

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques



Mémoire de Master

Présenté par

CHETIOUI NAIMA

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie des Procédés-Raffinage

Calcul de vérification du Four 21F1 de la raffinerie D'Arzew

Devant le jury :

Mme.Bedda Kahina	MCA	UMBB	Présidente
Mme.Hammadou souad	MCA	UMBB	Examineur
Mr. Belamri Laid	MAA	UMBB	Examineur
Mr. Mimoun Hadj	Prof	UMBB	Encadrant

Année Universitaire : 2022/2023

Résumé :

Le four tubulaire de l'unité 21 (21F1) de la zone 07 est utilisé pour chauffer les résidus atmosphériques destinés à la distillation sous vide afin de produire des huiles de base. Une vérification de la capacité thermique du four a été effectuée, révélant un rendement réel de 60%, ce qui est inférieur au rendement prévu de 78,34%. Ce problème est causé par la formation d'une couche isolante de coke à l'intérieur du tube.

L'objectif de cette étude était de sensibiliser les responsables de la raffinerie à l'importance de procéder régulièrement au decokage et de surveiller attentivement le thermocouple de contrôle de la pression et de la température afin de réduire la formation de coke et d'assurer le bon fonctionnement de l'unité.

Les mots clés : four, coke, distillation, pétrole.

Abstract:

The tubular furnace of unit 21 (21F1) of zone 07 is used to heat atmospheric residues intended for vacuum distillation in order to produce base oils. A verification of the heat capacity of the furnace was carried out, revealing a real efficiency of 60%, which is lower than the expected efficiency of 78.34%. This problem is caused by the formation of an insulating layer of coke inside the tube.

The objective of this study was to sensitize the refinery managers to the importance of carrying out the decoker regularly and to carefully monitor the pressure and temperature control thermocouple in order to reduce the formation of coke and to ensure the proper functioning of the unit.

Key Words : Furnace, coke, distillation, pétrole.

ملخص

يستخدم الفرن الأنبوبي للوحدة 21 (21 أف 1) من المنطقة 07 لتسخين المخلفات الجوية المخصصة للتقطير الفراغي من أجل إنتاج الزيوت الأساسية. تم إجراء التحقق من السعة الحرارية للفرن، وكشف عن كفاءة حقيقية بنسبة 60 ٪، وهي أقل من الكفاءة المتوقعة البالغة 78.34 ٪. تحدث هذه المشكلة بسبب تكوين طبقة عازلة من فحم الكوك داخل الأنبوب.

وكان الهدف من هذه الدراسة هو توعية المسؤولين عن المصفاة بأهمية ازالة الفحم بصفة دورية وبانتظام ورصد دقيق للضغط والتحكم في درجة الحرارة من أجل الحد من تشكل الفحم وضمان حسن سير العمل في الوحدة

الفرن، لتقطير، فحم، بتترول .

Remerciement

J'adresse mes remerciements à mon encadrante Monsieur MIMOUN HADJ pour
Sa participation et ses conseils prodiges à la réalisation de ce travail.

Mes respects aux membres de jury, qui nous feront l'honneur d'accepter
De juger ce modeste travail, d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.

Je tiens à exprimer mes profonds remerciements à tous les enseignants du département
Génie procédé de la faculté des hydrocarbures et de la chimie.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les ingénieurs, les opérateurs...
Tout le personnel de la raffinerie RA1Z pour leurs conseils.

Dédicace

Je dédie ce travail à mes très chers parents, je les
Remercie pour leurs sacrifices, leurs patiences
Leurs Soutiens, ainsi que pour l'aide et les
Encouragements qui m'ont apporté durant
Toutes ces années d'étude.

Sans eux, je ne serais pas ce que je suis aujourd'hui.

Je dédie ce travail également :

A mes frères et mes sœurs.

A toute ma famille.

A tous

Naima

Liste des figures

Figure I. 1: Plan de masse de la raffinerie	4
Figure I. 2: Situation géographique de la raffinerie.....	5
Figure II 1: Schéma de fabrication des huiles de base.....	18
Figure III. 1: Schéma de la distillation sous vide le résidu atmosphérique.....	21
Figure III. 2: Colonne de distillation	23
Figure III. 3: Schéma d'une colonne à plateaux	24
Figure III. 4: Schéma de colonne à garnissages	25
Figure III. 5: Domaine de fonctionnement une colonne de distillation.....	27
Figure IV. 1: Représentation générale de la combustion.....	29
Figure IV. 2: Schéma du triangle du feu	30
Figure IV. 3: PCI et PCS d'un combustible	32
Figure IV. 4: Types de flamme (a) pré-mélangée, (b) non pré-mélangée	34
Figure IV. 5: Flamme jet d'un briquet à gaz.....	34
Figure IV. 6: Diagramme d'OSTWALD du FOD	36
Figure V. 1: Schéma d'un four continu à chauffage direct	38
Figure V. 2: Schéma d'un four continu à chauffage indirecte.....	39
Figure V. 3: Schéma simplifié d'un four tubulaire	41
Figure V. 5: Four cabine à tube horizontaux	43
Figure V. 6: Les fours dits boîtes à tubes verticaux	44
Figure V. 7: Schéma du four cylindrique à tubes verticaux	45
Figure VI. 1: Pertes de chaleur dans le four.....	53

Liste des tables

Tableau I. 1: capacités annuelles de production de la raffinerie d'Arzew	6
Tableau VI. 1: les données de base.....	54
Tableau VI. 2: Composition du gaz combustible donné par l'analyse chromatographie du 09/03/2023.....	54
Tableau VI. 3: Calcul du pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz combustible (fuel gaz) ..	56
Tableau VI. 4: la masse volumique du gaz combustible	57
Tableau VI. 5: Les quantités théoriques de O ₂ , H ₂ O et CO ₂ contenant dans l'air et les fumées pour 100 m ³ /h	59
Tableau VI. 6: Les quantités des constituants des fumées.	62
Tableau VI. 7: Les valeurs des constituants des fumées de la combustion réelle de 100 m ³ de gaz combustible.	63
Tableau VI. 8: La composition réelle des fumées dans le four.	63
Tableau VI. 9: Calcul des débits massiques des fumées	65
Tableau VI. 10: Composition design du fuel gaz	66
Tableau VI. 11: Composition désignée des fumées du four 21F1	67

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : présentation de la raffinerie d'arzew	
I.1 Présentation de la raffinerie	3
I.2 Situation géographique.....	5
I.3 Objectifs assignés du complexe	5
Chapitre II : Généralité sur le pétrole et les coupes pétroliers	
II.1 Introduction.....	11
II.2. Historique.....	11
II.3 L'origine du pétrole	11
II.4 Composition chimique du pétrole brut	11
II.5 Classification du pétrole brut.....	11
II.5.1- Classification industrielle	11
II.5.2- Classification chimique.....	12
II.5.3- Classification selon le facteur de caractérisation KUOP	12
II.5.4- Classification économique (technologique).....	12
II.6- Raffinage de pétrole.....	12
II.6.1- Introduction.....	12
II.6.2- L'objectif raffinage	13
II.7- Les produits pétroliers	13
II.7.1- Gaz de pétrole liquéfié.....	13
II.7.1.1- Essence.....	13

II.7.1.2- Kérosène	13
II.7.1.3- Gasoil	13
II.7.1.4- Fuel-oils	14
II.7.1.5- Huile	14
II.7.1.6- Graisse	14
II.7.1.7- Paraffine.....	14
II.7.1.8- Bitume.....	14
II.7.1.9- Coke	14
II.8- Les lubrifiants	15
II.8.1- Introduction.....	15
II.8.2- Le rôle d'un lubrifiant	15
II.8.3- La chaine de fabrication des huiles de base	18
 Chapitre III : Théorie sur la distillation	
III.1- Introduction	19
III.2- Définition	19
III.3- Les type de distillation	19
III.3.1- Types de la distillation au laboratoire	19
III.3.1.1- La distillation (T.B.P).....	19
III.3.1.2- La distillation (A.S.T.M)	19
III.3.1.3- Distillation progressive simple.....	20
III.3.2- Types de distillation industrielle.	20
III.3.2.1- La distillation atmosphérique	20
III.3.2.2- La distillation sous vide	20

III.3.3- Le principe de la distillation sous vide	21
III.3.3.1- Distillation sous vide sèche	21
III.3.3.2- La distillation sous vide Humide	22
III.3.3.3- La distillation semi-humide	22
III.4- Description de la colonne de distillation	22
III.4.1- Zone de flash ou d'expansion	22
III.4.2- Zone de rectification.....	22
III.4.3- Zone de d'épuisement	22
III.5- Les type des colonnes.....	23
III.5.1- La colonne à plateaux	23
III.5.1.1- Les plateaux perforés.....	24
III.5.1.2- Les plateaux à calottes.....	24
III.5.2- La colonne à garnissage.....	24
III.6- Variables opératoires et leur influence.....	26
III.6.1- Débits.....	26
III.6.2- Température.....	26
III.6.3- Pression.....	26
III.7- Les Problèmes rencontrés dans les colonnes de distillation.....	26
 Chapitre IV : La combustion	
IV.1- Introduction.....	28
IV.2- Définition	28
IV.3- Les catégories des combustibles	28
IV.3.1- Combustibles solides et liquides	28

IV.3.2- Combustibles gazeux.....	28
IV.4- Produits de combustion.....	30
IV.5- Les différents types de combustion.....	30
IV.5.1- Combustion stœchiométrique.....	31
IV.5.2- Combustion non-stœchiométrique	31
IV.5.3- Combustion non complète.....	31
IV.6- La chaleur de combustion	32
IV.7- Pouvoir calorifique.....	32
IV.7.1- Pouvoir calorifique supérieur et inférieur	32
IV.8- Les Flammes	33
IV.8.1- Définition	33
IV.8.2- Les Types des flammes des combustibles gazeux.....	33
IV.8.2.1- Flamme de pré-mélange.....	33
IV.8.2.2- Flamme de diffusion.....	33
IV.9- Le Diagramme d'OSTWALD.....	35
 Chapitre V : Les fours industrielle	
V.1- Introduction	37
V.2- Définition	37
V.3- Classification et description des fours industriels	37
V.3.1- Fours continus et fours discontinus	37
V.3.2- Chauffage direct et chauffage indirect.....	38
V.3.2.1- Fours à chauffage direct	38
V.3.2.2- Fours à chauffage indirect.....	38

V.3.3- Fours à haute température.....	39
V.3.4- Fours à basse température.....	40
V.3.5- Classification selon la Forme d'énergie	40
V.4- Les fours tubulaires	40
V.4.1- Les Utilisation des fours tubulaires	41
V.4.2- Caractéristiques générales des fours tubulaires	41
V.4.3- Constitution des fours tubulaires	42
V.4.4- Description des différents types de four tubulaires	42
V.4.4.1- Fours cabines	42
V.4.4.2- Les fours cylindriques	44
V.5- Le Choix d'un four.	45
V.6- Le rendement d'un four	46
V.6.1- Paramètres dont dépend le rendement d'un four	47
V.7- Phénomènes d'encrassement.....	47
V.7.1- Formation de dépôt dans les fours de raffinerie	47
V.7.2- Les Types d'encrassement dans les fours.....	48
V.7.2.1- Encrassement particulière	48
V.7.2.2- Cristallisation ou précipitation	48
V.7.2.3- Encrassement par réactions chimiques.....	48
V.7.2.4- Mécanisme biologique.....	48
V.7.2.5- Solidification ou congélation.....	49
V.7.3- Les Conséquences thermique du d'dépôt	49
V.7.4- Les méthodes de Mesure d'encrassement	49

V.8-Le décokage.....	49
V.8.1- Phase d'écaillage	49
V.8.2- Phase de combustion	50

Chapitre VI : calcul du rendement de four F1 de l'unité 21

VI.1- Introduction.....	51
VI.2- Description du four 21f1	51
VI.3- Méthodes de calcul du rendement thermique d'un four	51
VI.3.1- Méthode directe	52
VI.3.2- Méthode indirecte.....	52
VI.4- Etude du cas réel de four 21F1	53
VI.4.1- Les données de base	54
VI.4.2- Réactions de combustion.....	55
VI.4.3- Calcul du rendement des fours	55
VI.4.3.1- Calcul du pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz combustible (fuel gaz)....	56
VI.4.3.2- Calcul de Quantité de chaleur fournie par la combustion (Q fournie)	57
VI.4.3.3- Calcul de la quantité de chaleur perdu par les fumées.....	58
VI.4.3.3.1- Détermination de la Composition des fumées théorique	61
VI.4.3.3.2- La Composition de fumées réelle.....	62
VI.4.3.3.3- La quantité de l'air nécessaire pour la combustion de 1 kg de gaz.....	64
VI.4.3.3.4- Calcul des débits massique des fumées	64
VI.4.3.3.5- Calcul de la chaleur spécifique de chaque constituant des fumées.....	65
VI.4.3.4- Le taux des pertes de chaleur évacuées par les fumées par rapport à celles libérées au brûleur de four étudié.....	65
VI.4.3.4.1- Interprétation des résultats	65

VI.4.4- Quantité de chaleur perdue par les parois : (Q_{parois})	66
VI.5- Etude du cas design.....	66
VI.6- Interprétation des résultats	68
Conclusion générale	69
Références Bibliographies	
Annexes	

Introduction

Introduction générale

Depuis des décennies, le pétrole est devenu l'une des ressources les plus précieuses et indispensables à notre société modern.

