de surface (Rugosité).....	08
I.5.2.5. Matériau de construction, corrosion.....	08
I.5.2.6. Propriétés des fluides.....	08
I.6. Prévention de l'encrassement dans les équipements de traitement de brut....	09

CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES EQUIPEMENTS DE TRAITEMENT DE BRUT

II.2. Principe de fonctionnement d'un échangeur de chaleur	13
II .3.Critères de classification des échangeurs.....	14
II .3.1 Classification selon le mode de circulation.....	14
II.3.1.1 Circulation à contre-courant.....	14
II .3.1.2.Circulation à Co-courant (courant-parallèle).....	15
II.3.1.3. Circulation à courants croisés.....	15
II.3.1.4. Circulation à courants mixte.....	15
II .3.2.Classification suivant la nature du matériau de la paroi d'échange.....	15
II .3.2.1.Classification selon le type d'appareillage.....	15
II.2. les fours thermiques.....	18
II.2.1.Généralités.....	18
II.2.2. Constitution d'un four.....	19
II.2.2. 1. Une zone de radiation.....	19
II.2.2.2.Une Zone de convection.....	19
II.2.2. 3.Une cheminée.....	19
II .2.3. Les différents types de fours.....	20
II .2.3.1.Cylindriques verticaux.....	20
II .2.3.2. Les fours dits (boîtes) à tubes verticaux.....	20
II.2.3.3. Les fours dits (cabines) à tubes horizontaux.....	20
II .2.3.4.Les fours à chauffage par murs radiants.....	21
III. Les colonnes.....	23
III.1.Définition et principe de fonctionnement d'une colonne de distillation...	23
III.2. Eléments constitutifs d'une colonne de distillation	23
III.2.1.La virole.....	23
III.2.2.Le fond.....	23
III.2.3.La jupe.....	24
III.2.4. Les plateaux (ou des garnitures).....	24
III .3.Colonnes à plateaux.....	24
III.4. Différents types de plateaux.....	25
III .5..Domaine de fonctionnement des plateaux.....	26

CHAPITRE III : PARTIE PRATIQUE

III .1.introduction	29
III .2.description de l'unité OURHOUD	29
III .3.spécification de brut traité	31
III .4.position de problème	31
III .5.But de calcul	33
III .6.calcul thermique et dimensionnement	33
III .6.1.l'Echangeur	33
III 6.1.1.dimensionnement de l'échangeur	33
III .6.1.2.choix du type de l'échangeur	33
III .6.1.3.hypothèse simplificatrice	34
III .6.1.4.spécification des propriétés fluides	35
III .6.1.5.Géométrie de l'échangeur thermique	36
III .6.1.6.Estimation des coefficients de transfert thermique par convection	38
III .6.1.6.1.calcul du coefficient de transfert thermique coté tube	38
III .6.1.6.2.calcul du coefficient de transfert thermique coté calandre	39
III .6.1.6.3.calcul du coefficient globale de transfert thermique	41
III .6.1.6.4.calcul de la résistance d'encrassement	42
III .6.1.6.5.Evaluation de performances thermique de l'échangeur dans le temps	42
III .6.1.7.Modélisation des résistances d'encrassement	42
III .6.1.7.1. Le Logiciel curve expert	43
III .6.1.7.2.Résultat de modélisation de la résistance d'encrassement par curve expert	43
III .6.1.7.3.choix du modèle de la résistance d'encrassement	44
III 6.1.7.4.Discussion et interprétation des résultats	44
III .6.2.la colonne	46
III .6.2.1.Choix du type de la colonne	46
III .6.2.2.Géométrie de la colonne	46
III .6.2.3.Evaluation des performances thermique de la colonne dans le temps	47

III.6.2.4.Résultat de modélisation de la résistance d'encrassement par curve expert	48
III.6.2.5.Choix du modèle de la résistance d'encrassement	49
III.6.2.6.Discussion et interprétation de résultat	50
III.7.Analyse des dépôts	50
III.7.1.l'échangeur	50
III.7.2.la colonne	55
III.8. La maintenance	56
III.8.1. l'échangeur	56
III.8.2.la colonne	58
CONCLUSION ET RECOMMANDATION	59
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE	60
ANNEXE	

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale :

Depuis de nombreuses années, le pétrole est considéré comme matière première la très importante jouant un rôle primordial dans l'industrie, il est le plus gros commerce de la planète en valeur (et en volume). D'après les statistiques récentes l'Algérie est le 17^{ième} producteur de pétrole donc, elle joue un rôle majeur dans le commerce international de l'énergie.

La commercialisation du pétrole à l'état brut doit subir un traitement (stabilisation) afin de répondre aux normes. Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications commerciales en qualité de tension de vapeur reid. Les procédés les plus connus sont : (Séparation, Dessalage, le dégazage, la désulfuration ...).

Le procédé de stabilisation consiste à enlever les hydrocarbures gazeux d'un pétrole brut par chauffage du brut jusqu'à une température précise, pour cela l'installation doit contenir un échangeur de chaleur pour assurer l'échange thermique et une colonne de stabilisation pour la bonne récupération de l'huile [1].

L'efficacité du processus de stabilisation et de chauffage du pétrole brut est principalement liée à une chaîne de production liée entre eux pour récupérer une huile qui réponds aux spécifications commerciales

L'encrassement est un phénomène prépondérant agisse de la formation d'un dépôt solide à l'intérieure des équipements de traitements de brut, ce qui entraîne la réduction des performances thermiques de ces équipements.

En dépit des progrès et le développement scientifique, le phénomène de l'encrassement reste le problème le plus obsession en souffre des sociétés pétrolières. Dans cette étude.

le but de ce travail consiste à l'analyse des performances thermiques des équipements de traitement de brut (l'échangeur de chaleur et la colonne de stabilisation) par estimation des coefficients globales de transfert thermique à travers les résistances d'encrassement pour prévoir le bon moment d'intervention et d'entretien en modélisant les courbes des résistances d'encrassement par le logiciel curve expert 1.4 et nous suivons par la suite les technique d'analyse et les méthode de nettoyage des dépôts d'encrassement

Le mémoire est organisé de la façon suivante :

Le premier chapitre présente des généralités sur le problème de l'encrassement des

INTRODUCTION GENERALE

Equipements de traitement du brut avec une description des différents types d'encrassement et leurs remèdes. le deuxième chapitre illustre les détails sur les équipements de traitement de brut et leurs fonctionnement, le troisième chapitre présente les principaux résultats obtenus a partir de calcul des performances thermiques des équipements de traitement du brut (l'échangeur de chaleur et la colonne de stabilisation) , nous terminons notre travail par une conclusion générale qui englobe l'ensemble des principaux résultats obtenus a partir de notre travail

GENERALITES SUR
LE PROBLEME
D'ENCRASSEMENT

INTRODUCTION:

L'encrassement, des équipements de transfert thermique, ayant un impact significatif sur le parc de production. L'encrassement entraîne une consommation importante et une perte d'énergie en affectant les performances telle que : la diminution du coefficient de transfert de chaleur, la réduction de la conductivité thermique, l'augmentation de la chaleur des liquides chauds, la réduction de la section de passage du fluide entraînant de réduire du débit de fluide (augmentation de perte de charge), d'autre part le début et l'aide de corrosion. Sans doute à ce que la corrosion et l'encrassement sont deux problèmes majeurs qui affectent toutes les activités industrielles. Les actifs se dégradent et nécessitent une surveillance et un entretien continu pour éviter les problèmes à grande échelle ou des méthodes bien planifiées doivent être trouvées pour le commander et traiter. [1]

I.1. Définition de l'encrassement :

L'encrassement est défini comme la déposition des substances indésirable sur les surfaces des équipements industrielle. Dans les échangeurs de chaleurs, l'encrassement est une couche de dépôt qui s'accumule à la surface d'échange de chaleur et qui entravent 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 [9]. 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.

I.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.[10]

Six types différents peuvent alors être dé

- Encrassement particulaire.
- Entartrage.
- Corrosion.

- Encrassement biologique.
- Encrassement par réaction chimique.
- Encrassement par solidification.

I.2.1.Encrassement particulaire :

C'est la forme la plus courante de l'encrassement [11], 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 [1] :

- 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.

I.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 [12]. 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 [1]

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

I.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 [1]

I.2.4.Encrassement biologique :

Il est dû au développement de micro-organismes [1] 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.

I.2.5. Encrassement par réaction chimique :

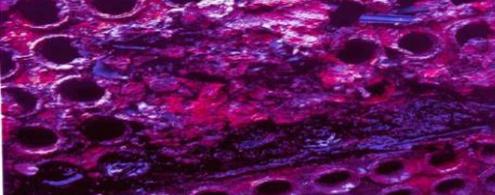
On rencontre ce type d'encrassement quand une réaction chimique se produit près d'une surface d'échange et que les solides produits par la réaction s'y déposent. Cette réaction est souvent une polymérisation ; il en résulte la formation d'un dépôt. Les domaines concernés sont essentiellement l'industrie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

I.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 par affinités). Une vapeur peut également se déposer sous une forme solide sans passer par l'état liquide (formation du givre)[12].

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

Tableau I.1 : Les types d'encrassement

Encrassement particulaire : Dépôt de forte épaisseur dans un tube de surchauffeur	
Entartrage	
Dégradation (encrassement sous corrosion)	
Encrassement biologique : Dépôt Bactérien	

I.3. Nature du dépôt :

I.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.

I.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.

I.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.

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

Les mécanismes d'encrassement sont décomposés en cinq (5) événements séquentiels [12].

I.4.1. Initiation : Cette phase est associée au temps nécessaire avant de pouvoir observer la formation d'un dépôt encrassant sur une surface propre.

I.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.

I.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.

I.4.4. Réentraînement des particules déposées : Certaines des particules déposées peuvent être rengainées sous forme d'agglomérats arrachés à la couche de dépôt sous l'action des forces aérodynamiques [13].

I.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 [13].



Figure I.1 : l'encrassement dans l'échangeur



Figure I.2 : l'encrassement au fond de la colonne de distillation

I.5. Facteurs affectent de l'encrassement :

I.5.1. Paramètres de fonctionnement :

I.5. 1.1. 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 [1].

I.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, et

elle est associée au débit de fluide. Afin d'éviter l'encrassement une vitesse importante d'écoulement fait diminuer l'accumulation de ces dépôts.

I.5.1.3. Effet de la température de surface :

La présence des points chauds (ou froids) sur la surface d'échange est souvent liée à un problème de répartition de vitesse au voisinage de la paroi. Il est bien connu que lorsque la température de surface croît, 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)[14]. 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.

I.5.2.4. 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[2].

I.5.2.5. 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 [2].

I.5.2.6. 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 métallique

I.6. Prévention de l'encrassement dans les équipements de traitement de brut :

Les tableaux suivant (tableau I.2.) et (tableau I.3) représentent des différentes actions de prévention pendant les phases de vie des équipements de traitements de brut :

Tableau I.2 : Action envisageable pour limiter l'encrassement dans les échangeurs de chaleur

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 • prétraitement des fluides • utilisation contrôlée avec les additifs (inhibiteurs, antitartres, dispersants, acides) •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

Tableau. I.3 Action envisageable pour limiter l'encrassement dans la colonne et four

Phase de design	Phase d'installation de la construction	Phase Fonctionnement (En ligne)	Phase d'arrêt (Hors ligne)	
			Triennal (chaque 3 ans)	Décennale (chaque 10ans)
<ul style="list-style-type: none"> • Choix de type de colonne et four • 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 dans les conditions appropriées de fonctionnement •Maintien les débits dans les conditions appropriées de fonctionnement • prétraitement des fluides • utilisation contrôlée avec les additifs (inhibiteurs, antitartres, dispersants, acides) 	<p>Triennal (chaque 3 ans)</p> <ul style="list-style-type: none"> •Isolation de l'équipement •levage •inertage •platinage •vaporisation •démontage des internes •test NDT (no destructive test") •inspection visuelle •réparation si est nécessaire •remontage •fermeture et disposition des équipements 	<p>Décennale (chaque 10ans)</p> <p>Triennal + Test hydrostatique (Pression de test = Pression de calcul*1.5) •durée deux heures disposition de équipements</p>

Conclusion :

Les équipements de traitement de brut 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 les équipements. Cette performance est liée directement et de manière significative avec le problème de l'encrassement.

GENERALITES
SUR
LES EQUIPEMENTS DE TRAITEMENT DE BRUT

Introduction

La grande majorité des opérations réalisées dans l'industrie du raffinage ou de la pétrochimie utilise la température comme une des variables opératoires principales. En effet, que ce soit pour vaporiser une coupe d'hydrocarbures lors d'une distillation ou pour faire réagir certaines molécules à transformer (avec ou sans catalyseur), il est toujours nécessaires d'ajuster la température au niveau requis par l'opération à réaliser. Ainsi, les équipements qui permettent d'ajuster cette variable opératoire sont indispensables à de très nombreux points d'un procédé. L'échelle des températures à réaliser est très vaste, allant, si l'on considère les extrêmes, des températures de liquéfaction du méthane (-161°C) à environ 1000°C pour le craquage de cette même molécule. Pour réaliser tous ces ajustements, on dispose de deux types distincts d'équipements :

- Les échangeurs de chaleur, qui permettent de récupérer au maximum l'énergie thermique contenue dans les divers flux de la raffinerie et ainsi d'ajuster les niveaux de température en tous points des schémas de raffinage.
- Les fours, qui produisent, sous forme de chaleur à température élevée, la majorité de l'énergie requise par les diverses opérations de raffinage [5].

II.1 .Les échangeurs thermique

Définition

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. ou dans les transports (conditionnement d'air, réfrigération et refroidissement des moteurs).

II.2. 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 [2] (figure II.1).

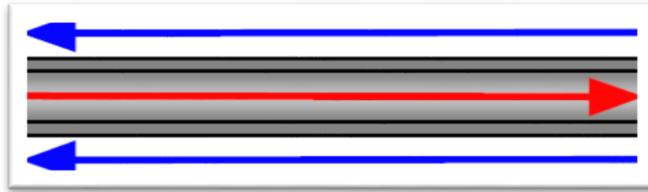


Figure II.1.Principe de fonctionnement d'un échangeur

L'échange de chaleur entre les deux fluides suit trois étapes (figure II.2)
 Transfert de chaleur par convection du fluide chaud vers la paroi. Transfert de chaleur par conduction à travers la paroi Transfert de chaleur par convection de la paroi vers le fluide froid

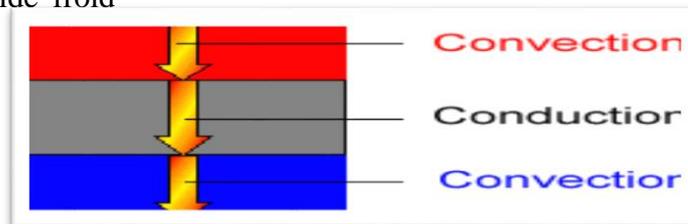


Figure. II .2. Échange de chaleur entre deux fluides dans un échangeur

II .3.Critères de classification des échangeurs :

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

II .3.1 Classification selon le mode de circulation :

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

II.3.1.1 Circulation à contre-courant : Dans ce cas, les deux fluides circulent dans un sens opposé, de chaque côté de la paroi (figure. II .4).