De la production d'énergie à la fabrication de produits essentiels, le pétrole joue un rôle crucial dans notre vie quotidienne.

Cependant, pour exploiter pleinement le potentiel du pétrole, nous devons comprendre les processus complexes qui permettent de le transformer en différentes formes utiles. C'est là que la distillation entre en jeu, un procédé fondamental qui nous permet d'obtenir des produits tels que les huiles lubrifiantes.

Un four tubulaire de raffinage est un équipement utilisé dans l'industrie pétrochimique et de raffinage pour effectuer des réactions chimiques à haute température. Il utilise des brûleurs pour fournir une chaleur intense qui élève la température des produits pétroliers ou chimiques qui circulent à l'intérieur des tubes.

Son rôle principal est de chauffer et de traiter les produits pétroliers ou chimiques afin de les convertir en produits finis de meilleure qualité ou de les préparer pour d'autres étapes du processus de raffinage.

En Algérie, l'industrie de raffinage est née avec la découverte et la production du pétrole brut de Hassi-Messaoud. La première unité fut construite sur les lieux même de la découverte, et a été orientée vers la recherche et l'exploitation du brut extrait. Puis l'Algérie a commencé à construire plusieurs raffineries : raffinerie d'Alger RA1.G, raffinerie d'Arzew RA1.Z, raffinerie de Skikda et raffinerie d'Adrar RA1.D.

Comme les plus part des utilisations de raffineries ou pétrochimie, le complexe d'Arzew RA1.Z produisait de la chaleur par l'intermédiaire d'un four qui occupe une place très importante « c'est le cœur de l'unité ».

Durant notre stage pratique dans la raffinerie de d'Arzew RA1.Z, on a été affecté vers la zone 07 l'unité de production 21 dans laquelle contient nombreux équipements thermiques : les échangeurs, les fours, ...etc.

Sur l'unité 21, existent un Four tubulaire distigné pour la distillation de résidu atmosphérique (BRA).

L'étude du rendement d'un four tubulaire permet d'optimiser l'efficacité énergétique, d'améliorer la performance opérationnelle, de réduire les émissions et de garantir la durabilité et la fiabilité de l'équipement.

Introduction Générale

Mon mémoire comporte quatre chapitres :

I. Le chapitre I est relatif à la présentation détaillée de la raffinerie d'Arzew RA1.Z et de toutes ses unités.

II. Le chapitre II renferme des généralités sur le pétrole et les huiles lubrifiants.

III. Le chapitre III renferme sur la technologie de distillation.

IV. Le chapitre IV est consacré pour la technologie des fours avec plus de détails et aussi pour le phénomène l'encrassement des fours tubulaires.

VI. Le chapitre VI est relatif à l'étude effectuée concernant la détermination du tenement thermique de Four 21F1 de la distillation sous vide

Chapitre I :
Présentation de la raffinerie
d'arzew

I.1 Présentation de la raffinerie

La raffinerie d'Arzew par sa diversité de production se classe au premier rang des complexes édifiés sur le territoire national. Elle a été implantée dans le cadre quinquennal 1970-1973 par JGC (JAPAN GASOLINE COMPANY) et s'est étendue par une extension de ces unités de production de bitumes en 1975 et ses unités de lubrifiants en 1983, issu de la restriction de la société SONATRACH de la raffinerie d'Arzew est gérée par la société NAFTEC depuis 1987.

Le démarrage des unités a été lancé à partir du mois de juillet 1972 pour les utilités, l'ensemble des unités de la raffinerie était en service en mars 1973. La raffinerie dispose d'une capacité de traitement de 4 ,7 millions de tonnes/an de pétrole brut Saharien de HASSI-MESSAOUD et de 300.000 tonnes/an de brut réduit importé (BRI) pour satisfaire les besoins de consommations en carburants, lubrifiants, bitumes et aussi exporter les produits excédentaires (Naphta, Kérosène, Fiouls).

En 1978, suite aux besoins importants de lubrifiants, la réalisation d'un ensemble intégré de production d'huiles de base en fûts est lancée. Elle est devisée en deux unités de production.



Figure I. 1: plan de masse de la raffinerie

Production I : qui englobe les zones : 03, 04, 07 et 10.

Production II : englobe les zones : 05, 19

Production III : englobe les zones : 06, unités : 3000, 3900

Production IV : englobe les zones : 27, 28, unité1800.

I.2 Situation géographique

La raffinerie d'Arzew est implantée dans la zone industrielle à 2 km d'Arzew, elle est située sur le plateau de la localité d'El MOHGAN au carrefour de la route nationale N° 11 (Oran – Arzew) et la route Nationale N°13 (Arzew – Sidi-Bel-Abbès) et à environ 40 km d'Oran.

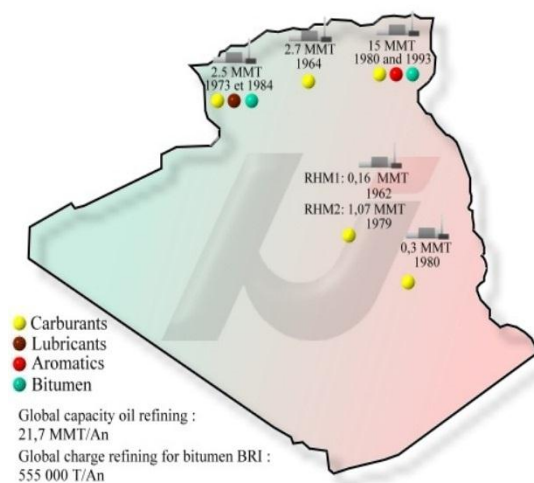


Figure I. 2: situation géographique de la raffinerie

I.3 Objectifs assignés du complexe

Troisième complexe de la région, par son importance, la raffinerie d'Arzew été conçue pour répondre aux impératifs suivants :

- Traiter le brut de HASSI MESSAOUD et le brut importé.
- Satisfaire à la consommation croissante en carburants du marché national.
- Fabriquer des produits stratégiques à savoir les lubrifiants et les bitumes.
- Créer des industries en aval.

Nature du produit	Quantité (tonne/an)	Unité
Propane	30.000	Zone 4/Unité 13
Butane	92.000	Zone 4/Unité 13
Naphta	450.000	Zone 4/Unité 11
Kérosène	400.000	Zone 4/Unité 11
Gasoil	530.000	Zone 4/Unité 11
Fuel (BTS)	540.000	Diverses unités
Fuel (HTS)	50.000	Diverses unités
Essence Normale	390.000	Zone 28
Essence Super	103.000	Zone 28
Huiles de base	130.000	Zone 7/Zone 5
Huiles finies	150.000	Zone 6 et Unité
Graisses	1950	3000 Zone 6 et Unité 3000
Bitumes routiers	120.000	Zone 10/Unité
Bitumes oxydés	20.000	14 Zone 10/Unité 15

Tableau I. 1: capacités annuelles de production de la raffinerie d'Arzew

- Les principales zones du complexe :

- Le complexe est constitué de plusieurs zones ayant les activités spécifiques suivantes
- Zone 1 : Parking
- Zone 2 : Station de veille
- Zones 3 et 19 : Les utilités

Les utilités constituent une zone importante au sein de la raffinerie d'Arzew, elles assurent la production de la vapeur, l'électricité, air service et instrument et de l'eau distillée.

La zone 3/19 comprend les unités suivantes :

Unité 31/Unité 1100 : production de vapeur HP, MP, BP au moyen des chaudières alimentées en eau déminéralisée.

- Unité 32/Unité 1600 : production d'eau distillée à l'aide des évaporateurs.
- Unité 33/Unité 1300 : distribution d'eau de refroidissement.
- Unité 34/Unité 1200 : production d'électricité.
- Unité 35/Unité 1400 : réception et distribution de fuel gaz.
- Unité 36/Unité 1500 : production d'air service et instrument.
- Unité 37 : réseau d'incendie.
- Unité 38/Unité 280 : production gaz inerte.

Zone 4 : Les carburants

Le brut algérien provenant de HASSI MESSAOUD est utilisé comme charge principale dans la zone 4,

Elle est constituée de trois (03) unités suivantes :

Unité 11 : distillation atmosphérique (topping).

A partir de cette unité, on obtient les coupes suivantes :

- GPL.
- LSRH (Naphta léger).
- HSRN (Naphta lourd).
- Kérosène.
- Gasoil lourd (LGO).
- Gasoil léger (HGO).

BRA (brut réduit atmosphérique) : utilisé comme charge alimentant les zones 5 et 7 pour la fabrication des huiles de base pour les lubrifiants.

- Unité 12 : Platforming ou reformage catalytique avec trois (03) réacteurs.

Le naphta lourd (HSRN) provenant de l'unité de distillation atmosphérique contient des impuretés.

L'unité est destinée donc à transformer et à éliminer les composants indésirables ainsi

Pour augmenter l'indice d'octane.

Deux procédés sont utilisés ; Hydroforming et platforming :

- Hydroforming : C'est le procédé de purification de naphta lourd afin d'éliminer les impuretés considérées comme poison pour le catalyseur.

Après purification, le naphta lourd (HSRN), est appelé unifinat qui est la charge du procédé de platforming.

- Platforming : Ce procédé consiste à augmenter l'indice d'octane jusqu'à 97 de l'Unifiant qui est une essence lourde purifiée.
- Unité 13 : La production des gaz plant (butane et propane).
- Unité 17 : isomérisation : c'est l'unité d'isomérisation avec deux sections principales NHT (Hydro traitement du naphta léger LSRN) et PNEX (transformation du LSRN en isomérisat avec un indice d'octane de 89 pour la fabrication d'essence sans plomb après mélange avec du MTBE.
- Unité 18 : huile caloporteur : unité hot-oil pour le préchauffage de la charge et la sauvegarde du bon déroulement des paramètres de l'unité 17, cette dernière fonctionne avec des catalyseurs très sensibles à l'eau.

Zone 07 et 05 : Les lubrifiants

Ces deux zones ont pour but d'obtenir des huiles de base considérées comme matière première pour la fabrication des lubrifiants à partir du BRA qui est un composé pétrolier lourd et visqueux recueilli au fond du topping.

Dans ces deux zones, on distingue cinq (05) unités :

Unité 21/100 (distillation sous vide) : Destinée à séparer les coupes nécessaires à la production des huiles de base.

- Unité 22/200 (désasphaltage au propane) : Pour éliminer l'asphalte en coupe huile,
- Unité 23/300 (extraction au furfural) : Destinée à extraire les aromatiques et améliorer l'indice de viscosité des huiles de base.
- Unité 24/400 (déparaffinage au MEC/Toluène) : Destinée à améliorer le point d'écoulement et d'éliminer les paraffines.
- Unité 25 /500 (Hydrofinishing) : Pour éliminer les impuretés et pour avoir une huile de Base ayant une couleur appropriée et thermiquement stable.
- Unité 600 : Hydrofinishing de paraffines.
- Zone 06 et unité 3000 : huiles finis.

- Unité 51 / 3100 : Unité de mélange et conditionnement des huiles finies.
- Unité 52/ 3200 : Unité de traitement et conditionnement des paraffines.
- Zones 8A, 8B : Destinées au stockage intermédiaire des huiles de base.
- Zone 9 : Stockage du brut et résidus
- Zone 10 : (production des bitumes)

Cette zone est destinée à la fabrication des bitumes à partir du pétrole brut réduit importé,

Elle comprend deux unités :

- Unité 14 (Fabrication du bitume routier) : Le procédé consiste à surchauffer le BRI pour faciliter sa pénétration dans la colonne de distillation sous vide. Les coupes latérales soutirées Sont :
 - LVGO (gasoil léger).
 - MVGO (gasoil moyen).
 - HVGO (gasoil lourd).
 - Résidu sous vide.
- Unité 15 (Fabrication du bitume oxydé) : Le mélange 85 % du résidu sous vide et 15% de HVGO alimente la colonne d'oxydation pour obtenir les bitumes oxydés.
- Zone 11, 12,13 :
 - Elles sont destinées à stocker le brut provenant de « HASSI-MESSAOUD ».
- Zone 14 : Administration générale
- Zone 15 : Laboratoire
- Zone 16 : Stockage du NAPHTA.
- Stockage d'eau brut pour incendie.
- Zone 17 : Stockage du kérosène.
- Stockage de l'essence de la première distillation.
- Zone 18 : Stockage du fuel pour mélange.
- Stockage du slop.
- Zone 20 : Réception et approvisionnement des produits chimiques et pièces de rechanges.
- Zone 21 : Zone futur.

- Zone 22 et 23 : Stockages carburants
- Zone 24 : Stockage du gasoil.
- Zone 25 : Stockage du fuel.
- Zone 26 : Stockage de Gaz Pétrole Liquéfié (GPL).
- Zone 27 : Stations de traitement des eaux usées PPI/API .
- Unité 1800 : Stations de traitement des rejets de la raffinerie.
- Zone 28 : Zone d'expédition : essences, gas-oil, kérosène, propane et butane (GPL)
- Zone 29 : Stockage du BRI.

Chapitre II :
Généralité sur le pétrole et les
coupes pétroliers

II.1 Introduction

Chaque raffinerie est dimensionnée sur un panier particulier de pétroles bruts. Ces pétroles bruts donnent des rendements très différents en gaz, essences, produits intermédiaires et produits lourds, et ces rendements peuvent différer notablement de la demande du marché.

II.2. Historique

Le mot « Pétrole » est issu des deux mots latins « Petra » et « oléum » et signifie « huile de pierre » ou « Crude oil » ; est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie ; dès l'antiquité il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre. Il était repéré la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre, il constitue la première source d'énergie dans le monde.

II.3 L'origine du pétrole

Aux yeux des géologues, les pétroles sont, malgré leur état plus ou moins liquide, des roches carbonées, tout comme les charbons, car ils sont formés à partir de la décomposition de végétaux et d'organismes marins (algues et planctons), accumulés sous la surface de la Terre il y a plus de 500 millions d'années, et progressivement modifiés à l'abri de l'air par des bactéries et des processus physico-chimiques.

II.4 Composition chimique du pétrole brut

Le pétrole brut est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement du Soufre mais aussi de l'Azote, de l'Oxygène et de certains métaux comme le Nickel et le Vanadium. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

II.5 Classification du pétrole brut

La classification est d'une extrême importance car elle nous permet de reconnaître l'ensemble des traitements à envisager pour le pétrole et la qualité des produits pétroliers à obtenir. Les pétroles bruts peuvent être caractérisés par leurs propriétés globales ou par les classes moléculaires qui les composent.

II.5.1- Classification industrielle

Les pétroles sont répartis dans la partie industrielle en : légers, moyens et lourds, déterminés par simple mesure de densité tels que:

- Pétrole léger** avec : $d_{415} < 0.828$
- Pétrole moyen** avec : $0.828 < d_{415} < 0.875$
- Pétrole lourd** avec : $d_{415} > 0.875$

II.5.2- Classification chimique

Cette classification divise le pétrole selon la prédominance de l'une des familles d'hydrocarbure, ils peuvent être :

- Paraffiniques.
- Naphténiques.
- Paraffino-naphténiques.
- Aromatiques.
- Paraffino-naphténio-aromatique.

II.5.3- Classification selon le facteur de caractérisation KUOP

- Aromatiques purs : KUOP = 10
- Naphtènes purs : KUOP = 11
- Hydrocarbures mixtes : KUOP = 12
- Paraffines purs : KUOP = 13

II.5.4- Classification économique (technologique)

Teneur en soufre : Elle est basée sur la connaissance de la Teneur potentielle en soufre dans le pétrole et les fractions pétrolières :

- Teneur en soufre < 0.5% = faible teneur en soufre (sweetcrude)
- 0.5% < Teneur en soufre < 2.5% = moyen teneur en soufre (intermediatecrude)
- Teneur en soufre > 2.5% = sulfureux (sourcrude)

Teneur en paraffine : En fonction de la teneur en paraffines, on distingue trois espèces de pétrole :

- Pétrole peu paraffinique < 1.5%.
- Pétrole paraffinique 1.5 – 6 %.
- Pétrole très paraffinique > 6%.

Teneur en fractions claires (PF ≤ 350°C) :

- Teneur élevée en fraction à PI=250°C : > 45% (pétrole léger).
- Teneur moyenne en fraction à PI=250°C : entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible en fraction à PI=250°C : < 30% (pétrole lourd)

II.6- Raffinage de pétrole

II.6.1- Introduction

Un pétrole brut est constitué par un mélange complexe de nombreux composés, l'obtention de produits pétroliers répondant à des spécifications données nécessite une séparation préalable en différentes fractions ou coupes, lesquelles doivent être purifiées, cette opération est appelée le raffinage

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme le pétrole brut en produits énergétiques et non énergétiques, suivant des procédés de séparation des produits pétroliers.

II.6.2- L'objectif de raffinage

Le raffinage de pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à produire le maximum de produits à hautes valeurs commerciale à partir du pétrole brut, telles que les bases carburants (essences, kérosènes ; gazoles et fuels), les intermédiaires pour la pétrochimie, les plastiques...

II.7- Les produits pétroliers

II.7.1- Gaz de pétrole liquéfié

Le gaz de pétrole liquéfié ou GPL est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole (40 % des ressources mondiales) et plus généralement du traitement du gaz naturel (60 % des ressources mondiales). C'est un gaz incolore et inodore, un composé lentement inflammable et volatile et plus lourd que l'air, récupéré à moins 15°C.

Le GPL est composé d'environ 80% de butane (C₄H₁₀) et 20% de propane (C₃H₈). C'est un carburant dit propre,

II.7.1.1- Essence

Juste après les GPL, la fraction essence qui est un liquide inflammable, se présente sous une couleur jaune très pale voire transparent elle est par ailleurs fortement odorante Facilement inflammable et très volatile.

Il Contient essentiellement des hydrocarbures dont le nombre d'atomes de carbone se situe de 5 à 10, Contient aussi des composées oxygène (éther ou alcools) en significative. Ces composées permettent d'améliorer certaines caractéristiques des essences comme l'augmentation de l'indice d'octane .des réglementation nationales limite toutefois les teneurs de ces composés dans l'essence.

II.7.1.2- Kérosène

Le kérosène est un liquide blanc ou légèrement jaune qui présente une légère odeur.

Le pétrole, contient un mélange d'hydrocarbures de 12 à 15 atomes de carbone.

Le kérosène est plus lourd que l'essence. Il est utilisé comme combustible. Son usage en aviation est principalement dû à son fort pouvoir calorifique, il doit y'avoir un point de congélation très bas.

II.7.1.3- Gasoil

Le gazole est un liquide incolore ou légèrement jaune qui présente une odeur de pétrole

Les gazoles contiennent 2000 a4000 hydrocarbures différents dont le nombre d'atomes de carbone varie entre 11 et 25.

Les gazoles sont donc plus lourds que les essences et sont composée de produit moins volatil. Ils ne contiennent pas d'alcènes et sont majoritairement constitués de n-alcane et cyclo alcane.

II.7.1.4- Fuel-oils

Un fuel-oil est un gas-oil dont le point final de distillation est plus élevé que celui de gas-oil normal. Il est utilisé dans les moteurs Diesel lents, du type de ceux montés sur les navires et les tracteurs agricoles, utilisé notamment dans les chaudières. Il est classé dans les ressources énergétiques fossiles, ses caractéristiques sont proches de celles du gazole.

D'autres produits importants issus du raffinage du pétrole sont, les huiles et les graisses, les paraffines, les bitumes et les cokes de pétrole.

II.7.1.5- Huile

Constituées d'un composant principal appelé base obtenus de la distillation sous vide, auquel sont ajoutés des additifs afin d'obtenir les propriétés spécifiques à chaque type d'application. Elles sont également souvent utilisées dans les produits cosmétiques.

II.7.1.6- Graisse

Une graisse est, par définition, un produit semi-solide obtenu par dispersion d'un agent gélifiant dans un lubrifiant liquide. Les qualités et les propriétés d'une graisse dépendront de matières premières utilisées pour sa fabrication

II.7.1.7- Paraffine

C'est une Substance blanche solide, tirée du pétrole, que l'on utilise dans la fabrication des bougies.

La paraffine blanchie par traitement à l'acide sulfurique a un point de fusion compris entre 40 et 65°C et est utilisée dans la protection des denrées alimentaires, le pétrolatum est utilisé pour la fabrication de la vaseline et des cires diverses : entretien des parquets, produits de beauté, cirages, etc.

II.7.1.8- Bitume

Les bitumes sont des mélanges d'hydrocarbures à poids moléculaire élevé fabriquées à partir d'un résidu très visqueux de la distillation, véritables résidus de la distillation (ils ne sont jamais distillés), matière semblable à l'asphalte, Dans le langage courant, on le confond souvent avec le goudron d'origine houillère, mais encore plus épaisse. Une propriété importante de l'asphalte et du bitume est d'être très noire, il est utilisé pour le revêtement des routes.

II.7.1.9- Coke

Le coke de pétrole se présente sous forme solide, noire, friable, et se compose majoritairement de carbone (jusqu'à 87% de carbone), avec très peu d'hydrogène et des quantités importantes de polluants (soufre, métaux lourds...).

C'est un combustible de premier choix pour la métallurgie et l'industrie de céramique, il est utilisé pour la fabrication des électrodes, des charbons, des abrasifs et des pigments de peinture.

II.8- Les lubrifiants

II.8.1- Introduction

Un lubrifiant est une matière onctueuse, liquide, semi-plastique ou solide, qui s'impose entre les surfaces frottées d'un mécanisme et qui a la propriété d'altérer frottements et usures entre les pièces métalliques.