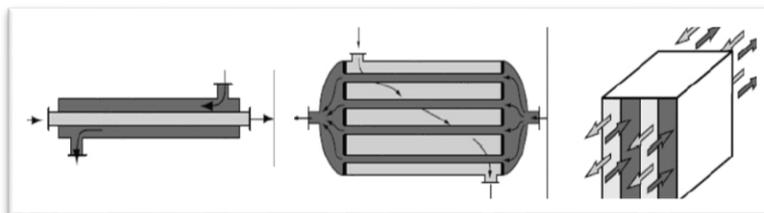


Figure II.3.Circulation à contre-courant

II .3.1.2Circulation à Co-courant (courant-parallèle) : Dans ce cas, les deux fluides circulent dans le même sens, de chaque côté de la paroi (figure. II .4).

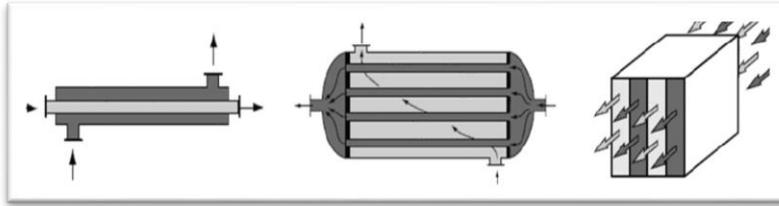


Figure. II. 4. Circulation à Co-courant

II.3.1.3. Circulation à courants croisés : L'écoulement des deux fluides se fait dans deux directions perpendiculaires (figure II.5).

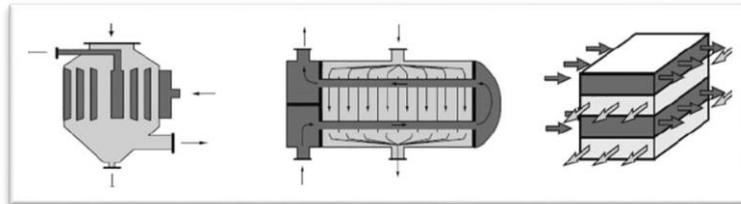


Figure II.5. Circulation à courant croisé

II.3.1.4. Circulation à courants mixte :

Dans ce cas, les trois modes de courant précédents coexistent

II .3.2.Classification suivant la nature du matériau de la paroi d'échange :

On retiendra deux types de paroi :

- 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 .3.2.1.Classification selon le type d'appareillage :

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 [2].

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



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

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.

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.

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

On distingue, le plus souvent, les catégories suivantes :

- a. Les échangeurs monotubes pour lequel le tube est placé dans un réservoir.
- b. Les échangeurs coaxiaux pour lesquels les tubes sont le plus souvent cintrés.
- 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.

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.

3. Les échangeurs à tubes ailetés qui permettent d'améliorer le coefficient d'échange : lorsque l'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 coefficient d'échange thermique.

3. 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 chicane 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 [2].

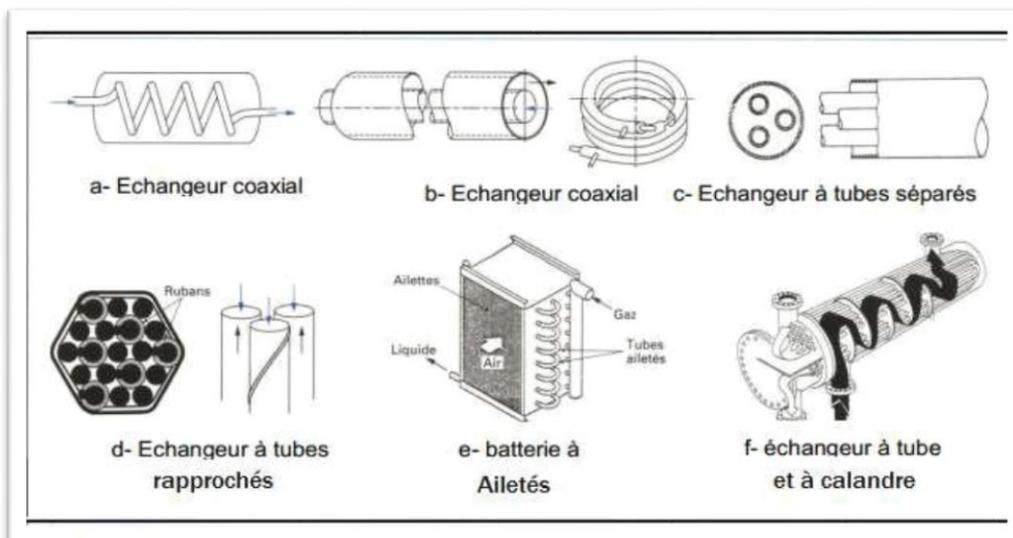


Figure II.7. Les différents types des échangeurs tubulaires

II.2. les fours thermiques

II.2.1.Généralités :

Les fours sont des appareils dans lesquels le chauffage des fluides s'effectue par les fumées produits par la combustion d'un combustible liquide ou gazeux. Ils sont dits à chauffage direct, car la chaleur des fumées est cédée directement au fluide froid qui circule dans serpentin tubulaire.

Ces fours sont distinct des fours à chauffage indirect, dans lesquels le fluide à réchauffer circule dans un faisceau tubulaire baignant dans un fluide chaud, lui-même chauffé directement par les fumées du combustibles

La chaleur transmise au fluide chauffé peut servir :

- à un simple réchauffage : on élève la température du fluide traité afin de lui faire subir, ultérieurement, une transformation physique ou chimique (surchauffeur de vapeur, réchauffeur de gaz d'un reformeur catalytique, réchauffeur d'hydrocarbure liquide (charge d'unité de craquage catalytique, fluide caloporteur, etc.) ;
- à une transformation chimique : celle-ci peut s'effectuer par pyrolyse (fours de craquage à la vapeur pour la fabrication d'éthylène, fours de craquage de dichloréthane, four de craquage d'acide acétique, etc.)[5].

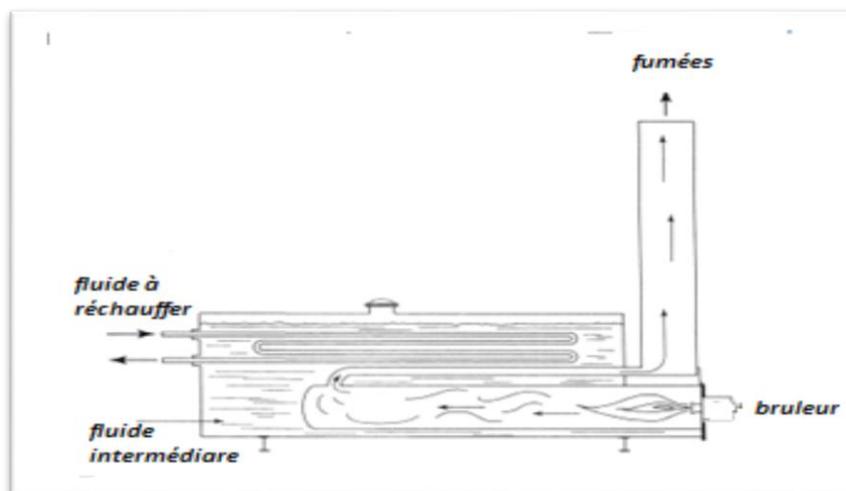


Figure II.8.Four à chauffage indirect

II.2.2. Constitution d'un four

D'une façon générale, les fours comportent les parties principales suivantes :

II.2.2. 1. Une zone de radiation

Constituée essentiellement d'une chambre de combustion, dans les tubes est disposée. Les tubes sont jointifs, sont reliés entre eux par des coudes. La transmission de chaleur s'effectue principalement par radiation. Une fraction de l'échange se fait par convection entre les fumées et les tubes. La température des fumées à la sortie de la zone de radiation, est élevée (700 à 1200°C) est donc le rendement est faible (de l'ordre de 50% du pouvoir calorifique inférieur) [4].

II.2.2.2. Une Zone de convection

Afin de récupérer la chaleur sensible des fumées, ces derniers circulent à vitesse élevée (parallèlement ou perpendiculairement) à travers un faisceau de tubes, où l'échange s'effectue principalement par convection, cette zone est par conséquent, qualifiée de section de convection. Ces tubes peuvent être garnis d'ailettes ou d'aiguilles, afin d'augmenter la surface d'échange du côté des fumées, qui est en général le fluide présentant la résistance thermique la plus forte. Le rendement d'un four avec une zone de convection, est bien étendu, supérieur à celui d'un four ne comportant qu'une zone de radiation [4].

II.2.2. 3. Une cheminée

Qui a un rôle multiple, son premier but est l'évacuation des fumées dans l'atmosphère à une hauteur telle, qu'elles ne risquent pas de gêner le voisinage. Mais la cheminée avec son tirage, met la chambre de combustion en dépression et provoque ainsi l'entrée de l'air nécessaire à la combustion par les volets d'air des brûleurs. Ses dimensions doivent donc être calculées pour obtenir ce tirage [4].

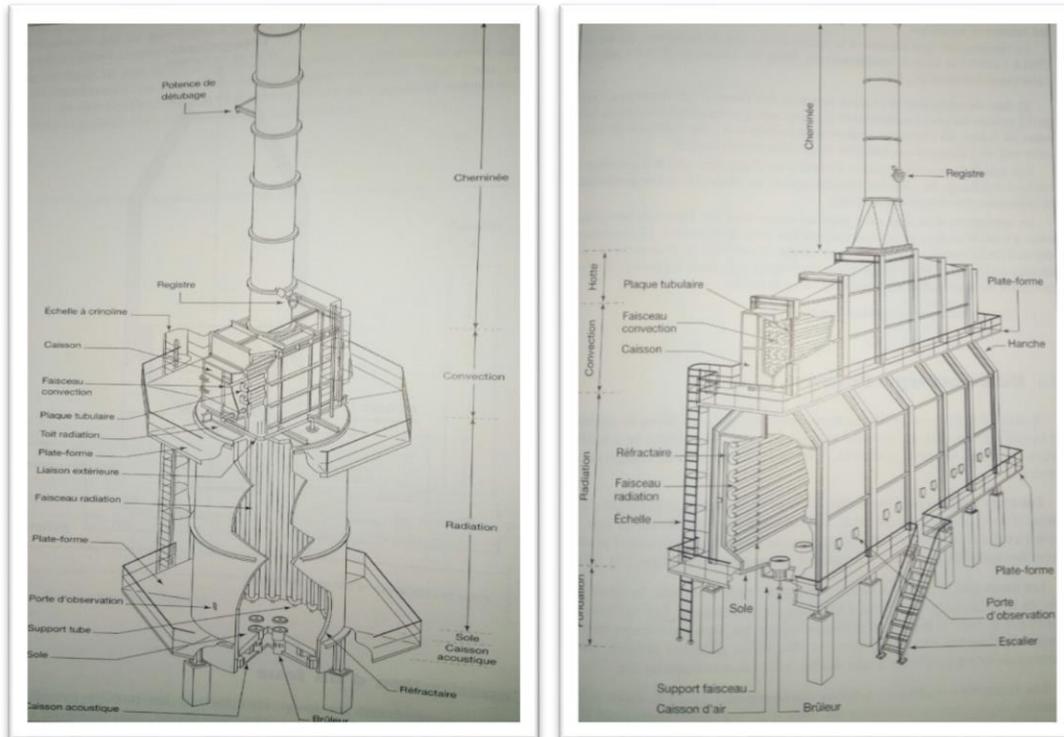


Figure II.9. Constitution d'un four

II .2.3. Les différents types de fours

Il existe de nombreuses dispositions des tubes, dans la zone de radiation et de convection, et d'une zone par rapport à l'autre .Il en résulte de nombreux types de fours. On peut, toutefois, distinguer les différentes catégories suivantes :

II .2.3.1.Cylindriques verticaux

La zone de radiation se présente sous la forme d'un cylindre à axe vertical. Les brûleurs sont placés sur la sole, à la base du cylindre. Les brûleurs sont placés sur la sole, à la base du cylindre. La surface d'échange couvre les parois verticales et présentes donc une symétrie circulaire par rapport au groupe de chauffage

II .2.3.2. Les fours dits (boîtes) à tubes verticaux :

Générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède. Les brûleurs sont situés sur la sole, la surface d'échange couvre les parois verticales latérales. Parfois la chambre de combustion est divisée en plusieurs cellules, par des rangées de tubes parallèles à une des faces des parois latérales.

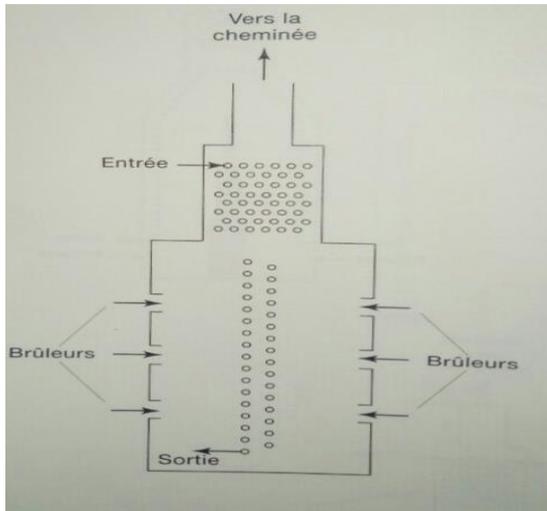
II.2.3.3. Les fours dits (cabines) à tubes horizontaux :

Dans ces fours, la forme générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède, dans le plus grande longueur est horizontale. Les tubes sont placés horizontalement le long des parois latérales les plus longues. Dans ces fours, la forme

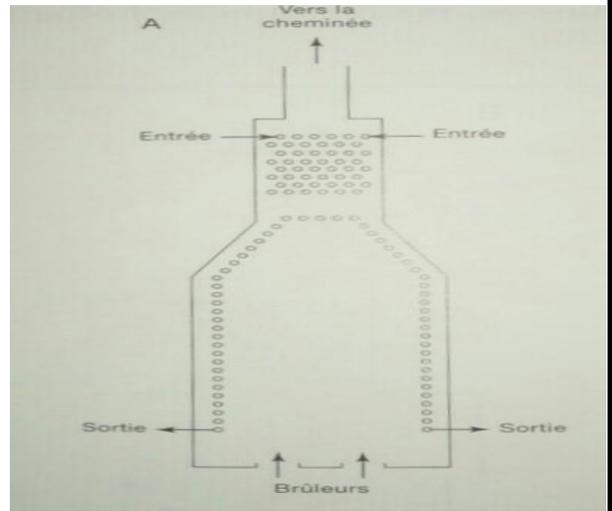
générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède. Les brûleurs sont situés sur la sole, la surface d'échange couvre les parois verticales latérales. Les brûleurs sont situés sur la sole, ou sur la partie inférieure des murs latéraux les plus longs, ou encore sur les murs d'extrémités ne recevant pas les tubes.

II .2.3.4. Les fours à chauffage par murs radiants :

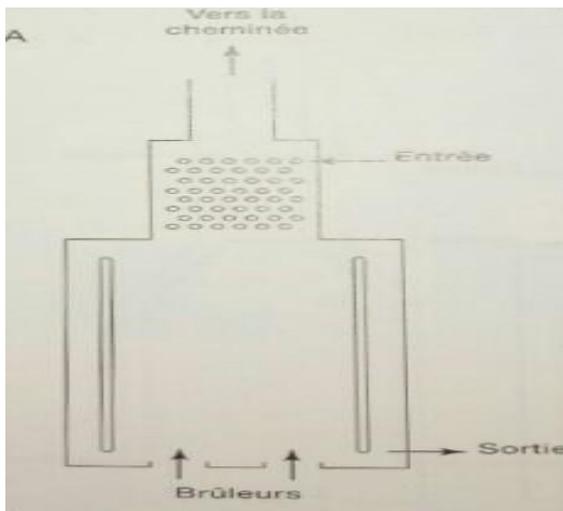
La surface d'échange est placée dans le plan médian de la chambre de combustion. Les brûleurs sont répartis sur les parois latérales longitudinales [5].



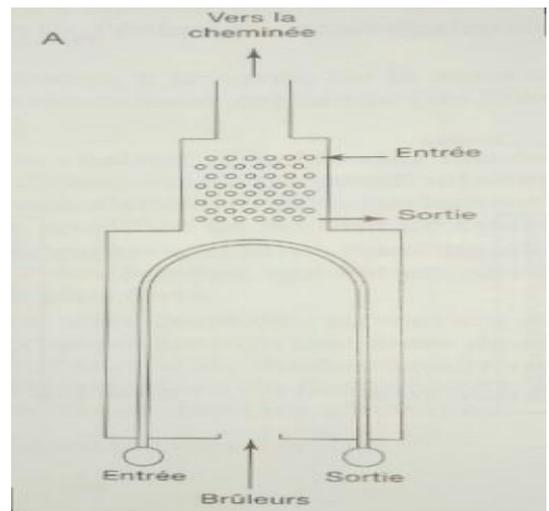
Fours à chauffage par murs radints



Fours à tubes horizontaux



fours cylindriques verticaux



Fours à tubes verticaux en zone de radiation

Figure II.10. Les différents types de fours

III. Les colonnes

III.1. Définition et principe de fonctionnement d'une colonne de distillation

La colonne de distillation est un appareil cylindrique vertical, constitué d'une succession de plateaux ou de garnissages, dont le rôle consiste à mettre en contact une phase vapeur et une phase liquide de manière à effectuer une séparation des constituants présents dans la charge. Cette séparation se fait grâce à un transfert de matière dont la force motrice dépende d'une part des différences de concentration et d'autre part des équilibres liquide-vapeur intervenant entre ces deux phases.

Dans une colonne de distillation le liquide se déplace par gravité de haut en bas, et la vapeur de bas en haut, grâce à l'énergie de pression utilisée pour assurer un bon barbotage. Le liquide arrivant au fond de la colonne est partiellement vaporisé dans le rebouilleur qui crée la phase vapeur nécessaire à la distillation, le liquide non évaporé est extrait du fond de la colonne et constitue le résidu. La vapeur arrivant en tête de la colonne est condensée, une partie du produit condensée est envoyée en tête de la colonne en qualité de reflux, le reste est soutiré en tant que distillat (produit de tête). La colonne est divisée en trois zones :

- Zone d'alimentation : c'est l'entrée du mélange à fractionner.
- Zone de rectification : se situe au-dessus de la zone d'alimentation.
- Zone d'épuisement : se situe au-dessous de la zone d'alimentation [3].

III.2. Eléments constitutifs d'une colonne de distillation

Les différents éléments qui constituent une colonne de distillation (Fig. III.2) sont

III.2.1. La virole : Un corps cylindrique en tôles d'acier soudées, de diamètre supérieur à 10 mm, qui se compose de plusieurs éléments : des trous d'homme. Divers piquages pour branchement de tuyauteries, des prises pour les appareils de mesure et de contrôle, des goussets pour attaches d'échelles....etc.

III.2.2. Le fond : Il est soudé à la virole, de formes diverses (elliptiques – hémisphérique – conique – plat). Le choix de la forme du fond dépend des conditions de température et pression du procédé, des dimensions de l'appareil (diamètre) et des caractéristiques du milieu de travail.

III.2.3. La jupe : Elle est de forme cylindrique ou faiblement tronconique (pour notre cas cylindrique), en tôles d'acier soudée, sur laquelle est montée la colonne. La jupe reçoit essentiellement les composants suivants :

- anneau de base sur lequel est soudée la jupe.
- des trous d'accès dans la jupe.
- des orifices de passage de tuyaux et des événements.

III.2.4. Les plateaux (ou des garnitures) : montés à l'intérieur de la colonne sur des supports soudés à la virole [3].

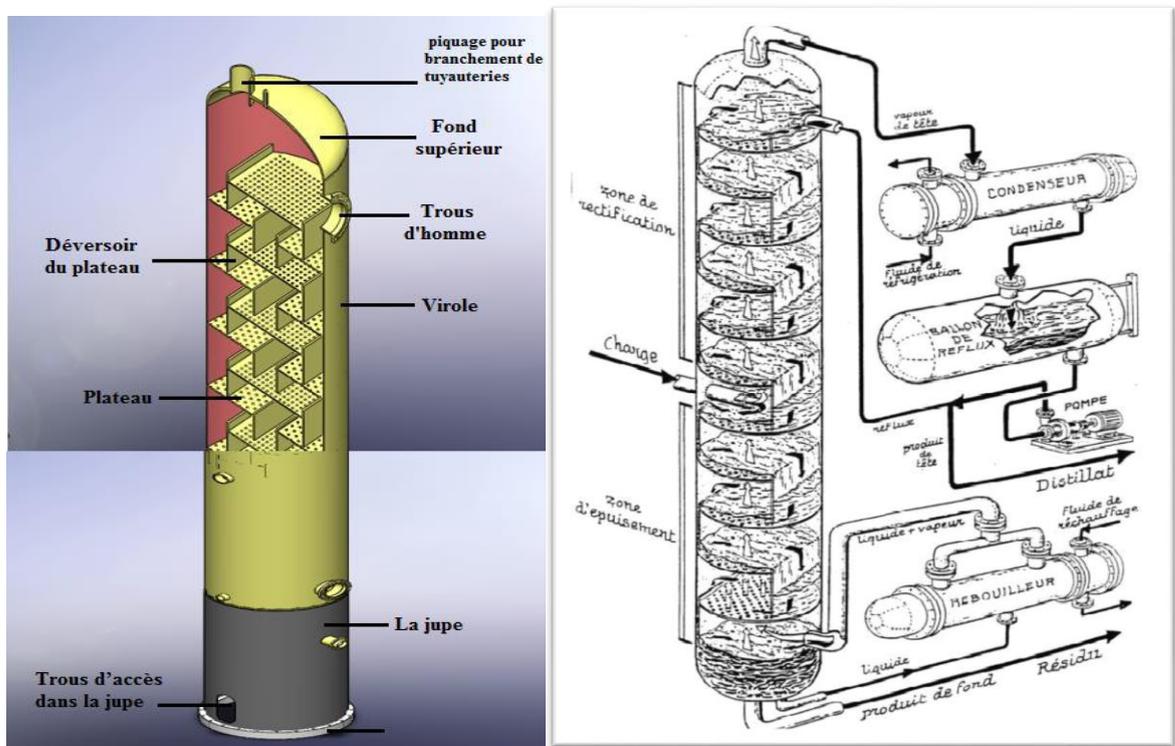


Figure. II.11. Eléments constitutifs d'une colonne de distillation

III .3.Colonnes à plateaux

Les colonnes à plateaux sont très utilisées dans le procédé de distillation et d'absorption. Elles servent à réaliser un contact entre une phase gazeuse et une phase liquide de façon à amener celles-ci le plus près possible de l'état d'équilibre. Le transfert de matière entre les phases vapeur et liquide résulte du contact directe entre ces deux phases circulant à contre-courant .Ce contact s'effectue en discontinu sur des plateaux. Les plateaux sont donc conçus pour assurer une dispersion de la phase vapeur au sein du liquide [6].

III.4. Différents types de plateaux

Les plateaux d'une colonne ont pour objectif de mettre en contact le liquide, qui redescend par gravité, avec la vapeur qui monte. Ils comportent:

- une aire active percée de trous, éventuellement équipés de clapets ou de cloches.
- d'un barrage permettant de retenir sur le plateau une certaine épaisseur de liquide.
- d'un déversoir permettant d'amener le liquide du plateau considéré vers le plateau inférieur .
- ces deux derniers étant remplacés par des tubes déversoirs pour des petites colonnes.

On distingue plusieurs types de plateaux [14].

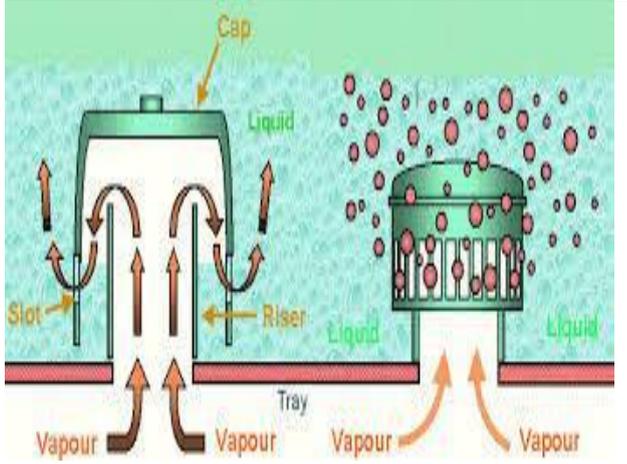
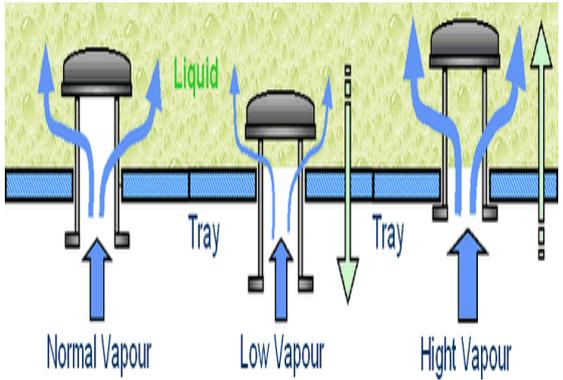
<p>A calottes :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Il est constitué d'une plaque perforée. - chaque trou étant muni d'une cheminée. - Une centaine de formes différentes de calottes ont été imaginées et conduisent à des efficacités de contact plus ou moins bonnes 	
<p>A clapets :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ces plateaux présentent l'avantage d'une bonne efficacité quel que soit le régime. -La faible perte de charge associée à ces plateaux est également un avantage appréciable. -Le bon fonctionnement pour différents régimes et la rapidité du montage et démontage [3]. 	

Tableau II.1. Différents types de plateaux

III .5..Domaine de fonctionnement des plateaux

Pour qu'un plateau fonctionne normalement, il est nécessaire de maîtriser deux paramètres, à savoir : la vitesse de la phase vapeur et le débit liquide (ou plus exactement le débit par unité de longueur du barrage de sortie). De mauvais choix peuvent provoquer des dysfonctionnements de type hydraulique, qui vont nuire à la performance, on distingue [3] :

a. L'engorgement (*flooding*)

Qui intervient aussi bien pour la vapeur que pour le liquide :

○ Le soufflage (*blowing*)

Se produit pour des débits vapeur trop élevés par rapport au trafic liquide. Il y a formation d'un brouillard finement dispersé au-dessus de la zone de contact. Cette situation conduit à un mauvais transfert liquide-vapeur, avec formation de mousse et de fines gouttelettes entraînées vers les plateaux supérieurs.

○ L'engorgement par entraînement (*jet flooding*)

L'accroissement simultané des débits liquide et vapeur, situation courante lorsque l'on recherche une capacité maximale, se rapproche du phénomène précédent. L'entraînement liquide vers le plateau supérieur augmente alors en raison de l'accroissement de la hauteur liquide sur le plateau, ce qui réduit la hauteur de désengagement de la vapeur. Le fonctionnement devient instable.

○ L'engorgement par charge liquide excessive

Le débit de liquide aéré provenant de l'aire active et alimentant le déversoir est trop important, ce qui provoque un débordement. Ce phénomène peut être dû à un mauvais désengagement de la vapeur (système moussant ou aire du déversoir trop faible), une perte de charge excessive sur la vapeur, un jeu sous le déversoir trop faible, un espacement entre plateau insuffisant.

b. Le pleurage (*weeping*) :

Les plateaux perforés ou à clapets sont, par nature, non étanches; il existe donc toujours une légère fuite de liquide, qui reste acceptable et ne perturbe pas trop l'efficacité. Toutefois, en deçà d'un certain débit de vapeur, la poussée hydrostatique n'étant plus suffisante, le liquide s'écoule au travers des orifices. Cette fuite, ou pleurage, est extrêmement néfaste en raison du remélangeage qu'elle crée. Il est possible de tracer sur une figure les limites de fonctionnement

satisfaisant d'un plateau. Cette zone délimite son domaine de stabilité, c'est-à-dire les conditions extrêmes de débit entre lesquelles le fonctionnement est acceptable

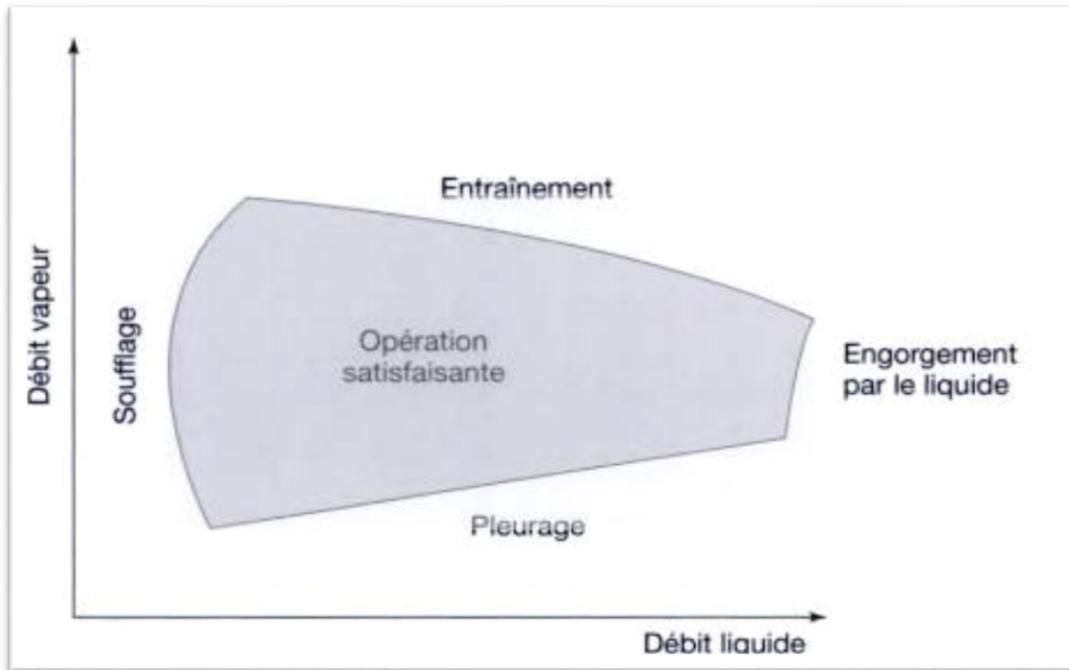


Figure II.12. Domaine de fonctionnement acceptable pour un plateau

Afin d'illustrer ces définitions, examinons quel serait le comportement d'un plateau dans différentes situations s'écartant des fourchettes débits liquide et vapeur pour lesquelles il a été dimensionné :

○ **Débit vapeur plus élevé**

La vitesse d'éjection au travers des orifices de l'aire active augmente et peut entraîner des phénomènes variés tels que le soufflage, un accroissement de la hauteur de liquide sur les plateaux provoquant l'engorgement et/ou un accroissement de la perte de charge pouvant induire la saturation des déversoirs. En tout état de cause il s'en suivra un entraînement excessif de liquide vers les plateaux supérieurs, provoquant une baisse d'efficacité.