Cette définition recouvre un ensemble de fonctions importantes dont les principales sont:

- Economie d'énergie (réduction de frottements).
- Protéger les organes des machines contre la corrosion.
- Participer au refroidissement des éléments d'une machines.
- Transmettre de l'énergie dans les systèmes hydrauliques.
- Transmettre de l'énergie thermique comme fluide caloporteur.
- Absorber les chocs et réduire le bruit.
- Assurer d'autres fonctions passives permettant d'accroître la longévité et
- la fiabilité des mécanismes.

II.8.2- Le rôle d'un lubrifiant

- Lubrifier : l'huile forme un film protecteur afin d'assurer la sécurité de fonctionnement en évitant les contacts métal-métal qui entraîneraient le grippage.
- Réduire l'usure ; Réduire l'énergie dissipée par le frottement.
- Evacuation ou prise en charge des déchets : Les particules métalliques d'usure, la poussière, les résidus de combustion, les produits solides résultants de l'altération du lubrifiant.
- Se comporter comme fluide caloporteur (réfrigérant) : Le lubrifiant contribue d'une façon très active au refroidissement des machines et à l'évacuation de la chaleur produite lors du mouvement en vue d'un équilibre thermique.
- Amortir les chocs et réduire le bruit.
- Etanchéité : dans les moteurs, l'huile tend à réduire les fuites et à améliorer le rendement de la machine ;
- Protection contre la corrosion : L'huile doit limiter ou combattre l'action corrosive des produits résultants de sa propre dégradation ou de gaz de combustion acide ou de l'humidité.
- Assurer d'autres fonctions passives permettant d'accroître la longévité et la fiabilité des mécanismes.
- Un lubrifiant est préparé à partir d'un mélange d'huiles de base et

D'additifs spécifiques, dont les proportions sont en général :

10 à 20 % d'additifs.

80 à 90 % d'huile de base.

Les huiles lubrifiantes sont constituées d'un composant principal appelé "base", auquel sont ajoutés des "additifs" qui confèrent au lubrifiant les propriétés spécifiques requises pour une application donnée. Les bases pour lubrifiants peuvent être minérales d'origine "pétrolière" ou "synthétique".

Les bases minérales classiques résultent du raffinage de coupes de distillation sous vide ainsi que de celui de résidus sous vide désasphaltés. Selon la nature du pétrole brut d'origine et celle des opérations de raffinage, les huiles de base sont dites à tendance paraffinique, à tendance naphthénique ou à tendance aromatique.

- Les paraffines

Sont des hydrocarbures saturés linéaires (n-paraffines) ou ramifiés (iso paraffines) caractérisés par :

- bonne stabilité à l'oxydation.
- un indice de viscosité élevé (de l'ordre de 100).
- un pouvoir solvant limité.
- un point de congélation élevé.

- Les naphthènes

Sont des hydrocarbures saturés cycliques caractérisés par :

- stabilité moindre à l'oxydation par rapport aux paraffines.
- indices de viscosité faibles (60).
- un bon pouvoir solvant.
- meilleures caractéristiques d'écoulement aux basses températures.

- Les aromatiques

Sont des hydrocarbures insaturés cycliques caractérisés par :

- Denses.
- peu stables à l'oxydation.
- indice de viscosité bas.
- Un pouvoir solvant élevé.
- nécessitent un traitement poussé au niveau du raffinage.

- Additifs des huiles.

La production des huiles lubrifiantes ne peut pas donner toutes les qualités désirables assurant pleinement le fonctionnement normal des moteurs et des machines même par les moyens les plus modernes. Donc il est nécessaire d'ajouter à ces produits des produits spéciaux appelés additifs, améliorant les qualités de service et assurant leur stabilité au stockage. Il faut noter que ces produits ajoutés en petites quantités ne changent en aucune manière les exigences à la qualité des huiles finies.

L'efficacité des additifs aux huiles n'est obtenue que si les résines et les hydrocarbures aromatiques à courtes chaînes sont éliminés à un degré suffisant. Leur choix et leur action

dépendent de beaucoup de l'origine des huiles, du procédé de raffinage, de la nature des hydrocarbures aromatiques, de résines et leur concentration.

- **Le rôle des additifs :**

Les additifs permettent d'ajuster les propriétés des bases aux spécifications requises.

Les principales classes d'additifs sont :

- Les additifs améliorants de viscosité : elles permettent à l'huile d'être suffisamment fluide à froid (faciliter le démarrage en abaissant le point d'écoulement entre - 15°C et - 45°C suivant les huiles) et visqueuse à chaud (éviter le contact des pièces en mouvement).
- Les additifs détergents et dispersants : ils évitent la formation de dépôts ce qui permet au moteur de rester propre et de conserver ses performances, comme sulfonates, phénates, thiophosphanates et salicylates.
- Les additifs antioxydants et désactivateurs : ils permettent à l'huile de ne pas s'oxyder au cours du temps et, ainsi, de conserver ses propriétés, comme phénols substitués et amines aromatiques alkylées.
- Les inhibiteurs de corrosion : ils forment des films protecteurs ou passivent la surface à protéger. Exemple : Esters partiels d'acides succiniques, acides gras, sulfonates et les phénates.
- Les antimousses : évitent le moussage de l'huile pendant le fonctionnement du moteur et empêchent le désamorçage de la pompe à huile.

II.8.3- La chaîne de fabrication des huiles de base

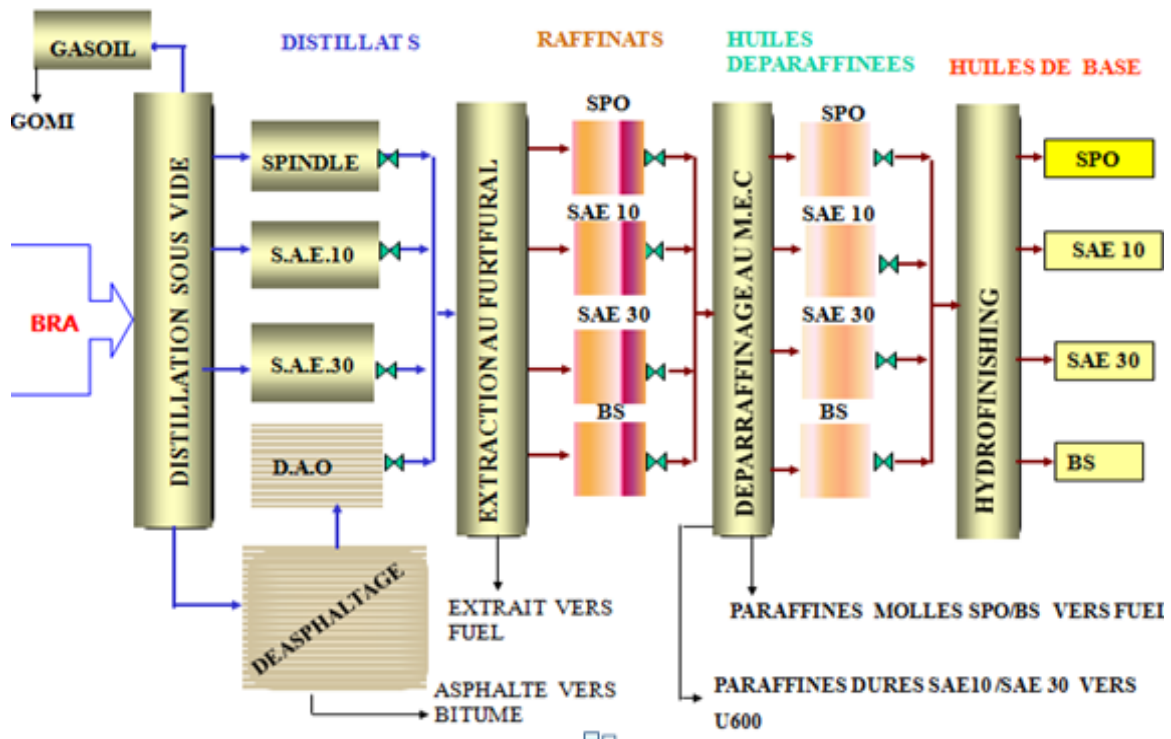


Figure II 1: Schéma de fabrication des huiles de base

- Le résidu sous vide est traité par dé asphaltage au propane pour éliminer les asphaltènes pour produire une huile lourde(DAO) et l'asphalte pour la fabrication des bitumes.
- Les quatre distillats sont traités successivement dans des unités suivantes:
- Extraction aux solvants sélectifs à fin d'extraire les aromatiques pour améliorer l'indice de viscosité.
- Déparaffinage aux solvants (MEC/Toluène), destiné à éliminer les paraffines pour obtenir une huile a un point de congélation désiré.
- Hydrofinishing pour améliorer les caractéristiques suivantes: La couleur, la stabilité à l'oxydation, la stabilité thermique.

Chapitre III :
Théorie sur la distillation

III.1- Introduction

On désigne sous le nom générique de distillation les opérations fondamentales de transferts de matière et d'énergie permettant de séparer plusieurs composés possédant une différence de volatilité suffisante.

Cette séparation se réalise par une succession de vaporisations et de condensations. Elle est basée sur le fait qu'une vapeur produite par un liquide, est en équilibre avec le liquide qui lui a donné naissance, et est généralement enrichie en constituant le plus volatil.

L'intérêt du passage par la phase vapeur est donc mis à profit, dans la distillation, pour séparer au moins deux composés en phase liquide.

La séparation est effectuée dans une colonne assurant le meilleur contact possible entre la vapeur ascendante et le liquide descendant. Ce contact est fait à l'aide de chicanes dans la colonne.

III.2- Définition

La distillation est une opération de séparation d'un mélange liquide binaire homogène en ses deux composants par vaporisation basée sur la différence entre leurs points d'ébullition (ou leurs pressions de vapeur à l'état pur)

III.3- Les types de distillation

III.3.1- Types de la distillation au laboratoire

Les distilleries de laboratoire sont les procédés les plus élémentaires après chaque découverte de gisement d'huile, avec des analyses pour évaluer sa composition en différentes parties et pour planifier le plan de traitement approprié.

III.3.1.1- La distillation (T.B.P)

C'est une distillation fractionnée qui a pour but de déterminer la teneur en essence, Kérosène, gasoil et en fractions lubrifiantes (huile, graisse) dans le pétrole brut. La courbe issue de cette distillation $T=f(\% \text{ Volume de distillat})$ est dite courbe T.B.P (true boiling point), cette courbe est utilisée dans les calculs des colonnes de traitement et de distillation et leur planification.

III.3.1.2- La distillation (A.S.T.M)

La distillation (A.S.T.M) = (American Society of Testing Materials) est utilisée pour les fractions pétrolières (Essence, Kérosène, Gasoil, Fuel).

Pour connaître le pourcentage de distillat et du résidu on déduit le pourcentage des pertes

Le bilan de matière sera :

$$\% \text{ Distillat} + \% \text{ Résidu} + \% \text{ Pertes} = 100.$$

La courbe : Température = f (%total du distillat) issue de cette distillation est dite courbe De distillation (A.S.T.M). La différence entre la température finale et initiale, permet de comparer les qualités des produits distillés

III.3.1.3- Distillation progressive simple

Dans ce type de distillation, on opère dans un ballon, placé dans un bain chauffant de telle sorte que la température soit toujours la même en phase liquide et en phase vapeur.

A chaque instant, nous avons un équilibre entre le liquide qui bout dans le ballon et la vapeur émise. On note les températures (température de vapeur, température du liquide) en fonction de la quantité recueillie dans l'éprouvette de recette.

La courbe de distillation obtenue est composée entre la température de bulle du mélange et la température d'ébullition du constituant le moins volatil.

III.3.2- Types de distillation industrielle.

La distillation permet de séparer les composants de la cargaison en fonction de leur température d'ébullition.