○ **Débit liquide plus élevé**

Un trafic liquide plus élevé peut entraîner un engorgement des déversoirs par désengagement insuffisant et, si le débit vapeur est faible, un pleurage excessif lié à l'augmentation de la charge statique liquide sur les plateaux. Par ailleurs, il peut en résulter une mauvaise répartition liquide sur l'aire active des plateaux, induisant là aussi une perte d'efficacité.

○ **Débit vapeur plus faible**

Un débit vapeur trop faible peut entraîner le pleurage et une perte d'efficacité liée à un contact gaz-liquide moins efficace.

○ **Débit liquide plus faible**

Un débit liquide trop faible peut entraîner le soufflage de ce liquide si le trafic vapeur est trop élevé, ou le passage éventuel de vapeur par les déversoirs, et là encore une perte d'efficacité [1].

Conclusion :

Dans le chapitre suivant, il est nécessaire de connaître d'une façon pratique l'effet et le développement d'encrassement dans un cas réel et l'intervention sur site pour suivre le déroulement de fonctionnement.

ETUDE DE CAS DE PROBLEME D'ENCRASSEMENT DANS LE CHAMP

OURHOUD

III.1.Introduction

L'Organisation OURHOUD (créée en 1997, début de production 2003) est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ OURHOUD acquise par SONATRACH et les partenaires ont conçu l'Organisation OURHOUD comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvés par toutes les parties et l'ont doté de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité.

L'Organisation OURHOUD à se tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, Conoco, Philips, Talisman) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle [6].

III .2.Description de l'unité OURHOUD :

Tous les fluides des puits sont traités au **CPF** pour produire une huile stabilisée. Le traitement consiste une pré-séparation dans le **slugcatcher**. Le slug catcher est un assemblage de plusieurs tuyaux qui sont utilisés comme des séparateurs longs (prés-séparation tri-phasique) et pour stabiliser l'écoulement du fluide pour éviter la détérioration des équipements au niveau des trains, (minimise les effets hydrodynamiques), généralement inclinés. Il fonctionne à une pression de 21barset une température variant entre 55-72⁰c, avec une alimentation environ de 2400m³/h. Le traitement d'huile au niveau d'un train se fait selon les étapes suivantes [6] :

❖ **Séparation :**

C'est une séparation pas différence de densité (huile/gaz/eau)

❖ **Dessalage :**

Les pétroles bruts contiennent des quantités importantes de sel et des impuretés étrangères qui doivent être éliminées pour réduire la corrosion et protéger les installations de traitement situées en aval.

❖ **Stabilisation :**

Une stabilisation du brut dans une colonne de stabilisation (stripper) est le réchauffement du brut jusqu'à 158⁰c (température du fond de la colonne) pour diminuer sa teneur en gaz et obtenir la TVR (tension de vapeur Reid) inférieur a 9

❖ **Le four :**

Il joue le rôle d'un rebouilleur, à la sortie de la colonne de stabilisation, une partie du brut est envoyée vers le four pour l'utiliser ensuite comme moyen pour réchauffer le fond de la colonne de stabilisation.

Le pétrole brut ainsi traité, ramené aux spécifications de transport et de commercialisation est envoyé vers les bacs de stock.

❖ **Les bacs de stockage :**

Il y a trois réservoirs ayant chacun une capacité de 37960m³.

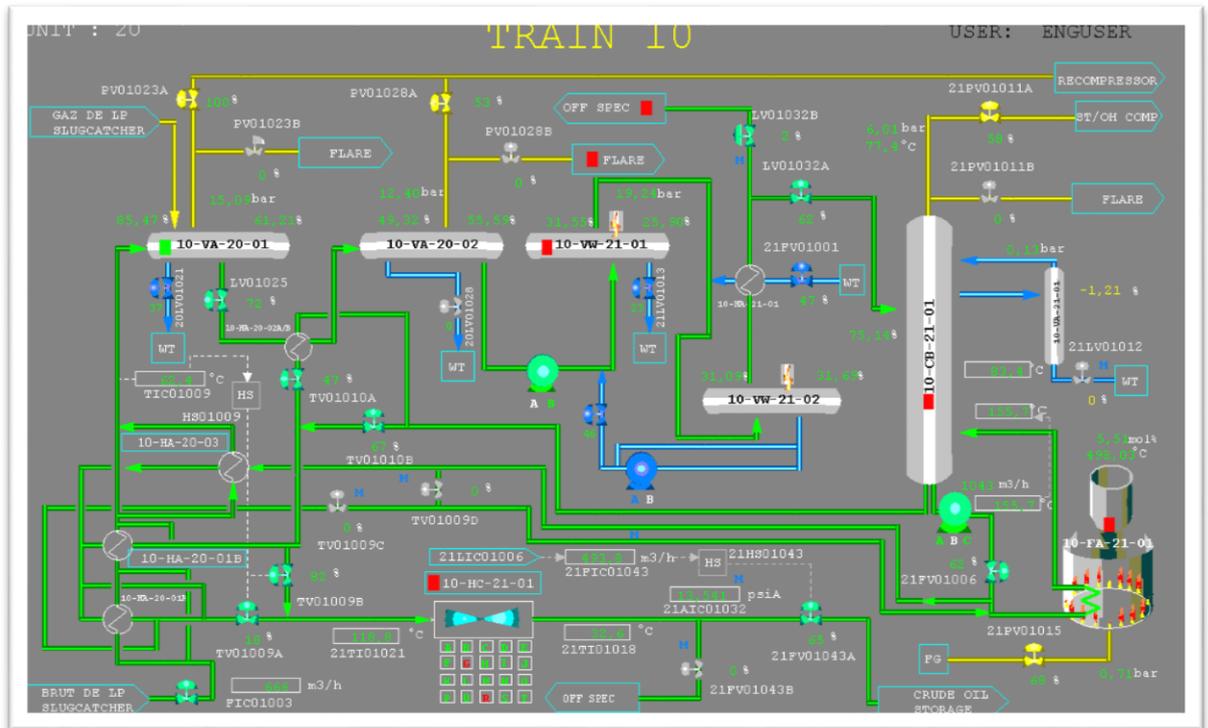


Figure III.1. Process de l'organisation(OURHOUD)

III .3.Spécification de brut traité

La qualité du brut est caractérisé par les des spécifications répondant aux normes de transport et de commercialisation telle qu'elles sont mentionnées dans le tableau suivant[6]

Tableau III.1 Spécification de brut traité

Spécifications	Valeurs
TVR (RVP) Maxi	0.690 BAR (10 PSI)
Salinité Maxi	40 mg/l
BS&W Maxi	0.5 %
Densité	0.774

III.4. position de problème

Après la mise en production du champ d'Ourhoud en fin de l'année 2002, plusieurs problèmes de dépôts ont surgit d'une manière brutale et rapide. Les dépôts sont déposés sur les filtres (**strainers**), des puits producteurs, dans les pompes d'expédition, est au niveau des équipements de traitement de brut notamment les faisceaux des tubes d'échangeur et au fond de colonne de stabilisation du brut. Les causes de ces dépôts sont différentes, elles peuvent avoir une origine liée aux caractéristiques intrinsèques des effluents, tel qu'il est le cas des sulfates de calcium (CaSO_4) dans l'eau d'Albien et les asphaltènes dans le brut, comme elles peuvent être dues au système d'exploitation lui-même, en l'occurrence les dépôts de sel (NaCl), le sable, les oxydes de fer, l'argile et enfin les dépôts organiques résultants des traitements chimiques, (tous produits de traitement confondus)[6]. L'encrassement (formation du dépôts solide) provoque un bouchage dans les faisceaux des tubes d'échangeur et au fond de colonne. Ce problème entraîne une diminution de la température des équipements et conduit à une mauvaise qualité de brut traité (diminution de **TVR**, salinité, densité, viscosité...). Le monitoring de l'encrassement dans les équipements de traitement du brut nous permet de vérifier le bon fonctionnement des équipements et l'obtention de bonne qualité de brut traité.



Figure III.2. Dépôt de sulfate de calcium sur un clapet de la colonne



Figure III.3. Dépôt de sel sur Strainer

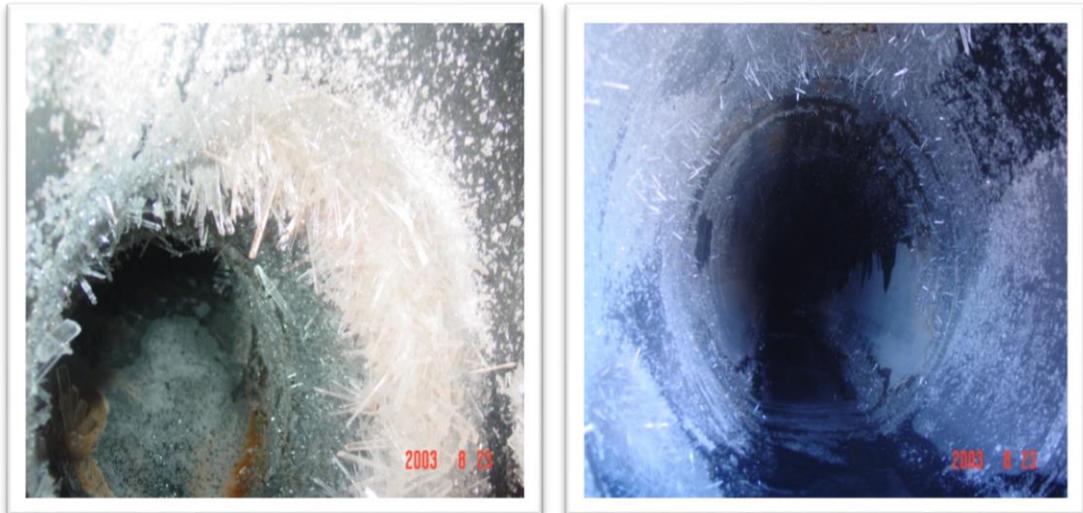


Figure III.4. Dépôt de sulfate de calcium (CaSO_4) dans les conduites

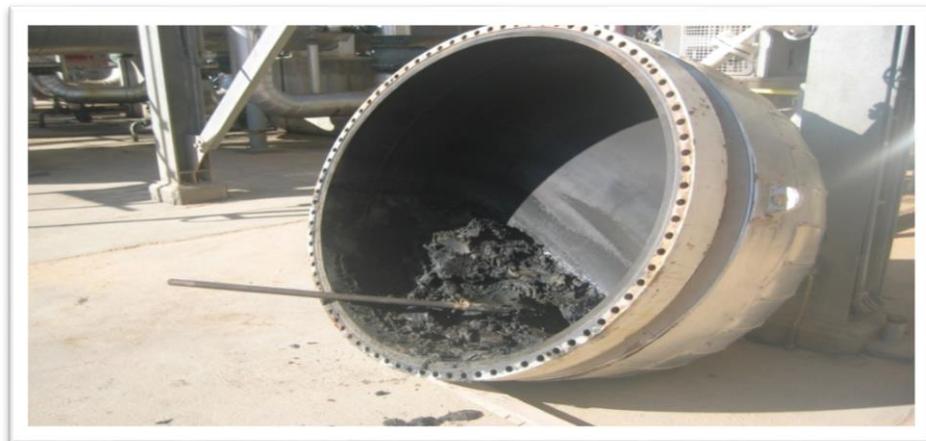


Figure III.5. Dépôt dans l'échangeur

III.5. But de calcul :

Calcul de vérification des performances thermiques de l'échangeur thermique et la colonne de stabilisation pendant un certain temps de fonctionnement.

III.6. Calcul thermique et dimensionnement**III.6.1. L'échangeur****III.6.1.1. Dimensionnements de l'échangeur**

On utilise la méthode de KERN pour le dimensionnement de l'échangeur où les débits et les températures des fluides chaud et froid sont connus à l'entrée et à la sortie de l'échangeur. Du point de vue du dimensionnement mécanique, les échangeurs à faisceau et calandre sont des appareils chaudronnés, et à ce titre, soumis aux règles imposées par les codes selon les pays, les constructeurs, les sociétés d'ingénierie et les clients concernés [5]. Tous les éléments entrant dans la construction de ces échangeurs ont fait l'objet d'une normalisation T.E.M.A (Tubular Exchangers Manufacturer's Association).

III.6.1.2. Choix du type d'échangeur [5] :

En fonction des fluides, le coût, l'espace disponible, la pression et l'écart de température, on doit choisir notre échangeur par rapport à trois paramètres principaux

- La chambre de distribution.
- Le type de la calandre.
- Le fond de la calandre (boîte de sortie).

La chambre de distribution :

Type B : cette conception à fond bombé résiste mieux aux hautes pressions (10 bars) que le fond plat et permet une économie de poids et d'investissement. L'usage de ce type de chambre est réservé au produit propre ne demandant pas des nettoyages fréquents. Elle est alors souvent associée à l'utilisation d'un faisceau de tubes en U.

Le type de la calandre :

Type E : l'utilisation de ce type de calandre très courante, elle est munie d'une tubulure à chaque extrémité

-Elle est utilisée pour de très importants débits des fluides.

-Elle assure une distribution uniforme.

-Et les risques d'érosion et de vibration des tubes sont très limités.

Fond de la calandre :

Type U : Il permet de réaliser deux passes coté tube, bien étanches. Ces avantages sont importants :

-Son faible prix.

-Moins de risques de fuites cotées tube.

-Résiste bien à la pression.

-En fonction des données disponibles, notre choix s'est alors porté sur l'échangeur.

Le préchauffage du Brut, ce fait avec l'échangeur de chaleur possédant les caractéristiques suivantes :

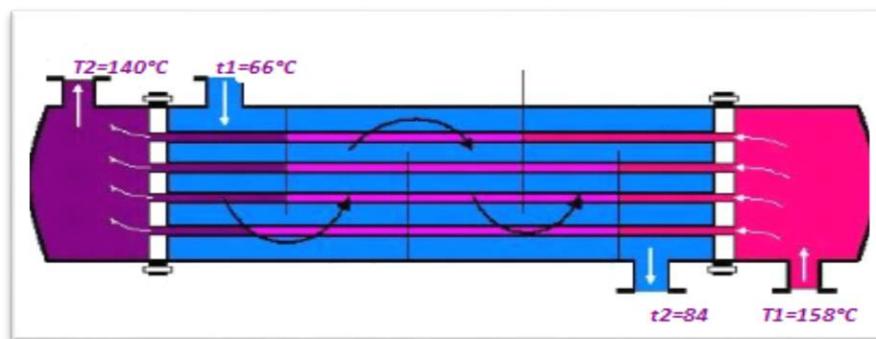


Figure III.6. Schéma de l'échangeur de chaleur en fonctionnement

Tels que :

t1 : température d'entrée de calandre ($t_1 = 66\text{ °C}$).

t2 : température de sortie de calandre ($t_2 = 84\text{ °C}$).