III.3.2.1- La distillation atmosphérique

La distillation atmosphérique ou distillation primaire constitue la première et la principale étape du raffinage, cette opération permet de fractionner le pétrole brut en différentes coupes pétrolières, traditionnellement nommées coupes *Straight Run* (SR). En tête de colonne, il est récupéré la coupe gaz puis les coupes essence, kérosène et gazole sont obtenues sur les plateaux intermédiaires de la colonne. Ces coupes seront ensuite soumises à des procédés d'amélioration de propriétés.

La fraction non distillée du brut, appelé aussi résidu atmosphérique (BRA), est soit utilisée directement comme fuel industriel, soit envoyée à la distillation sous vide.

III.3.2.2- La distillation sous vide

La distillation sous vide consiste à séparer le résidu atmosphérique sortant au fond de La colonne atmosphérique et d'extraire des coupes des distillats destinées pour la production des lubrifiants

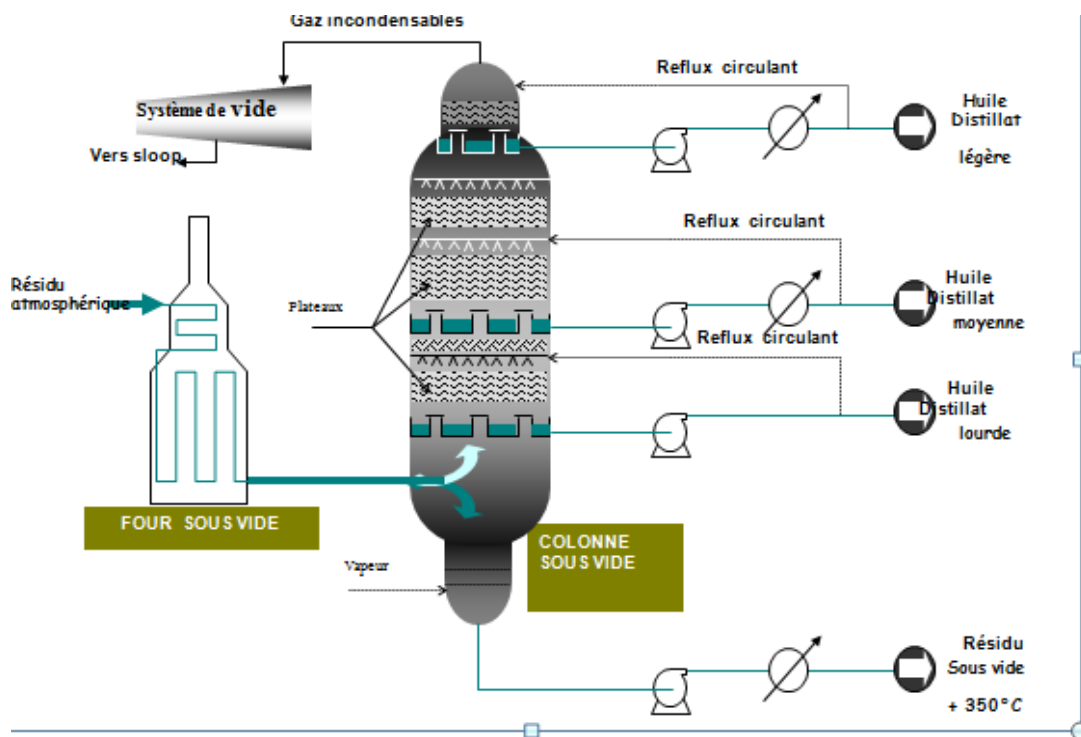


Figure III. 1: Schéma de la distillation sous vide le résidu atmosphérique

III.3.3- Le principe de la distillation sous vide

La fraction résiduelle de la colonne de distillation atmosphérique, appelée «résidu atmosphérique » contient des hydrocarbures à longues chaînes et plus les chaînes sont longues plus elles sont fragiles, dont susceptibles d'être scindées en plusieurs morceaux si le chauffage continue sous la pression atmosphérique.

Afin d'éviter ces coupures intempestives de chaînes, on fait la séparation des produits de ce résidu atmosphérique sous un vide relatif correspondant à une pression d'environ 40 à 60mm de mercure ; Ce vide relatif permet d'abaisser la température d'ébullition des composants. Cette opération permet de récupérer en tête de colonne, le distillat sous vide (DSV) qui sera ultérieurement soumis à des procédés de conversion pour obtenir des produits Valorisables. La fraction non distillée correspond à la coupe résidu sous vide (RSV) qui Contient la majeure partie des impuretés du brut, comme le soufre, l'azote, les métaux, Peut être utilisé dans la fabrication des bitumes, la production de fuels lourds.

III.3.3.1- Distillation sous vide sèche

C'est une distillation sous vide sans injection de vapeur d'eau. Elle doit donc fonctionner à une pression très basse (10 à 15 mm Hg en tête), et nécessite l'emploi d'un éjecteur booster avant le premier condenseur.

III.3.3.2- La distillation sous vide Humide

La distillation sous vide humide est une distillation avec injection de vapeur d'eau dans la charge du four et de vapeur de stripping dans le fond de tour. La pression totale est plus importante.

III.3.3.3- La distillation semi-humide

La distillation semi- humide elle se fait à une seule injection de vapeur en fond de la colonne l'utilisation d'un éjecteur en amont du premier condenseur de la tête permettre de remonter la pression à la valeur nécessaire pour la condensation.

III.4- Description de la colonne de distillation

La colonne de distillation est un appareil cylindrique vertical munie Des plateaux qui ont pour rôle d'assurer un contact intime entre le liquide et le vapeur de façon à permettre l'équilibre des Phases à la suite des transferts de chaleur et de matière, Elle se divise en trois zones :

III.4.1- Zone de flash ou d'expansion

Dans cette zone s'effectue la séparation de la charge en phase vapeur et en phase liquide. La construction de cette zone doit assurer une bonne séparation des phases et protéger les parois de la colonne contre l'érosion. Pour cela, la matière première entre par des tubulures tangentielles et se dirige vers le centre en spirale grâce à une plaque métallique placée verticalement (déversoir) .

III.4.2- Zone de rectification

Elle contient des plateaux pour permettre la rectification. Le nombre de plateaux dépend de la nature de la charge à traiter et des fractions qu'on veut obtenir.

III.4.3- Zone de d'épuisement

Dans cette zone s'accumule la partie la plus lourde du pétrole, dans lequel on injecte la vapeur d'eau pour éliminer les constituants légers volatiles.

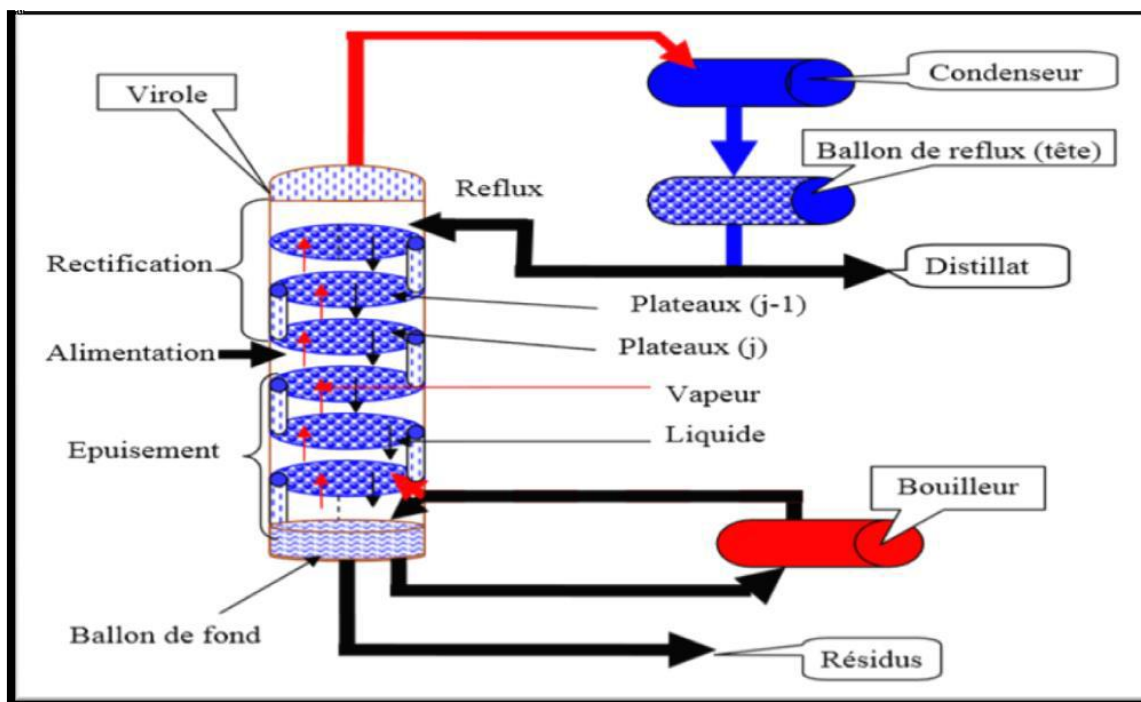


Figure III. 2: Schéma de colonne de distillation

III.5- Les type des colonnes

L'unité de distillation se compose de colonnes de fractionnement assurant un contact intime entre une phase vapeur et un reflux liquide. Ce contact peut s'effectuer par l'utilisation de colonnes à plateaux ou à garnissages

III.5.1- La colonne à plateaux

Les plateaux sont donc conçus pour assurer une dispersion de la phase vapeur au sein du liquide.

Différents types de plateaux existant dans les colonnes à plateaux sont utilisées pour 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.

Les transferts de matière et de chaleur entre les phases sont d'autant plus importants que la surface de contact et la turbulence des phases sont plus grandes.

Les colonnes à plateaux ont été mises au point pour la distillation, opération dans laquelle la résistance au transfert de matière est plus importante dans la phase vapeur que dans la phase liquide.

Chaque type de plateau est différent de l'autre de point de vue construction et efficacité. On distingue :

III.5.1.1- Les plateaux perforés

Ils étaient les premiers plateaux utilisés dans l'industrie des colonnes à rectifier. Ils sont moins chers, plus faciles à nettoyer, mais aussi ils sont moins rentables (moins efficaces), et présentent des risques d'entraînement du liquide par la vapeur ascendante, et en cas de chute de la pression, ces plateaux pleuvent du liquide.

III.5.1.2- Les plateaux à calottes

Ils créent une grande surface et un bon contact entre la phase liquide et la phase vapeur, ils ne présentent pas de problèmes de dégouttement ou d'entraînement car en cas d'une chute de pression, les calottes se referment. Ils sont donc plus rentables et plus efficaces que les plateaux perforés, par contre ils sont difficilement nettoyables et plus chers.