T1 : température de l'entrée de brut ($T_1 = 158\text{ °C}$).

T2 : température de sortie de brut ($T_2 = 140\text{ °C}$)

III.6.1.3. Hypothèses simplificatrices :

Nous allons poser dans ce qui suit certaines hypothèses :

- ❖ Le régime est permanent.
- ❖ On considère que la surface externe de l'échangeur de chaleur est parfaitement isolée, de sorte qu'il n'y a aucune perte de chaleur au milieu extérieur.

- ❖ Le transfert thermique ne s'effectue que par convection et conduction, transfert par rayonnement négligeable.
- ❖ Les températures ne varient que dans la seule direction de l'écoulement, le problème est monodimensionnel.
- ❖ Les propriétés physiques des fluides sont prises par rapport à la température moyenne des intervalles de températures envisagés

La méthode de **KERN** est utilisée pour avoir les résultats suivants :

- 1) Réassemblage des propriétés des fluides.
- 2) Réassemblage et détermination des informations de la géométrie de l'échangeur.
- 3) Estimation des Coefficients de transfert thermique par convection (cotés tube, calandre)
- 4) Estimation du Coefficients de transfert thermique global.

III.6.1.4. Spécification des propriétés des fluides :

Tableau III.2. Propriétés physicochimiques des fluides

Fluides	Côté calandre	Côté tube
	Brut (traité)	Brut (non traité)
Débit volumique [m ³ /h] / [m ³ /s]	160/0.044	485/0.134
Chaleur massique moyenne [kcal/kg. °C] / [J/kg. °C]	0.152/635.968	0.382/1598.288
Température d'entrée [°C]	139	56
Température sortie [°C]	92	65
Masse volumique [kg/m ³]	774	813
Viscosité dynamique [kg/h.m]	2.44	0.72
Conductivité thermique [kcal/h.m.°C] / [W/m°C]	0.281/0.326	0.148/0.172
Nombre de passe	1	4

III.6.1.5. Géométrie de l'échangeur thermique :

Pour compléter la géométrie, On est besoin de présenter certaines caractéristiques de l'échangeur thermique

Tableau III.3. Caractéristique de l'échangeur

Echangeur	
Matériau de construction	Acier au carbone
Conductivité thermique	$\lambda = 19 \text{ W/m.k}$

Calandre	
Nombre de passe	1
Diamètre intérieur	$D_c = 1400 \text{ mm}$
Nombre de chicanes	$\eta_c = 18$
Tube	
Nombre de passe	4
Nombres des tubes	$N = 1954$
Longueur des tubes	$L = 7755 \text{ mm}$
Diamètre extérieur des tubes	$d_0 = 19.05 \text{ mm}$
Pas entre tubes	$P = 25.4 \text{ mm / Carré}$
Epaisseur des tubes	$e = 3 \text{ mm}$
Surface d'échange	906.42 m^2

a. Tubes :

On choisit le diamètre intérieur $d_i = 13.05 \text{ mm}$

On peut estimer la surface d'échange S d'après l'équation suivante :
Formule de surface totale d'échange

Surface total d'échange = $S_{tube} \times N_{tube}$

$$S_{tube} = \pi \times d_0 \times L$$

S=906.42 m²

Calcule le diamètre de faisceau tubulaire D_b :

$$D_b = d_0 \left(\frac{N_t}{k_1} \right)^{1/n_1}$$

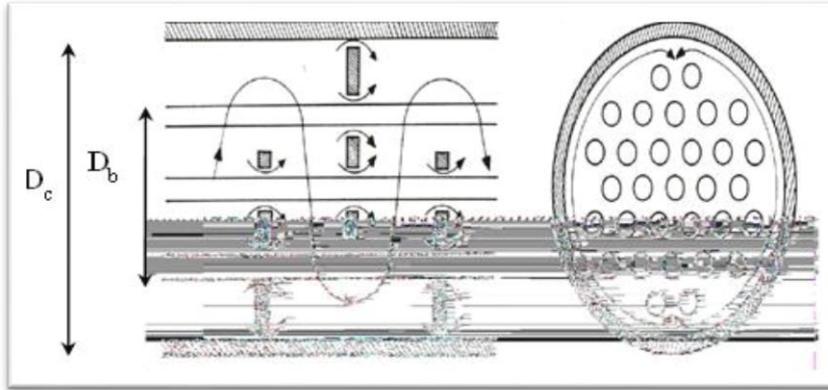


Figure III.7. Diamètre de faisceau tubulaire D_b

Diamètre de la calandre D_c :

D_b : Diamètre du faisceau tubulaire (mm)

D_0 : Diamètre extérieur des tubes (mm)

N_t : Nombre total de tubes

K_1 et n_1 : Constantes dépendant du pas et du nombre de passes (Voir annexe, Tableau 1).

$K_1=0.158$ et $n_1=2,263$

On arrive au diamètre du faisceau tubulaire, soit :

$$D_b = 1225,27 \text{ mm}$$

b.Chicanes:

$$L = \eta_c L_b$$

On peut alors, estimer l'espace entre chicanes L_b est donnée par :

$$L_b = \frac{L}{\eta_c}$$

Donc : $L_b = 430.83\text{mm}$

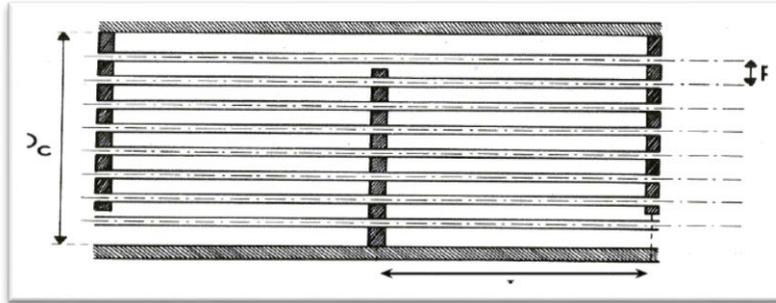


Figure III.8. Distance L_b entre deux chicanes.

III.6.1.6. Estimation des Coefficients de transfert thermique par convection :

III.6.1.6.1. Calcul du coefficient de transfert thermique coté

tube ht :

A. Régime d'écoulement :

Il peut être caractérisé par le calcul du nombre de Reynolds :

$$Re = \frac{G_t \cdot d_i}{\mu_t}$$

Avec :

d_i : Diamètre intérieur du tube (m)

G_t : flux massique de brut ($\text{kg}/\text{m}^2 \text{ h}$)

μ_t : Viscosité dynamique du brut à sa température ($\text{kg}/\text{m h}$)

A.1. Section droite (section de passage) :

$$A_t = \frac{\pi \cdot d_i^2}{4}$$

D'où : $A_t = 0.13 \times 10^{-4} \text{ m}^2$

A.2. Air d'écoulement :

$$\text{aire} = A_t (N_t / 2)$$

D'où : $\text{aire} = 12.701 \times 10^{-2} \text{ m}^2$

A.3. Flux massique de brut

$$G_t = \frac{m}{\text{aire}}$$

m : Débit massique de brut ($m = 108,94 \text{ kg/s}$)

$$G_t = 857.811 \text{ kg/m}^2 \cdot \text{s}$$

D'après l'équation de « Reynolds », on trouve :

$$Re = \frac{857,811 \times 13.05 \times 10^{-3}}{0.00072}$$

$$Re = 55972,76$$

$$Re = 55972,76$$

Cette valeur étant strictement supérieure à celle du nombre de Reynolds critique correspondant à un régime d'écoulement turbulent ($Re \geq 10000$).

B. Calcul le nombre de « Prandtl » :

$$Pr = \frac{c_{p_{ut}}}{k_t}$$

C_p : Chaleur spécifique du brut ($C_p = 0.382 \text{ kcal / kg} \cdot ^\circ\text{C}$)

μ_t : viscosité dynamique de brut ($\mu_t = 0.72 \text{ kg / h.m}$)

k_t : Conductivité thermique du brut ($k_t = 0.148 \text{ kcal / h.m} \cdot ^\circ\text{C}$)

$$Pr = 1.858$$

C. Calcul du nombre de « Nusselt » :

Pour le calcul de « Nusselt » à un régime turbulent ($Re \geq 10000$) on utilise la corrélation de « MAG ADAMS »

$$N_u = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.33} \left(\frac{\mu}{\mu_p} \right)^{0.14}$$

Nous négligeons le terme $\frac{\mu}{\mu_p}$:

$$N_u = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.33}$$

$$N_u = 177.37$$

Finalement le coefficient de transfert thermique coté tube h_t :

$$h_t = \frac{k_t \cdot N_u}{d_i}$$

D'où: $h_t = 2011.55 \text{ Watt / m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$

III.6.1.6.2. Calcule du coefficient de transfert thermique coté calandre h_c :

A. Régime d'écoulement

$$Re = \frac{G_c \cdot d_e}{\mu_c}$$

d_e : Diamètre équivalent

G_c : flux massique de côté calandre

μ_c : Viscosité dynamique de brut ($\mu_c=2,44$ kg/h.m)

A.1. Section droite de la calandre (section de passage) :

$$A_c = \frac{(P - d_0)D_c L_b}{P}$$

Avec :

P : pas entre tube ($P=25.4$ mm)

D_c : Diamètre de la calandre ($D_c = 1400$ mm)

L_b : Distance entre chicanes ($L_b=430,83$ mm)

D'où : $A_c = 150.79 \times 10^{-3} \text{ m}^2$

A.2. Le flux massique de brut ($M = 34.05$ kg/s) :

$$G_c = \frac{M}{A_c}$$

$G_c = 225.81 \text{ kg/m}^2$.

A.3. Diamètre équivalent (d_e) :

Pour un pas carré :

$$d_e = 4 \frac{P^2}{\pi d_0} - d_0$$

D'où : $d_e = 24.09 \times 10^{-3} \text{ m}$

On peut alors résoudre le nombre de Reynolds :

$R_e = 8120.48$

B. Calcul du nombre de Prandtl :

$$p_r = \frac{c_{pc} u_c}{k_c}$$

c_{pc} : Chaleur spécifique du brut ($c_{pc} = 635.968$ J/kg. °C)

k_c : Conductivité thermique du brut ($k_c=0.326$ W/m. °C)

D'où : $p_r = 1,32$

C. Calcul du nombre du Nusselt :

$$N_u = j_h R_e P_r^{0.33}$$

j_h : Coefficient de transfert à l'extérieur du tube : (Voir annexe, Figure1)

On trouve que : $j_h = 0.0061$

$$N_u = 54.287$$

Finalement le coefficient de transfert thermique coté calandre h_c :

$$h_c = \frac{k_c N_u}{d_e}$$

$$h_c = 734.64 \text{ W / m}^2 \cdot \text{°C}$$

III.6.1.6.3. Calcul de coefficient global de transfert thermique U_{cal} :

Pour l'échange thermique à travers un échangeur de chaleur tubulaire, le coefficient global de transfert thermique est donné par

$$\frac{1}{U_{cal}} = \left[\frac{1}{h_c} + \frac{1}{h_{ed}} + \frac{d_0 \ln(d_0/d_i)}{2\lambda} + \left(\frac{d_0}{d_i}\right) \frac{1}{h_{id}} + \left(\frac{d_0}{d_i}\right) \frac{1}{h_t} \right]$$

Avec : $0.00136 + 0.0002 + 0.000189 + 0.000973 + 0.000725$

U_{cal} : Coefficient global de transfert thermique (W/ m². °C)

h_c : Coefficient de transfert thermique du film externe (W/ m². °C)

h_t : Coefficient de transfert thermique du film interne (W/ m². °C)

h_{ed} : Coefficient d'encrassement du film externe (W/ m². °C)

h_{id} : Coefficient d'encrassement du film interne (W/ m². °C)

λ : conductivité thermique de matériaux (W/m.°C)

d_0 : Diamètre externe des tubes (m)

d_i : Diamètre interne des tubes (m)

Les coefficients d'encrassement externe et interne (h_{ed} et h_{id}) sont obtenus à partir du tableau (Voir annexe, Tableau 2).

$$h_{ed} = 5000 \text{ W/m}^2 \cdot \text{°C}$$

$$h_{id} = 5000 \text{ W/m}^2 \cdot \text{°C}$$

Pour l'acier au carbone, la conductivité thermique est : $\lambda = 19 \text{ W/m} \cdot \text{°C}$

Le calcul du coefficient global de transfert thermique donne alors :

$$U_{cal} = 290.107 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

III.6.1.6.4. Calcul de la résistance d'encrassement :

Le coefficient global de transfert thermique est l'inverse de la résistance globale au transfert thermique, qui est la somme des différentes résistances [17].

$$R = \frac{1}{U_{cal}}$$

D'où : $R = 0.0034 \text{ m}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{W}$

III.6.1.6.5. Evaluation des performances thermiques de l'échangeur dans le temps :

La même méthode décrite précédemment sera utilisée pour le calcul des performances thermiques de l'échangeur

Tableau III.4. Performances thermiques de l'échangeur dans le temps

T1(°C)	T2(°C)	t1(°C)	t2(°C)	hc(w/m ² °C)	ht(w/m ² °C)	Ucal(w/m ² °C)	R (m ² °C/W)
60	65	147	144	732,68	2176,90	664,28	0,00150
60,7	64,4	90	72	547,42	2117,5	450,989	0,002170
52	60	160	90	617,76	2420,57	344,829	0,002901457
50,3	66,2	158	93,2	661,12	2018,31	395,719444	0,00291548
62,4	70	143	101	631,166	2131,09	339,098	0,00294899
50	57	158	81	632,87	1868,260	328,829	0,00304109
56	65	139	92	734,64	734,64	290,107	0,0034
60	72	136	86	986,96	637,04	266,245	0,0037559
55,1	65,6	102	80	609,55	943,97	258,624	0,003866
97,9	86	120	83	660,21	2407,938	185,18	0,0054

III.6.1.7. Modélisation des résistances d'encrassement :

La modélisation consiste à créer des modèles mathématiques de la réalité, ces derniers, sont en général des équations qui sous certaines conditions ont des solutions.

La résolution de ces équations peut dans certains cas se faire soit analytiquement pour les modèles simples soit numériquement pour les modèles compliqués ; La validité du modèle est fonction du degré de déviation inévitable entre le modèle choisi et la réalité [16], par ailleurs le choix du système de fonction, se base sur le modèle analytique de l'objet si ce dernier est connu, dans le cas contraire, on a recours au

principe de la boîte noire qui consiste à supposer un modèle de la classe de fonction puis procéder à la vérification de la justesse du modèle ainsi obtenu. La méthode la plus utilisée pour estimer les coefficients de la régression en utilisant le logiciel curve expert

III .6.1.7.1. Le logiciel curve expert :

Curve expert a été conçu pour être simple à utiliser mais puissant, afin que tous les utilisateurs puissent obtenir rapidement et facilement un modèle pour leurs données. Les données XY peuvent être modélisées à l'aide d'une boîte à outils de modèles de régression linéaire ou de modèles de régression non linéaire. Plus de 60 modèles sont intégrés, mais des modèles de régression personnalisés peuvent également être définis par l'utilisateur. La fonctionnalité graphique complète permet un examen approfondi de l'ajustement de la courbe. Le processus de recherche du meilleur ajustement peut être automatisé en laissant curve expert comparer vos données à chaque modèle afin de choisir la meilleure courbe.

III.6.1.7.2. Résultats de modélisation de la résistance d'encrassement par curve expert

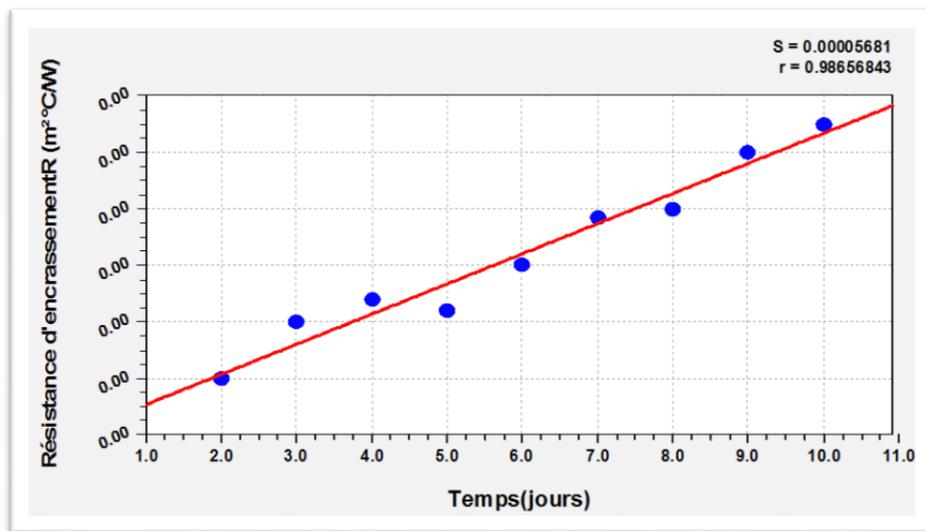


Figure III.9. Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance linéaire

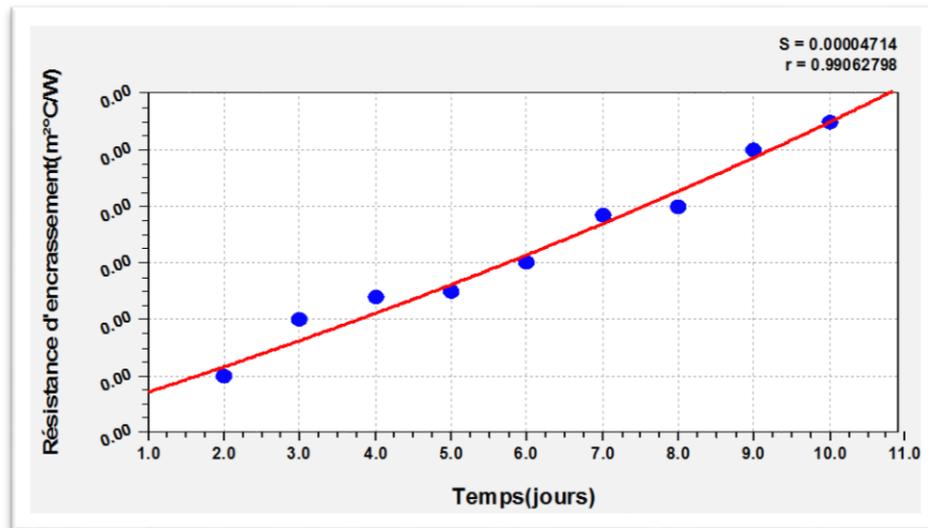


Figure III.10.Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance exponentiel

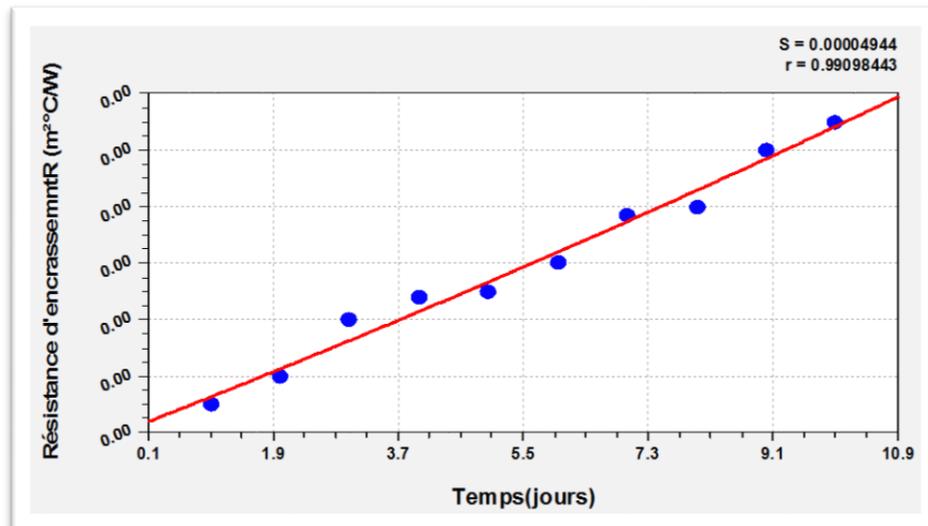


Figure III.11.Variation de la résistance d'encrassement de l'échangeur en fonction du temps avec la courbe de tendance quadratique

III .6.1.7.3.Choix du modèle de la résistance d'encrassement :

A partir des résultats de calcul du tableau (III-4) on a tracé la courbe de variation de résistance d'encrassement en fonction du temps de service de l'échangeur, par la suite le choix du modèle mathématique de chaque courbe modalisé par curve expert correspond au plus grand coefficient

de corrélation r , le tableau suivant présent 03 modèles de la résistance de l'encrassement les plus utilisés dans la littérature [1] avec les coefficients de corrélation

Tableau.III.5. Différents modèles de la résistance d'encrassement avec leurs coefficients de corrélation.

	Modèle linéaire	Modèle exponentiel	Modèle quadratique réciprocal
Equation	$R = a + b \times T$ $a = 1.92267E-003$ $b = 1.02242E-004$	$R = a \times \exp^{b \times T}$ $a = 1.9495432E-03$ $b = 4.3029583E-02$	$R = (a + b \times T + c \times T^2)$ $a = 1.94216667E-003$ $b = 8.643181818E-05$ $c = 1.856060606E-06$
Coefficient de corrélation r	r = 0.9865	r = 0.9906	r = 0.9909

III.6.1.7.4. Discussion et interprétation des résultats :

Pour le meilleur modèle de l'encrassement de l'échangeur est celui qui correspond au meilleur coefficient de corrélation r donc, L'évolution de la résistance d'encrassement en fonction du temps suit une allure de courbe quadratique réciprocal.

D'après les calculs de vérification de la résistance de l'encrassement et à travers le graphique correspondant il s'avère une évolution de la résistance d'encrassement en fonction du temps supérieur la valeur admissible.

L'augmentation, ou bien l'évolution de la valeur de la résistance explique la présence importante des dépôts sur les surfaces d'échange de l'échangeur quel que soit coté tube ou coté calandre, dans un autre sens que ces résultats traduisent et réalisent les mécanismes d'encrassement.

Cette augmentation de la valeur d'encrassement suivie dans un temps par des valeurs stables qui expliquent le phénomène de réentraînement, qui élimine l'accumulation des dépôts par arrachement des particules de la surface d'échange. Cela peut aussi s'expliquer par un mauvais nettoyage de l'échangeur pendant les phases d'entretien ce qui ne mène inévitablement de rien change puis, la valeur d'encrassement reviens à évoluer en fonction du temps après l'augmentation d'accumulation des dépôts sur la surface d'échange

III.6.2. la colonne

III.6.2.1.choix du type de colonne [6]

- Le Nombre des étages.
- La néance du matériau dépend de la nature du brut de chaque gisement.
- La pression.
- La température.
- les teneurs en soufre et en sel eau.

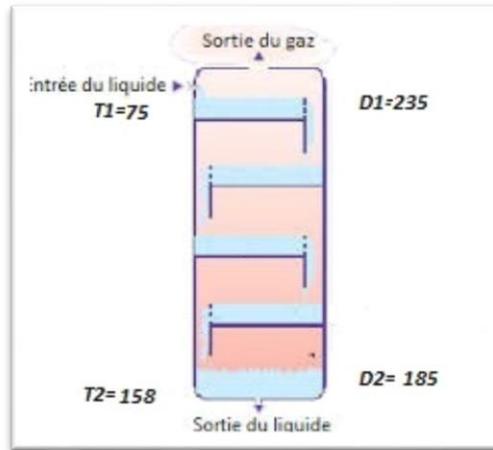


Figure III.12.schéma de la colonne en fonctionnement

T1 : la température d'entré de colonne (T1=75°C).

T2 : la température de sortie de colonne (T2=158°C).

D1 : le débit d'entré de colonne (D1=235 m³/h).

D2 :le débit sortie de colonne (D2=185m³/h).

III.6.2.2.Géométries de colonne

Tableau III.6.caractéristique de la colonne

La colonne	
Le Nombre des étages	20 étages
Longueur	21430 mm
Diamètre	3800 mm
La pression maximum	7 bar

Tableau.III.7.Propriétés physicochimiques des fluides

Fluide	
Chaleur massique moyenne [kcal/kg. °C] / [J/kg. °C]	0.152/635.968
Température d'entrée [°C]	75
Température sortie [°C]	158
Masse volumique [kg/m ³]	774
Viscosité dynamique [kg/h.m]	2,42
Conductivité thermique [kcal/h.m.°C] / [W/m°C]	0.3998/0.465
Débit volumique [m ³ /h] / [m ³ /s]	210/0.0583

III.6.2.3.Evaluation des performances thermiques de la colonne dans le temps :

La même méthode décrite précédemment sera utilisée pour le calcul des performances thermiques de la colonne de stabilisation

Tableau III.8. Performances thermiques de la colonne de stabilisation dans le temps

T ₁ (°C)	T ₂ (°C)	h _c (w/m ² °C)	U _{cal} (w/m ² °C)	R (m ² °C/W)
55	105	17.546	9.992	0.1008
60	120	16.834	9.5877	0.1043
68	130	16.543	9.4224	0.1061
64	150	16.154	9.2021	0.1086
66	152	15.863	9.0366	0.1106
70	156	15.28	8.7054	0.1148
75	158	15.054	8.5770	0.1165
77	156	14.989	8.5404	0.1170
78	156	14.892	8.4846	0.1178
77	160	14.27	8.1340	0.1229

III.6.2.4. Résultats de modélisation de la résistance d'encrassement par curve expert

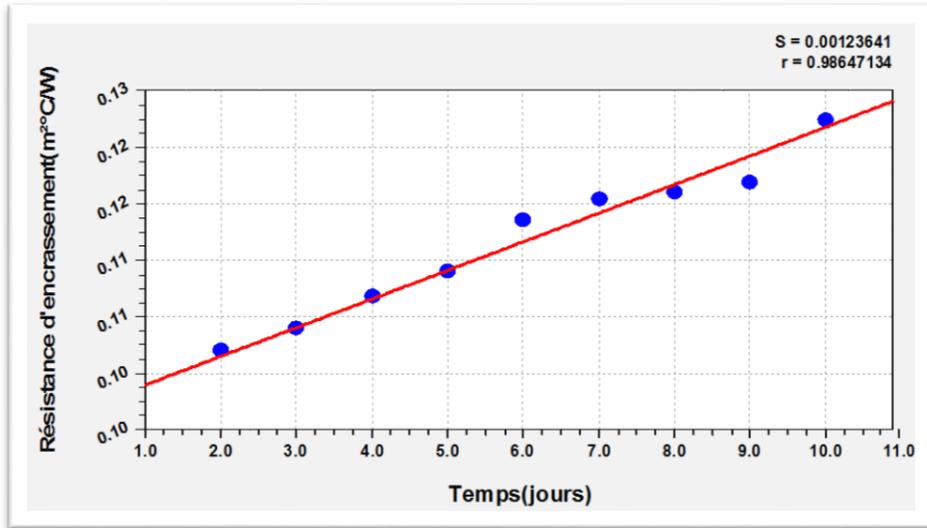


Figure III.13. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance linéaire

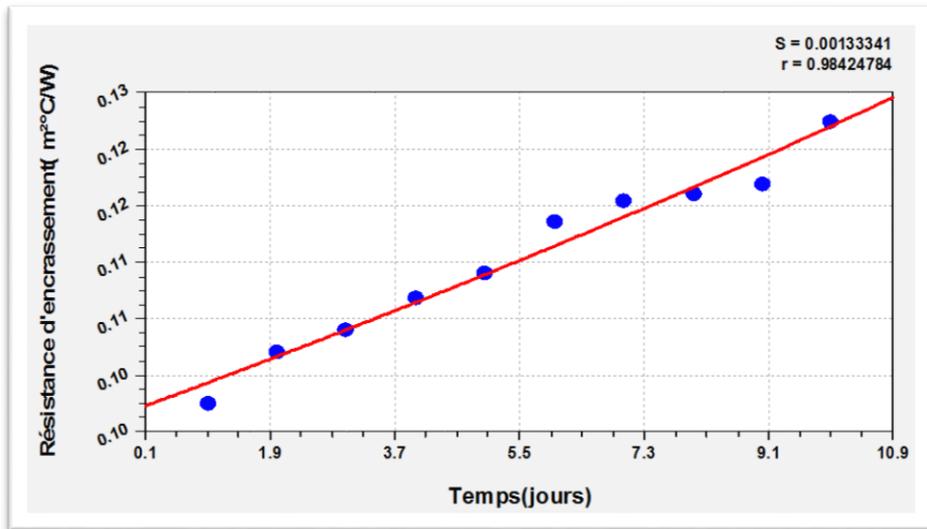


Figure III.14. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance exponentiel

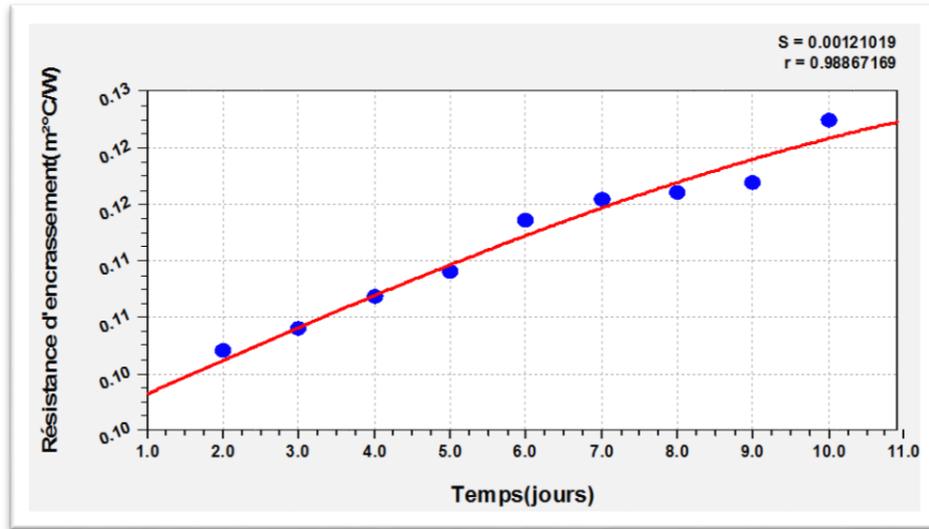


Figure III.15. Variation de la résistance d'encrassement de la colonne en fonction du temps avec la courbe de tendance quadratique

III.6.2.5. Choix du modèle de la résistance d'encrassement :

A partir des résultats de calcul du tableau (III-8) on a tracé la courbe de variation de résistance d'encrassement en fonction du temps de service de la colonne de stabilisation, par la suite le choix du modèle mathématique de chaque courbe modalisé par curve expert correspond au plus grand coefficient

De corrélation r, le tableau suivant présent 03 modèles de la résistance de l'encrassement les plus utilisés dans la littérature [1] avec les coefficients de corrélation.