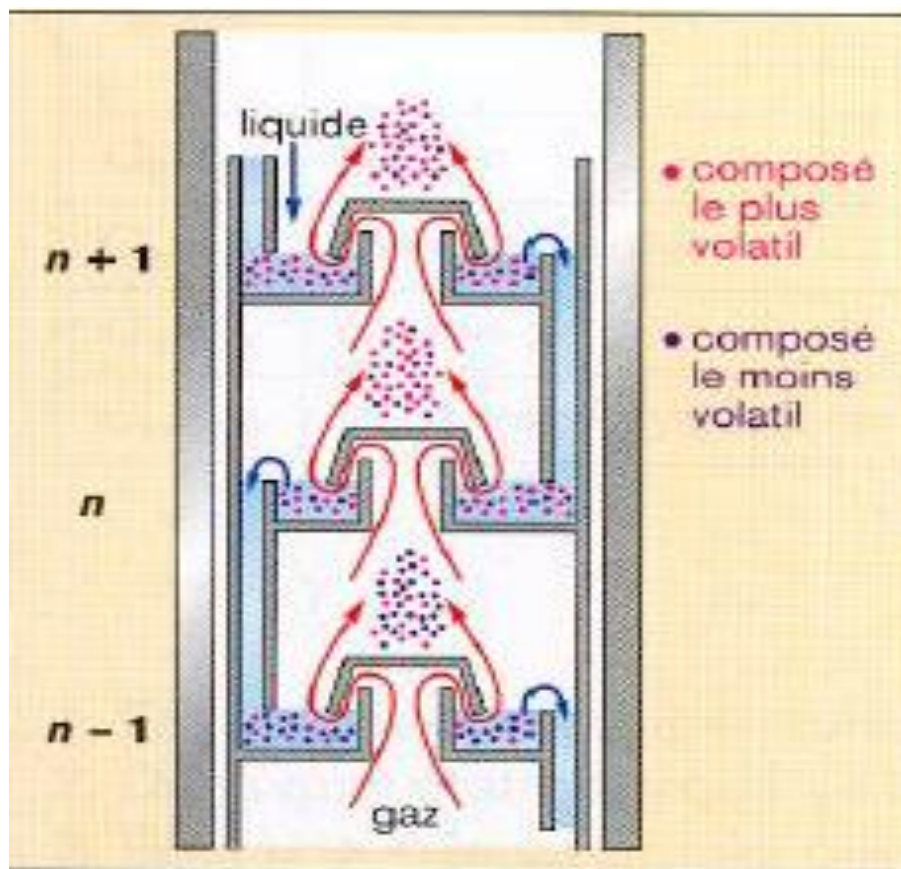


Figure III. 3: Schéma d'une colonne à plateaux

III.5.2- La colonne à garnissage

Dans une colonne garnie, les transferts de matière entre liquide et vapeur ont lieu de façon continue sur toute la hauteur de la colonne. L'échange des constituants entre les phases se fait

d'autant mieux que la surface de contact est importante. C'est la raison pour laquelle on emplit la colonne d'éléments solides (le garnissage, encore appelé remplissage ou packing).

Les colonnes à garnissage ont une faible retenue de liquide et une faible perte de charge, mais, en revanche, elles sont peu souples, c'est-à-dire qu'on ne doit pas trop s'écarter des conditions opératoires pour lesquels elles ont été choisies et dimensionnées afin de ne pas voir baisser leurs performances.

Les types de garnissage apparaissent dans l'industrie sous plusieurs formes, les plus rencontrées étant :

- **Les garnissages en vrac** : où les éléments qui les composent sont soit sous forme d'anneaux, soit sous forme de selles. Ce sont les premiers garnissages qui ont été utilisés. Il s'agit de construire un volume rempli de petits éléments adaptés aux conditions de distillation.
- **Les garnissages structurés** : Ils sont particulièrement utilisés pour les colonnes de grand diamètre ($\geq 2\text{ m}$). Ce type de garnissage est composé d'un assemblage de plaques ondulées montées verticalement dos à dos.

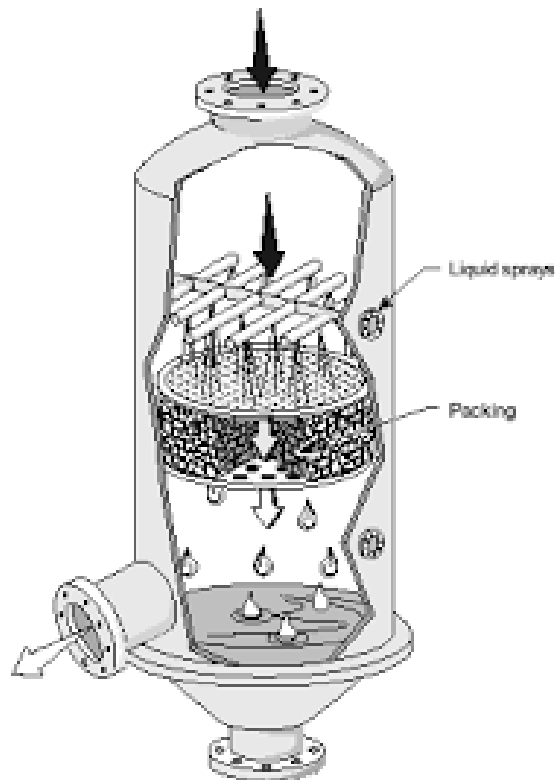


Figure III. 4: Schéma de colonne à garnissages

III.6- Variables opératoires et leur influence

La qualité de distillat et du résidu sont les paramètres les plus importants dans une colonne de distillation. Elle doit être maintenue d'une manière constante dans la mesure du possible.

III.6.1- Débits

La connaissance des débits d'alimentation et l'un des débits de soutirage permet établir le bilan massique de la colonne, mais il est préférable de les connaître tous. Les débits internes sont moins essentiels que les débits externes, mais leur connaissance permet de mieux cerner le fonctionnement de la colonne.

III.6.2- Température

Dans une colonne de distillation, la température la plus basse est celle du sommet et la plus haute est celle du fond de la colonne.

III.6.3- Pression

Les variations de pression modifient le profil de température, perturbent le trafic vapeur, et in fine la qualité de la séparation.

La pression d'une colonne de distillation comme toute capacité contenant un gaz ou des vapeurs, dépend de la quantité de gaz présente dans le volume de la capacité.

III.7- Les Problèmes rencontrés dans les colonnes de distillation

La vitesse de la phase vapeur et le débit liquide sont des paramètres essentiels pour le bon fonctionnement de la colonne.

Plusieurs problèmes sont rencontrés dans les colonnes à distiller, ils sont dus au mauvais

Dimensionnement des débits de vapeur et de liquide.

On cite les quatre problèmes suivants :

- **Assèchement** : le débit de liquide est insuffisant pour maintenir une rétention suffisante de liquide, la colonne se remplit complètement de vapeur.

- **Engorgement** : le débit vapeur est trop élevé, la colonne se remplit complètement de liquide.

Entrainement : le débit vapeur est trop important par rapport à celui de liquide. Des gouttes sont donc entraînées, ce qui crée un recyclage de produits lourds vers les zones supérieures.

- **Pleurage** : l'énergie apportée par la vapeur n'est plus suffisante pour maintenir la rétention liquide. Le liquide s'écoule très rapidement vers le bas de la colonne sans rentrer en contact avec la phase vapeur.

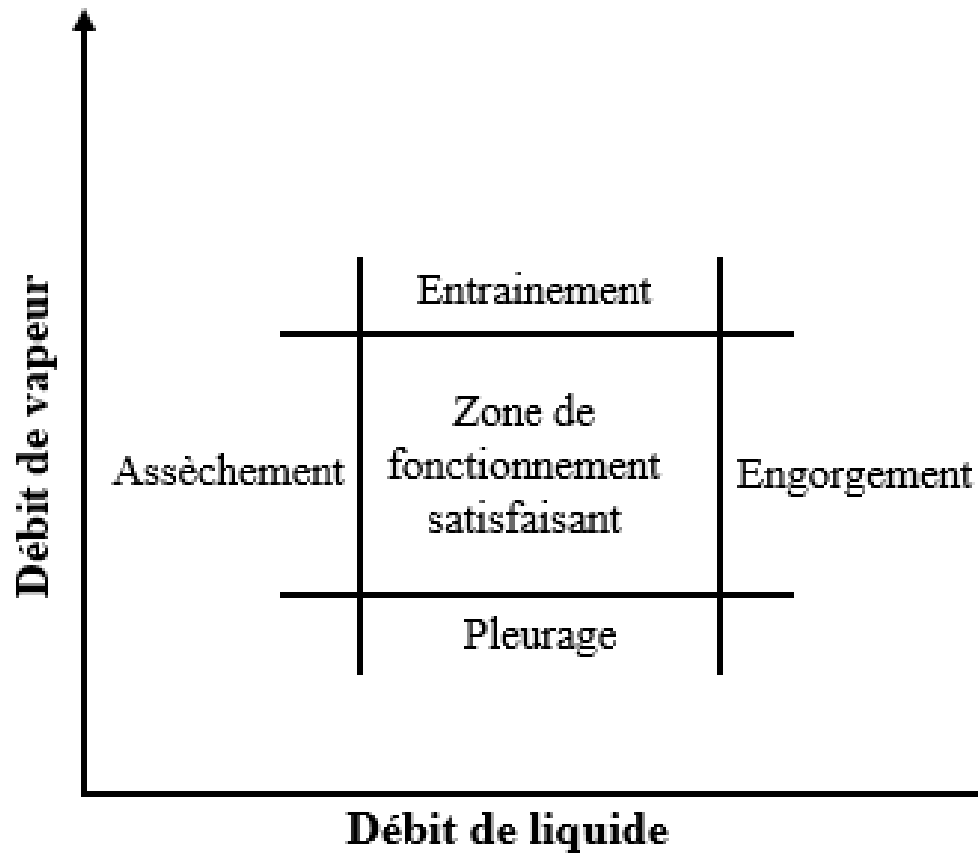


Figure III. 5: Domaine de fonctionnement d'une colonne de distillation.

Chapitre IV :
La combustion

IV.1- Introduction

La combustion est aujourd'hui un des principaux moyens de conversion de l'énergie. Elle est utilisée dans de nombreux systèmes pratiques aussi bien pour produire de l'énergie thermique (chaudières ou fours domestiques et industriels) ou de l'électricité (centrales thermiques), que pour le transport (moteurs automobiles et aéronautiques, moteurs fusée,) ou encore la destruction de déchets (incinérateurs).

La combustion peut être caractérisée comme une (ou des) réaction(s) irréversible(s) fortement exothermique(s) entre un combustible (ou réducteur) et un comburant (ou oxydant).

Les phénomènes de combustion se composent de nombreux processus physico-chimiques qui présentent un large spectre d'échelles de longueurs et de temps à déterminer, ainsi une description des installations pour réaliser cette combustion n'est toujours triviale .

IV.2- Définition

Une combustion est une réaction chimique au cours de laquelle des espèces combustibles (corps qui brûlent) se combinent à un comburant (corps qui aide à brûler), en général l'oxygène de l'air, pour former de nouvelles espèces chimiques appelées produits de combustion. En d'autres termes, la combustion est une réaction chimique au cours de laquelle il y a oxydation complète ou partielle d'un corps.

Le terme combustion s'applique aux cas où la réaction est suffisamment rapide pour qu'elle se matérialise par une augmentation de la température, une flamme ou une étincelle (émission de lumière) ou par un bruit (explosion). Une combustion nécessite une source de chaleur (flamme, étincelle) pour pouvoir démarrer.

IV.3- Les catégories des combustibles

IV.3.1- Combustibles solides et liquides

La quantité et la composition des cendres ont une influence importante sur le choix de la technologie de combustion et aussi sur la conception des surfaces. L'humidité du combustible conditionne la température requise de l'air de combustion et elle augmente considérablement la quantité et le volume des fumées.

La quantité et la qualité des matières volatiles influent sur le temps d'inflammation, la réactivité du carbone fixe et l'excès d'air nécessaire.

IV.3.2- Combustibles gazeux

Les caractéristiques clés dépendent de la composition chimique. Une variation de la teneur en CO₂ et N₂ conditionne les vitesses du gaz dans les différentes sections du brûleur, dans les buses et dans la flamme, ainsi que les températures. Les températures d'inflammation des différentes substances gazeuses varient entre 300 et 650 °C et les vitesses de combustion entre 0,1 et 2,8 m/s. Il est donc évident que le dimensionnement d'un brûleur à gaz dépend fortement de la composition du gaz à brûler.