Tableau.III.9. Différents modèles de la résistance d'encrassement avec leurs coefficients de corrélation.

	Modèle linéaire	Modèle exponentiel	Modèle quadratique reciprocal
Equation	$R = a + b \times T$ a = 9.9125333E-002 b = 2.3168485E-003	$R = a \times \exp^{b \times T}$ a = 9.97002180E-002 b = 2.061920343E-002	$R = (a + b \times T + c \times T^2)$ a = 1.0202309E+001 b = -2.8713312E-001 c = 9.0485811E-003
Coefficient de corrélation r	r = 0.9864	r = 0.9842	r = 0.9886

III.6.2.6. Discussion et interprétation des résultats :

Pour le meilleur modèle de l'encrassement de la colonne de stabilisation est celui qui correspond au meilleur coefficient de corrélation r donc, L'évolution de la résistance d'encrassement en fonction du temps suit une allure de courbe quadratique réciprocal.

D'après les calculs de vérification de la résistance de l'encrassement et à travers le graphique correspondant il s'avère une évolution de la résistance d'encrassement en fonction du temps supérieur la valeur admissible.

L'augmentation, ou bien l'évolution de la valeur de la résistance explique la présence importante des dépôts sur les surfaces d'échange de la colonne, dans un autre sens que ces résultats traduisent et réalisent les mécanismes d'encrassement.

Cette augmentation de la valeur d'encrassement suivie dans un temps par des valeurs stables qui expliquent le phénomène de réentraînement, qui élimine l'accumulation des dépôts par arrachement des particules de la surface d'échange. Cela peut aussi s'expliquer par un mauvais nettoyage de la colonne de stabilisation pendant les phases d'entretien ce qui ne mène inévitablement de rien change puis, la valeur d'encrassement reviens à évolue en fonction du temps après l'augmentation d'accumulation des dépôts sur la surface d'échange

III.7. Analyse de dépôt :

III.7.1. L'échangeur

Analyse par diffractométrie des rayons X :

Deux (02) échantillons de dépôts, ont été analysés suite à la demande du 30 avril 2018 émanant de l'unité OURHOUD, en vue d'une caractérisation minéralogique qualitative par diffractométrie des rayons X (DRX).

Principe d'analyse :

L'échantillon solide finement broyé 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- ICDD* (Powder Diffraction File - International Center for Diffraction Data) pour l'identification des phases minéralogiques présentes.

● **Echantillon N 1 : Dépôt coté calandre**

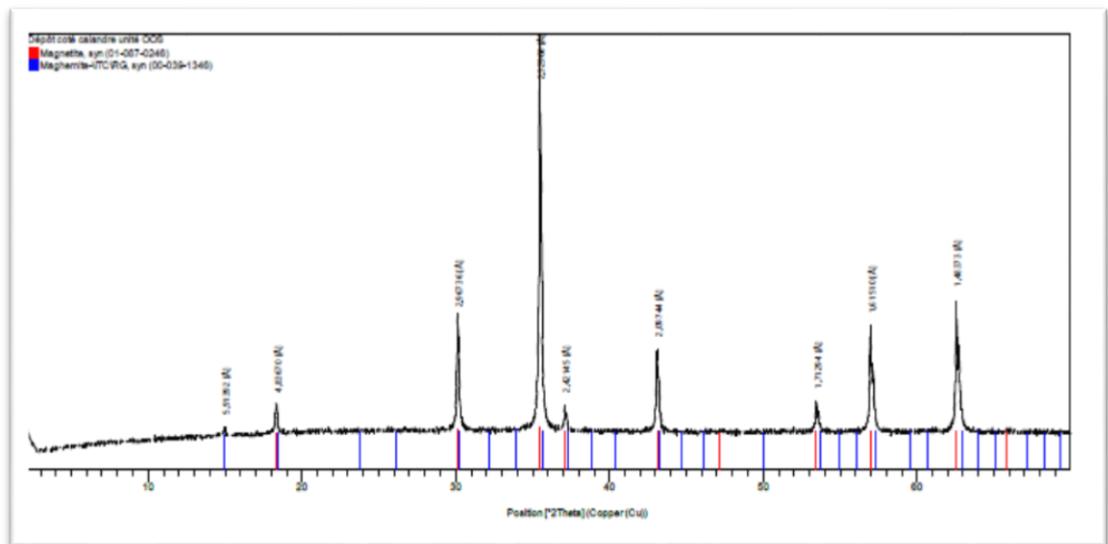


Figure III.16 : Diffractogrammes de l'échantillon N°1

D'après l'analyse de cette courbe, en utilisant les fichiers de référence (PDF-ICDD) les résultats montrent la présence du :

- Magnétite Fe_3O_4
- Maghemite Fe_2O_3

● Echantillon N 2 : coté tube

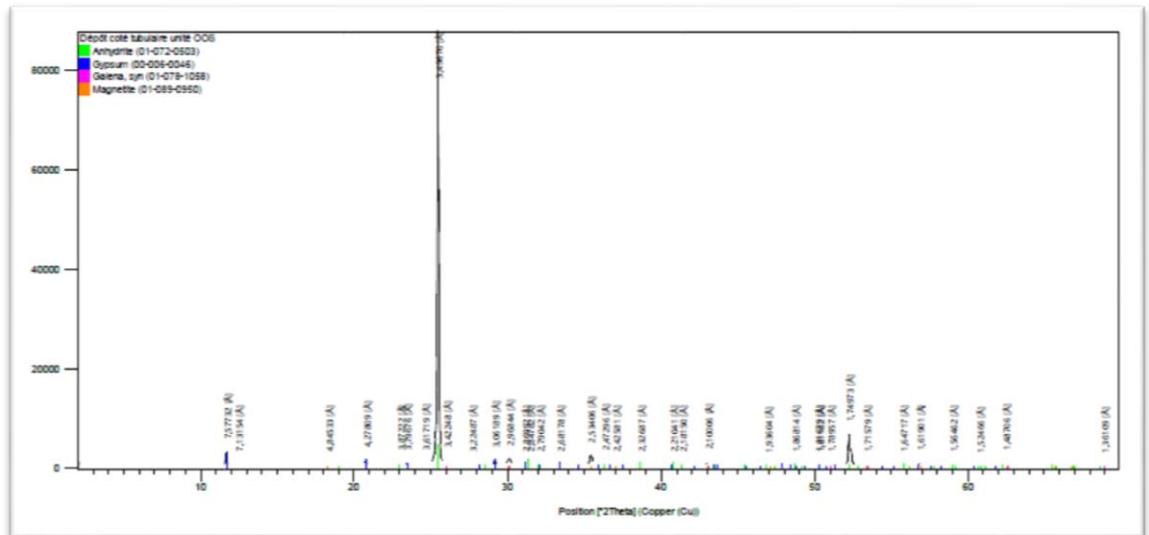


Figure III.17 : Diffractogrammes de l'échantillon N°2

D'après l'analyse de cette courbe, en utilisant les fichiers de référence (PDF-ICDD) les résultats montrent la présence du :

- Anhydrite CaSO_4
- Gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
- Magnétite Fe_3O_4
- Galène PbS

Solution propose:

D'après les résultats d'analyse des dépôts, nous sommes contraints de prendre des actions pour éviter à l'avenir la formation d'un tel dépôt à l'intérieur des faisceaux tubulaires des deux échangeurs de chaleur.

- Côté Calandre : L'analyse a montré l'existence uniquement de la magnétite Fe_3O_4 et de la magnemite Fe_2O_3 qui sont deux produits issus de l'oxydation du fer ==> corrosion interne dans le circuit MEG suite au PH acide du produit caloporteur (Eau +MEG).

La raison pour laquelle nous utilisons une solution basique pour la neutralisation (PH devrait être maintenu entre 7 et 8) pour réduire la vitesse de corrosion et la formation de ces dépôts.

- Côté Tubes : L'analyse a montré l'existence de l'anhydrite CaSO_4 et de gypse

$\text{Ca SO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ à l'intérieur des faisceaux tubulaires => Débit d'eau de dessalage $1\text{m}^3/\text{h}$ jugé insuffisant sachant aussi que le gypse est soluble dans l'eau. La raison pour laquelle nous devons prévoir périodiquement (chaque 3 mois) une circulation d'un débit suffisant d'eau à travers chaque faisceau tubulaire, ce lavage sera effectué après l'isolement et le refroidissement du faisceau tubulaire. La modification demandée MOC, Tie in 2'' spool + vanne manuelle à l'entrée de chaque ligne d'alimentation des échangeurs de chaleur nous permettra de faire circuler un débit suffisant d'eau et d'éliminer les dépôts.

Maintenant dans le cas où le bouchage persiste, on doit procéder au remplissage du faisceau tubulaire avec l'eau + additif (acide borique (concentration 0.3%) ou acide tartrique (concentration 0.025%)) pour accélérer la dissolution de gypse ou tout dépôt de ce genre.

Dans le cas de l'indisponibilité de ces acides, on peut choisir d'autres produits chimiques d'une manière à ce que l'eau additivée soit un peu acide pour la dissolution rapide de ces dépôts.

En précisant que l'opération de lavage à l'eau (avec ou sans additif) sera effectuée après l'isolement et le refroidissement du faisceau tubulaire



Figure III.18.les dépôts dans l'échangeur

Figure III.19.rapport de l'inspection d'échangeur

Echangeur de chaleur

10-HA-21-01

Caractéristiques techniques:

<i>Unité</i>	Train 10		<i>Repère</i>	10-HA-21-01		<i>Service</i>	Dilution Water Heater	
<i>Fluide</i>	Stripper Feed / Dilution Water			<i>Dimensions</i>	7635x900 mm		<i>Capacité</i>	2.95/1.4 m ³
<i>Code</i>	ASME VIII Div I		<i>Constructeur</i>	SIMAS		<i>Année Fab.</i>	2001	
<i>Paramètres</i>							<i>Radiographie</i>	Spot
	<i>Calan.</i>	<i>Tub.</i>		<i>Caland</i>	<i>Tub.</i>	<i>PWHT</i>	Oui	
<i>Pression Sce</i>	15 b	16 b		<i>Temp. Sce</i>	77/72.4 °C	30/72.4 °C	<i>TEMA type</i>	BEU
<i>Pression cal.</i>	31 b	31 b		<i>Temp. Cal.</i>	110 °C	110 °C	<i>Pitch</i>	□ 25.4
<i>Pression épr</i>	46.5 b	46.5 b		<i>Temp. Epr.</i>	Amb.	Amb.	<i>Surép. Corr.</i>	6 mm
<i>Peinture</i>	Oui		<i>Calorifuge</i>	Oui		<i>Efficacité soudures</i>	0.85	
<i>Nbre de tubes</i>	364 en U		<i>Diamètre Ext.</i>	½"	<i>BWG</i>	16	<i>Longueur</i>	6096 mm

Introduction :

L'ouverture pour inspection de l'échangeur 10-HA-21-01 rentre dans le cadre de l'inspection décennale réglementaire, elle consiste à nettoyer et inspecter les différentes parties de l'équipement et à remédier aux éventuelles endommagements, corrosion ou autres anomalies.

Inspection et résultats :

Extérieurement cet équipement calorifugé se présente dans un parfait état: bon fixation de la calandre, mise à la terre bien conne ctée et calorifuge non endommagé.

La boîte de distribution (calotte) est recouverte de dépôts solides et partiellement corrodée au niveau des chicanes, et joints de soudure. Elle a été sablée, réparé par produits BALZONA, puis revêtue intérieurement.

La calandre se présente dans un parfait état, ni corrosion ni arrachement du métal; la plaque tubulaire est encrassée et les tubes sont légèrement obturés.

Extérieurement, le faisceau a été bien nettoyé, les tubes sont nettoyés et débouchés, mais il reste une mince couche de tartre sur les parois internes d'une partie des tubes, surtout au niveau des deux premières passes.

Les profondes rayures "amorce de corrosion" du tube central supérieur observés durant l'arrêt de 2008 reste stables; à suivre son évolution lors des prochains arrêts.

Les deux tirants du faisceau tubulaires déformés setrouvant dans la partie supérieure à côté de la plaque tubulaires ont été dressés.

La mesure d'épaisseur des parois et des tubulures n'a révélé aucune diminution.

Le test hydrostatique du côté calandre à une pression de 46.5 bars est concluant.



Conclusion et recommandations:

Cet équipement peut être remis en service, mais nous recommandons un nettoyage profond, mécanique ou chimique, des tubes qui sont recouverts de couches de tartres, lors du prochain arrêt.

III.7.2. La colonne

- **Dépôt de sulfate de calcium**

En général, dans l'exploitation des champs pétroliers, on assiste beaucoup plus, au même problème de dépôts, dont l'origine est due à une incompatibilité entre l'eau d'injection ou encore l'eau de dilution, avec l'eau de gisement. Dans ce cas, les deux eaux contiennent chimiquement, au moins deux éléments anioniques et cationiques qui, lors de leurs contacts, forment un dépôt suite à une réaction de précipitation très rapide.

Souvent, la déposition des sulfates de baryum ($BaSO_4$), dans les puits producteurs d'huile comme dans les installations de surface, est la plus répandue, elle entraîne des situations graves et très difficiles à gérer. On note ici, à titre d'information que le produit de solubilité du sulfate de baryum est beaucoup plus faible que celui de sulfate de calcium. Leurs produits de solubilité sont successivement $1,1 \cdot 10^{-10}$ et $6,1 \cdot 10^{-6}$ à la température ambiante.

Comme la saturation des sulfates de calcium change avec la température, ce produit commence à cristalliser en tête de puits producteur d'eau, lorsque la température de l'eau chute en surface, surtout dans les endroits de turbulence où la nucléation est initiée, comme par exemple sur les strainers, les thermocouples, les clapets anti-retour, les pipes, même dans les filtres fins de système albien/barrémien au CPF.

Deux solutions sont proposées afin de remédier à ce problème :

A/ La première consiste à utiliser des produits chimiques de traitement anti-dépôt, qui agissent :

Soit par inhibition de la croissance cristalline afin éviter la formation de dépôts, c'est le cas d'injection continue de produit en tête de puits et au CPF.

Soit on fait appel à des opérations de nettoyage chimique en circulation, lorsqu'il s'agit d'un dépôt déjà formé aux seins des équipements, où la dissolution se fait à l'aide de EDTA à 20%.

L'épuisement de la solution de nettoyage est contrôlé, par un suivi d'analyses au laboratoire des ions sulfates à la sortie de la capacité à nettoyer.

Ces opérations de nettoyage, peuvent être évitées, lorsque l'injection continue en dosage adéquat de produit est maîtrisée.

B/ La deuxième consiste à déstabiliser la saturation en utilisant une eau de dilution, qui a pour rôle de diminuer les concentrations des ions sulfates et calcium, de manière à éviter d'atteindre le produit de solubilité, en conséquence la déposition deviendra impossible.