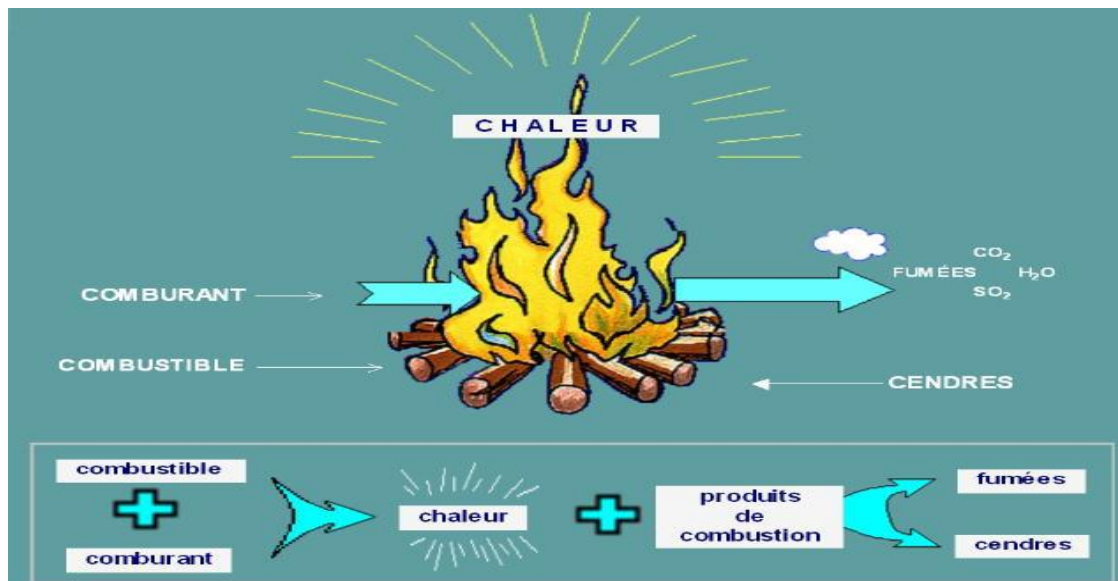
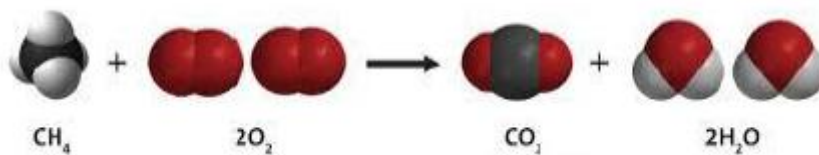


Figure IV. 1: Représentation générale de la combustion

Une combustion est donc une réaction chimique exothermique entre un comburant et un combustible qui produit de l'énergie (chaleur et lumière)

-exemple de Combustion de méthane :



Les équipements de combustion ;

- Chaudières
- Brûleurs
- Fours
- Échangeurs et récupérateurs de chaleur

Les éléments nécessaires à la combustion

Pour qu'une combustion se produise, il faut qu'il y ait les trois éléments indispensables suivants, qui forment le triangle du feu :

Combustible : ou agent réducteur, c'est la substance qui peut brûler en présence d'un comburant. Il peut être solide, liquide ou gazeux, composé en général de carbone et d'hydrogène.

Comburant : ou corps contenant l'agent oxydant, c'est la substance qui permet la combustion d'un combustible (dans l'air, c'est le dioxygène, le diazote est considéré comme inerte)

Energie d'activation (chaleur). Généralement la chaleur ou une flamme, par exemple celle produite par une étincelle.



Figure IV. 2: Schéma du triangle du feu.

IV.4- Produits de combustion

Certains sont neutres vis-à-vis de l'environnement ou de la santé. D'autres sont considérés comme polluants.

Principalement :

- dioxyde de carbone (CO₂).
- vapeur d'eau (H₂O).
- azote (N₂).
- anhydride sulfureux (SO₂).

Eventuellement :

- dioxygène (O₂).
- monoxyde de carbone (CO).
- NO_x (NO et NO₂).
- dihydrogène (H₂).
- imbrûlés solides (suies,...) ou gazeux (hydrocarbures).

IV.5- Les différents types de combustion

Le comburant utilisé lors d'une combustion est généralement de l'air plutôt que l'oxygène pur. La composition de l'air est approximativement, en fractions molaires, **21%** de dioxygène et **79%** d'azote. Ce dernier est considéré comme un élément inerte dans la combustion.

Si l'on considère un hydrocarbure, sa réaction de combustion avec l'air s'écrit comme suit :



- **Air théorique**

La quantité minimale d'air nécessaire à la **combustion complète** d'un combustible est appelée **air strictement nécessaire** ou **air théorique**.

Pour réaliser la combustion complète avec l'air théorique, il faudrait un mélange parfait. En pratique, pour assurer la combustion complète, il faut un certain excès d'air. Celui-ci est caractérisé par le coefficient d'air théorique λ ou bien par le coefficient d'excès d'air E , donnés par les expressions respectives suivantes :

$$\lambda = \frac{\text{air utilisé}}{\text{air théorique}} \qquad E = \lambda - 1$$

IV.5.1- Combustion stœchiométrique

La combustion est stœchiométrique (neutre) lorsqu'il y a exactement assez de comburant pour oxyder totalement le combustible ; les fumées ne contiennent ni oxygène, ni combustible.

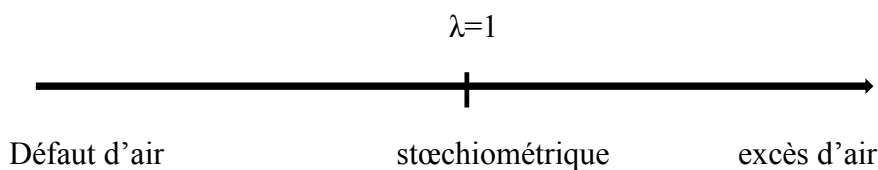
La combustion stœchiométrique conduit à la température de combustion la plus élevée.

Par conséquent, elle est considérée comme combustion idéale.

IV.5.2- Combustion non-stœchiométrique

Dans la pratique, les combustions sont non-stœchiométriques.

On veut éliminer les imbrûlés il faut qu'en tout point, suffisamment d'oxygène soit disponible pour la combustion_ on opère avec un grand excès d'air ($\lambda > 1$) même s'il dilue les fumées et fait chuter la température Les réactions sont caractérisées par le facteur d'air



L'analyse des fumées sur site permet de définir la qualité de la combustion. Notamment, la présence d'oxygène caractérise une combustion en excès d'air.

IV.5.3- Combustion non complète

Combustion non complète s'il reste des espèces non oxydées (les imbrûlés).

Causes principales de la présence d'**imbrûlés** dans les fumées :

- 1) mélange carburant-comburant non homogène : manque local d'oxygène.
- 2) température trop basse : combustion peu réactive (cinétique lente)

IV.6- La chaleur de combustion

On appelle « chaleur de combustion » à pression constante d'un corps simple ou d'un composé chimique définie le nombre de calorie dégagé par la combustion avec l'oxygène d'une partie de ce combustible égale à une unité de masse. La combustion a lieu à la pression normale de 760 mmHg avec le combustible, l'oxygène, les fumées pris à la température initiale de 0°C, et l'eau produite par la combustion totalement condensée.

IV.7- Pouvoir calorifique

Quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible (kg ou mol), les éléments nécessaires à la combustion et les produits de la réaction étant pris dans les mêmes conditions de pression et de température (souvent p atm et 25°C).

Le pouvoir calorifique est égal à l'opposé de l'enthalpie (standard) de réaction donc l'enthalpie de réaction dépend de la (non-)stœchiométrie de la réaction. D'une manière générale, maîtriser la stœchiométrie de la combustion permet de maximiser la chaleur libérée par unité de matière de combustible et ainsi de maximiser le rendement de la machine thermique

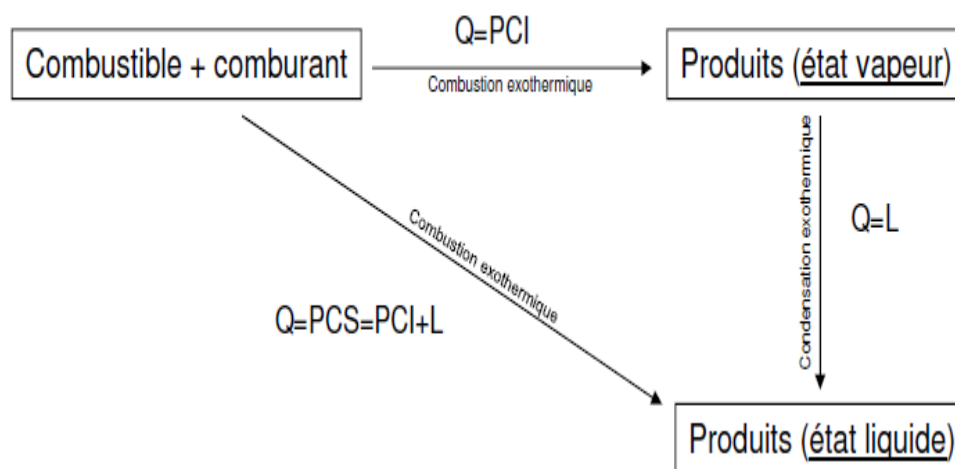


Figure IV. 3: PCI et PCS d'un combustible

IV.7.1- Pouvoir calorifique supérieur et inférieur

On appelle pouvoir calorifique supérieur (PCS) la quantité de chaleur, exprimée en Kilocalories, dégagée par la combustion à pression constante de 760 mmHg de 1 kilogramme ou de 1 normal mètre cube d'un combustible étant ramenés à la température de référence (0°C).

On appelle pouvoir calorifique inférieur (PCI) la quantité de chaleur dégagée dans les mêmes conditions que le PCS, mais en admettant que la vapeur provenant de la réaction de combustion n'est pas condensé.

Les deux valeurs sont liées pour les gaz et les liquides par des relations respectives suivantes en négligeant la contraction du mélange combustible et comburant :

PCI = PCS – 10,9 n pour les gaz n = nombre de moles H₂O

PCI = PCS – 53 H pour les liquides H = % poids de l'hydrogène du Combustible

H₂ + 2/1 O₂ → H₂O + 240 kJ/mol (eau sous forme vapeur).

H₂ + 2/1 O₂ → H₂O + 280 kJ/mol (eau sous forme liquide).

IV.8- Les Flammes

IV.8.1- Définition

Une flamme est un milieu réactionnel dans lequel se déroule une réaction de combustion. Elle est généralement associée à une zone réactive, lumineuse appelée front de flamme, onde de combustion ou encore zone de combustion. Les propriétés de propagation spatiale de la flamme résultent de l'action conjuguée de processus chimiques (production rapide de chaleur et d'espèces chimiques réactives), physiques (transport, diffusion), ainsi que de déplacement de matière (diffusion Moléculaire) et de chaleur (convection). Donc, la flamme (zone de réaction) est le résultat du transport des espèces, du transport de la chaleur et de la réaction chimique.

IV.8.2- Les Types des flammes des combustibles gazeux

Selon le type d'introduction des réactifs

Deux situations génériques idéales ont été identifiées, selon la procédure utilisée pour introduire les réactifs dans la zone de flamme :

- Les flammes de pré - mélange.
- Les flammes de diffusion.

IV.8.2.1- Flamme de pré-mélange

D'un mélange homogène de combustible gazeux et de comburant, s'effectue en grande partie sur une surface appelée front de flamme, d'épaisseur très faible au-delà de cette surface, sur laquelle 95% de la combustion, on a un mélange résultant de la combustion du combustible restant, par l'oxygène de l'espace ambiant, qui diffuse en sens inverse de l'écoulement du gaz.

IV.8.2.2- Flamme de diffusion

Le combustible gazeux et le comburant sont introduits séparément. Par diffusion les deux gaz vont se mélanger progressivement. Le mélange sera d'autant plus accentué que la turbulence sera forte. La longueur de la flamme est grande par rapport à celle obtenue avec une flamme de pré- mélange.