On pense que le choix définitif de la meilleure solution, à long terme, obéira à des critères technico-économiques et environnementaux très détaillés.



Figure III.20. Dépôt de sulfate de calcium sur fond de la colonne

- **Dépôts organiques**

Un troisième dépôt pâteux, de couleur noire, complètement soluble dans le kérosène a été récupéré des strainers, en amont des pompes d'expédition, il s'agit donc des produits organiques contenus naturellement dans le brut, tel que les asphaltènes.

III.8. La maintenance

III.8.1. L'échangeur :

- **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 un risque d'érosion de la surface et surtout de destruction du film protecteur anti-corrosion.[1]

- 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 son extrémité à un 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.21. Outil de nettoyage mécanique

● **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 l'échangeur et le traitement de toute la surface d'échange est réalisé.
- ❖ Il peut se réaliser sans démontage de l'appareil.

III.8.2. La colonne

La préparation d'une colonne pour intervention de l'entretien est une longue opération qui nécessite des jours, des mois suivant l'importance et la quantité des équipements concernés, donc on trouvera ci-dessous l'énoncé chronologique des différentes étapes de la préparation de l'équipement.

On va procéder aux actions suivantes:

a. Première étape:

- ❖ vider tous les liquides hydrocarbures de l'équipement
- ❖ Disposition du circuit qui by-passe
- ❖ Drainage et isolement d'équipement.

b. Deuxième étape:

- ❖ Lavage à l'eau de tous les circuits

c. Troisième étape:

- ❖ Vidange de tous les circuits d'équipement de l'eau de lavage

Le programme d'Inspection

- ❖ Inspection visuelle externe
- ❖ Inspection visuelle interne
- ❖ Tests hydrostatiques décennales
- ❖ Relevés des épaisseurs
- ❖ Tarage et plombage

Durant cette révision, l'équipement est concerné par la visite triennale ont été soigneusement contrôlés de l'intérieur comme de l'extérieur.

Cet équipement inspecté renferme des dépôts d'hydrocarbures; qui a été éliminé par lavage à l'eau.

Au cours de la visite, quelques anomalies non considérables ont été mises auxquelles des réparations ont été apportées.

Exemple d'un rapport :

Rapport à 30/11 au 11/12/2011 par l'équipe d'organisation OURHOUD [6].



Organisation Ourhoud
Inspection Réglementaire Décennale
30/11 au 11/12/2011

Date d'inspection
06/12/2011

Stripping column

10-CB-21-01

Caractéristiques techniques:

<i>Unité</i>	Train 10	<i>Repère</i>	10-CB-21-01	<i>Service</i>	Stripper column
<i>Fluide</i>	HC liquide/vapeur/eau	<i>Dimensions</i>	3800 x 29910mm	<i>Capacité</i>	258000 litres
<i>Code</i>	ASME VIII Div I	<i>Constructeur</i>	Schwartz-Hautmont	<i>Année Fab.</i>	2001
<i>Paramètres</i>				<i>Radiographie</i>	Totale
<i>Pression Sce</i>	6 / 6.5 bar	<i>Temp. Sce</i>	81 / 185 °C	<i>PWHT</i>	Non
<i>Pression cal.</i>	10/(10+fw) bars	<i>Temp. Cal.</i>	220°C	<i>PSV</i>	
<i>Pression épr.</i>	15 bars	<i>Temp. Epr.</i>	Ambiante	<i>Pression test</i>	
<i>Peinture</i>	Oui	<i>Calorifugeage</i>	oui	<i>Surép. Corr.</i>	3 mm
<i>Revêtement interne</i>	Partie supérieure SA240-TP904L (3mm clad)			<i>Efficacité soudures</i>	1

Introduction :

L'ouverture pour inspection de la colonne 10-CB-21-01 rentre dans le cadre de l'inspection décennale réglementaire, elle consiste à nettoyer et inspecter les différentes parties de l'équipement et à remédier aux éventuelles endommagements, corrosion ou autres anomalies.

Inspection et résultats :

Extérieurement cet équipement calorifugé se présente dans un parfait état: bon fixation de la virole, ignifuge adhérent et non fissuré, mise à la terre bien connectée, calorifuge non endommagé, échelles et plateformes en bon état.

Après nettoyage de cet équipement, revêtu intérieurement, sur sa partie haute, avec une couche de 3 mm en acier inoxydable.

A part une amorce de légère corrosion sur la paroi de la virole au dessus du 2^{ème} trou d'homme, l'intérieur se trouve sain de toute anomalie, aucune corrosion ni fissuration sur les parois et les joints de soudure, les plateaux sont propres, non déformés, en place et bien fixés. Les clapets détachés ont été remis en place.

La mesure d'épaisseur des parois et des tubulures à travers les fenêtres d'inspection n'a révélé aucune diminution.

Le test hydrostatique à une pression de 15 bars est concluant.



Conclusion et recommandations:

La colonne a été bien nettoyée des dépôts présents sur le fond et les parois, et a été remise en service dans un état satisfaisant.

Figure III.22. l'inspection de la colonne

Page 58

CONCLUSION
GENERALE
ET RECOMMANDATION

Conclusion générale et recommandation :

L'encrassement des échangeurs thermique et des colonnes de stabilisation des bruts présent un problème majeur conduit à la diminution de leurs performances thermiques.

Le monitoring des équipements de traitement des bruts permet la bonne connaissance de l'évolution de l'encrassement sous les conditions spécifique au processus de stabilisation de brut

L'exploitation rationnelle des équipements de traitement est soumise à des impératifs techniques et économiques liées essentiellement à la qualité du pétrole traitée

L'une des méthodes classiques utilisées le plus couramment pour détecter l'encrassement repose sur la mesure de la variation de l'efficacité à travers le calcul de la résistance d'encrassement.

Les résultats de l'analyse thermique de l'échangeur et de la colonne de stabilisation par calcul de la résistance d'encrassement montrent une diminution de l'efficacité de ces équipements, cela nous a conduit à modéliser la résistance d'encrassement pour prévoir la formation de dépôt solide dans n'importe quel moment de fonctionnement de l'unité

La formation des dépôts est une résistance thermique qui provoque des pénalités économiques et nécessite des temps de protection adéquat pour éliminer ce dépôt.

La modélisation mathématique de la résistance d'encrassement en fonction de temps : peuvent savoir à prendre la décision des arrêts de l'unité pour le nettoyage des équipements.

Recommandation :

L'échangeur : pour les dépôts deux, installation d'un système de filtration en amont du train pour une bonne séparation entre les liquides à traiter et les dépôts deux (la boue et le sable), et pour éviter la stagnation de ces dépôts dans l'échangeur.

Ce qui concerne les dépôts durs il faut faire une inspection par les courants de Foucault à l'intérieur des tubes pour inspecter l'état et la surface intérieur des tubes et l'épaisseur de la couche des dépôts ce qui nous ramène à faire des analyse pour déterminer la nature de produit pour exécuter le nettoyage chimique.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATION

La colonne :installation des débits-mètre à la ligne de sortie de la colonne pour faire des mesures instantanées du débit et déterminer si il y a une formation des dépôts au fond de la colonne ou sur les parois de la ligne de sortie , et déduire si il y a une nécessité de faire une injection de produit chimique anti-dépôt .

Références Bibliographiques

- [1]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
- [2]ALOUAN DAHMAN, «Etude de problème de l'encrassement dans un échangeur de chaleur type faisceau-calandre 12x20400», Mémoire Master, Université kasedi Merbah OUARGLA ,2019
- [3]MOSTEFA HOUSSEMEDDINE « CONTRIBUTION à L'étude d'une colonne de distillation à plateaux (Dé-butaniseur C-102 de Hassi R'MEL) », Mémoire Master, Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, 2017
- [4] Mohamed Ould Sidi Mohamed «Optimisation de la consommation de fuel gaz au niveau de four H102 du module MPP de Hassi R'mel par simulateur HYSIS », Mémoire Master, Université echahid hamma lakhdar d'El Oued ,2015.
- [5] P. TRAMBOUZE. « Le raffinage du pétrole ». Edition TECHNIP. Tome IV matériels et équipements. Paris. 1972.
- [6] Documentation organisation OURHOUD
- [7] Jaques HEUTTZ, Jean-Pierre PETIT «Notion de transfert thermique par convection »Technique de l'ingénieur.1990.
- [8] D. NADJEM EDDINE « SIMULATION D'UNE CONCEPTION D'UN ÉCHANGEUR DE CHALEUR À FAISCEAU ET CALANDRE », Mémoire master, SCIENCES ET TECHNOLOGIE - UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA-2017
- [9]Croix, J. « Généralités Sur L'encrassement Des Echangeurs » Note Technique Greth 83/12. (1983)
- [10]M.Bennejah, N.Chaouni- Echangeur de Chaleur, Technologie, calcule et design- Edition TECHIP-Paris –France- 2014.
- [11] Hassan Al.Hadj Ibrahim « Fouling in Heat Exchangers »
- [12] : A. BONTEMPS-A« Echangeur de chaleur problème de fonctionnement »
- [13]Epstein. “Thinking About Heat Transfer Fouling: A 5x5 Matrix”, Heat Transfer Engineering. (1983)

[14] Douadi islam «Dimensionnement d'une nouvelle colonne de stabilisation de condensa
Hors spécification (dé-isopentaniseur), Mémoire Master, Université Kasdi Merbah
Ouargla, 2019.

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

- 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

[16]G.P. PUROCHIT, (1993) Estimate cost of sell and tube heat exchanger. Chemical
Engineering. 1993 August 22, 26

[17]R.C. COVIE (1938). Costing of Shell and tube heat exchanger. HEDH (Heat Exchanger
Hand Book) Hemisphere Publishing Corporation.

ANNEXE

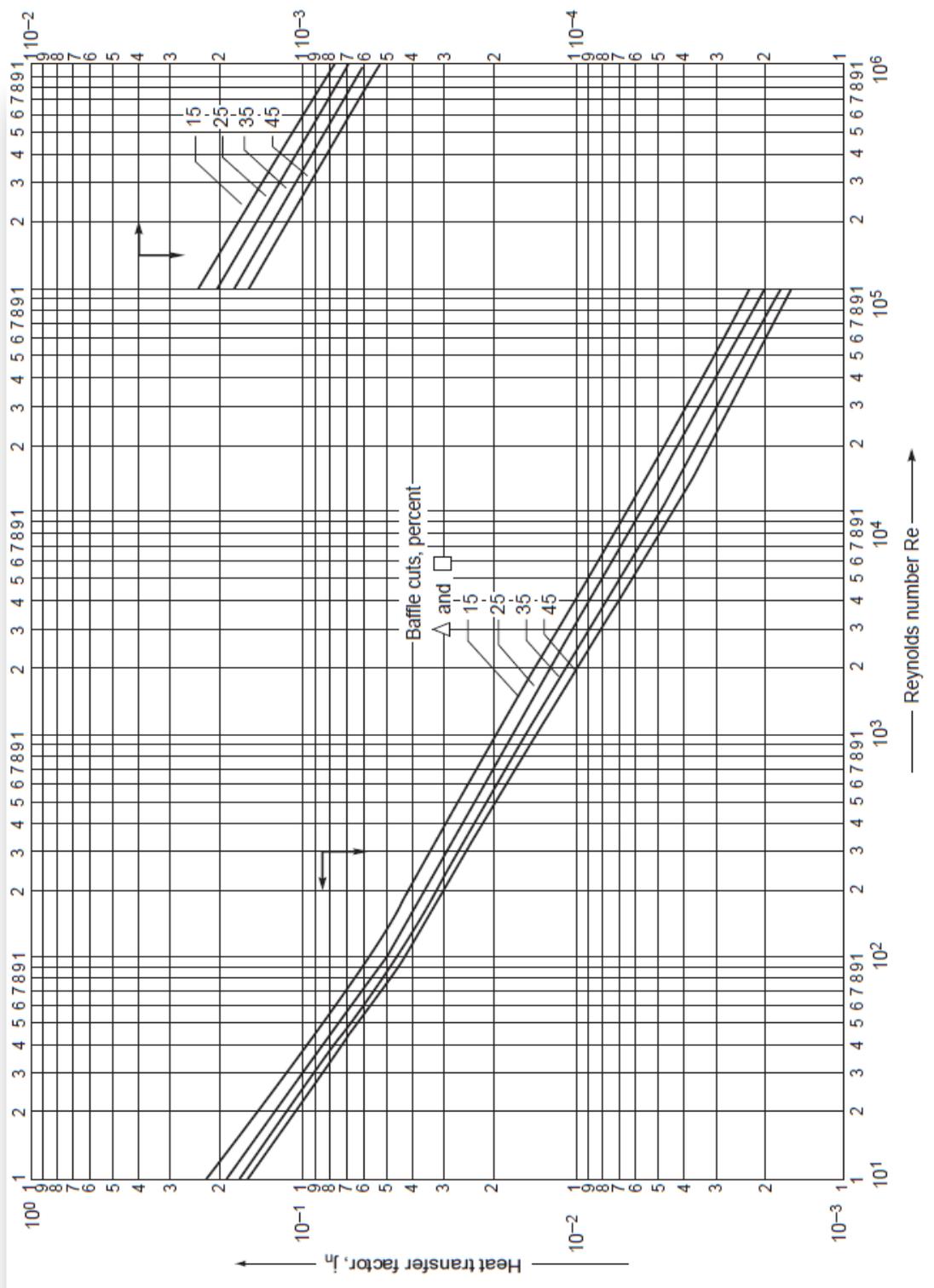


Figure 1 : Facteur de transfert thermique j_h

Triangular pitch, $p_t = 1.25d_o$					
No. passes	1	2	4	6	8
K_1	0.319	0.249	0.175	0.0743	0.0365
n_1	2.142	2.207	2.285	2.499	2.675
Square pitch, $p_t = 1.25d_o$					
No. passes	1	2	4	6	8
K_1	0.215	0.156	0.158	0.0402	0.0331
n_1	2.207	2.291	2.263	2.617	2.643

Tableau 1 : représentant la constante K_1 et n_1 pour le calcul de diamètre de faisceau

Fluid	Coefficient ($W/m^2\text{°C}$)	Factor (resistance) ($m^2\text{°C}/W$)
River water	3000-12,000	0.0003-0.0001
Sea water	1000-3000	0.001-0.0003
Cooling water (towers)	3000-6000	0.0003-0.00017
Towns water (soft)	3000-5000	0.0003-0.0002
Towns water (hard)	1000-2000	0.001-0.0005
Steam condensate	1500-5000	0.00067-0.0002
Steam (oil free)	4000-10,000	0.0025-0.0001
Steam (oil traces)	2000-5000	0.0005-0.0002
Refrigerated brine	3000-5000	0.0003-0.0002
Air and industrial gases	5000-10,000	0.0002-0.0001
Flue gases	2000-5000	0.0005-0.0002
Organic vapours	5000	0.0002
Organic liquids	5000	0.0002
Light hydrocarbons	5000	0.0002
Heavy hydrocarbons	2000	0.0005
Boiling organics	2500	0.0004
Condensing organics	5000	0.0002
Heat transfer fluids	5000	0.0002
Aqueous salt solutions	3000-5000	0.0003-0.0002

Tableau 2 : Les facteurs d'encrassement