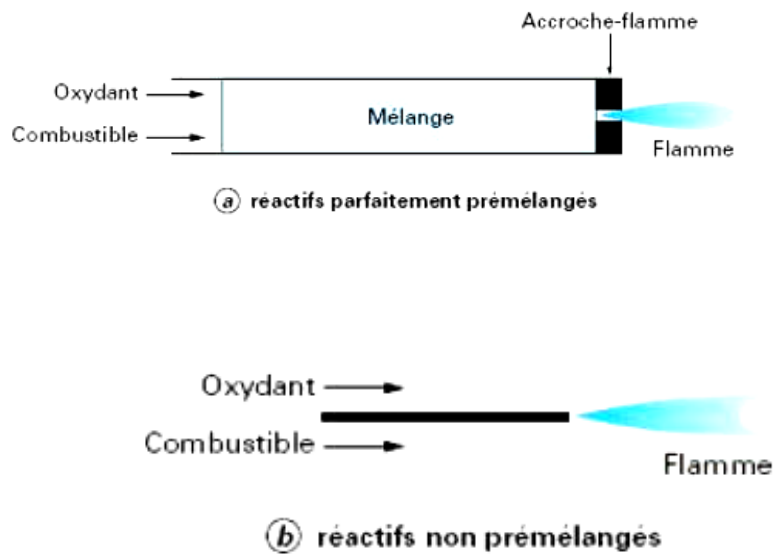


Figure IV. 4: Types de flamme (a) pré-mélangée, (b) non pré-mélangée

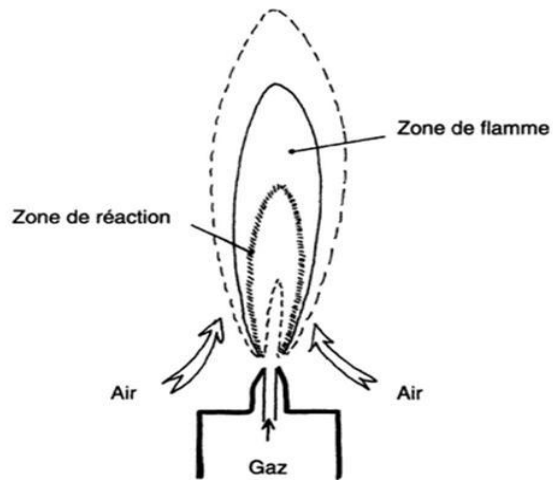


Figure IV. 5: Flamme jet d'un briquet à gaz

IV.9- Le Diagramme d'OSTWALD

Pour caractériser facilement la qualité de la combustion d'une installation, on mesure les taux γCO_2 et γO_2 dans les fumées, à l'aide d'un analyseur de fumées.

Ensuite, le diagramme permet d'obtenir en fonction du γCO_2 mesuré et du γO_2 mesuré :

1. Le type de combustion réelle.
2. Le % d'excès d'air ou de défaut d'air.
3. Le γCO (s'il y a lieu).

Il est défini pour un combustible donné, l'axe des abscisses représente le γO_2 et celui des ordonnées représente le γCO_2 . Il comporte en général :

- La droite des combustions oxydantes ($\gamma \text{CO} = 0\%$) graduée en excès d'air,
- Une graduation en défaut d'air sur l'axe vertical ($\gamma \text{O}_2 0\%$),
- Le point représentatif de la combustion neutre ($\gamma \text{O}_2 = 0\%$ et $\gamma \text{CO} = 0\%$) pour $\gamma \text{CO}_{2\text{max}}$,
- Les droites d'égale teneur en CO ($\gamma \text{CO} = \text{cte}$) parallèle à la droite des combustions oxydantes,
- Les droites d'égal excès ou défaut d'air
- Les diagrammes d'OSTWALD sont applicables à tous les combustibles, ils sont insensibles aux teneurs en eau et en cendres des combustibles solides, mais ne sont plus utilisables si la teneur en imbrûlés solides dépasse 3%. Les diagrammes pratiques sont limités à leur partie utile ($\gamma \text{O}_2 < 21\%$).

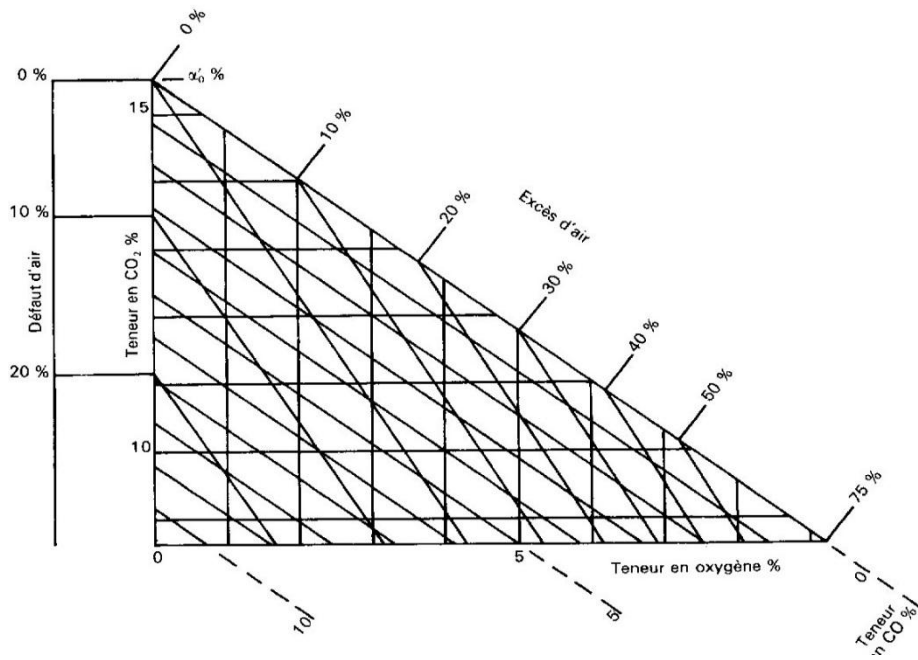


Figure IV. 6: Diagramme d'OSTWALD du FOD

Chapitre V

Les fours industrielle

V.1- Introduction

Dans la plupart des installations de raffinerie ou de pétrochimie, l'apport des calories nécessaires au procédé mis en œuvre se fait par l'intermédiaire d'un four pour réchauffer un fluide ou produire une réaction de dissociation des molécules d'une charge en le portant à des niveaux de température élevés dans les meilleures conditions de rendement et de sécurité. Ils doivent également absorber les variations résiduelles des transferts de chaleur dans l'unité.

Dans lequel les calories produites par la combustion sont transmises par les mécanismes de la radiation, de la conduction et de la convection au fluide à chauffer L'objet de ce chapitre est l'étude théorique du four, de son fonctionnement et l'identification de ses caractéristiques les plus importantes. Nous aborderons également le paramètre la plus importante dans notre mémoire c'est le rendement de four.

V.2- Définition

Un four est un outil utilisé pour élever la température à une limite déterminée, afin de transformer un produit. Il peut être : Un équipement destiné uniquement au chauffage ou Un véritable réacteur.

V.3- Classification et description des fours industriels

Toute classification est arbitraire, elle est toutefois utile dans la mesure où elle permet de retrouver des caractéristiques communes à des équipements, à la première vue, très différents. Nous proposons ici quatre classifications, en fonction:

V.3.1- Fours continus et fours discontinus

C'est la manutention et la circulation du produit qui est ici le critère.

a. Four continu

Le produit à chauffer entre à une des extrémités et en ressort à l'autre.

b. Four discontinu

Le produit à chauffer est immobile dans le four ; il est chargé et déchargé (enfourné et défourné) au même endroit.

La différence entre le four continue et discontinue

Cette différence dans la manutention entraîne des différences notables du point de vue thermique.

Dans un four continu, un point du four sera toujours (ou à peu près) à la même température ; dans un four discontinu la température en un point donné du four évoluera en fonction du cycle de chauffage que l'on veut faire subir au produit.

V.3.2- Chauffage direct et chauffage indirect

Le critère est ici le contact entre le produit et les gaz issus de la combustion.

V.3.2.1- Fours à chauffage direct

Il y a contact entre les gaz issus de la combustion et les produits à chauffer. Du point de vue thermique, cela entraîne qu'une partie du transfert de chaleur s'effectue par convection.

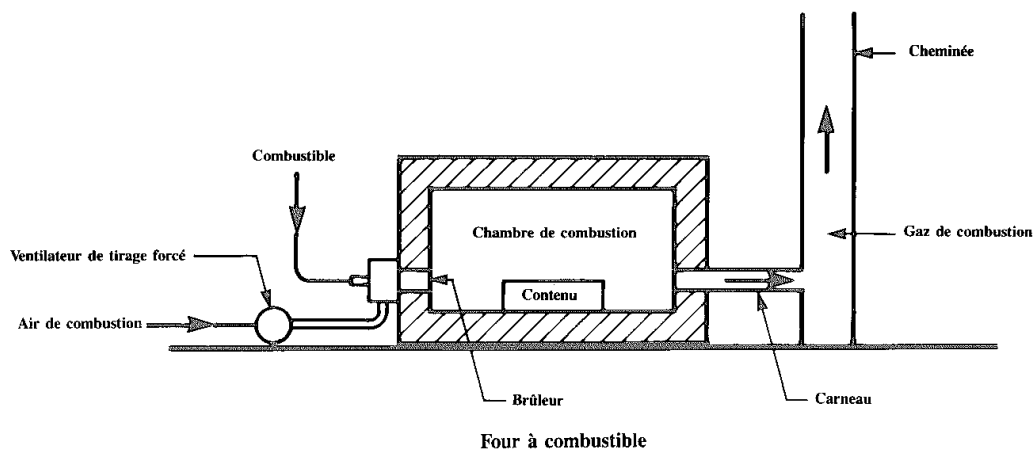


Figure V. 1: Schéma d'un four continu à chauffage direct

V.3.2.2- Fours à chauffage indirect

L'interaction entre les gaz de combustion et les produits n'existe plus. Par contre, il s'introduit une résistance supplémentaire au transfert de chaleur qui doit se faire par conduction au travers de la paroi protectrice, puis par rayonnement et éventuellement convection vers la charge.

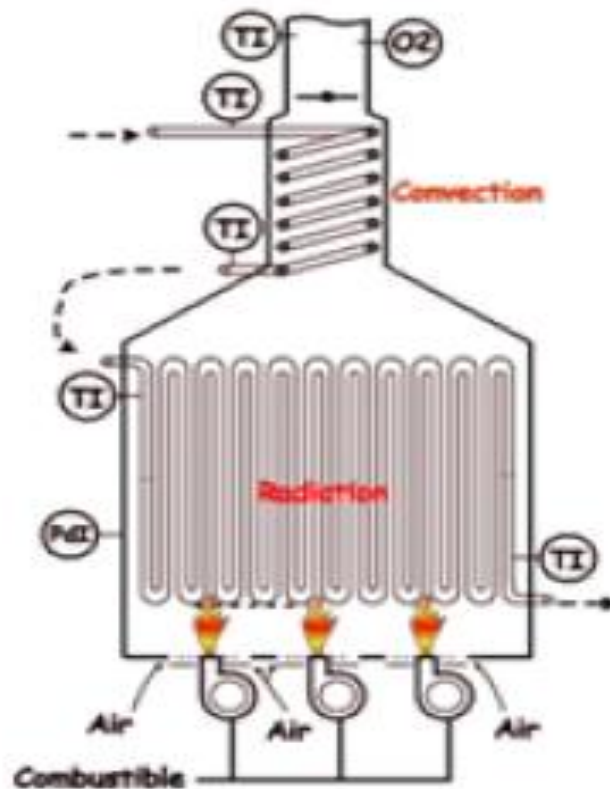


Figure V. 2: Schéma d'un four continu à chauffage indirecte.

V.3.3- Fours à haute température

Ce sont les fours de sidérurgie, de verrerie, de cimenterie. La température que l'on veut obtenir sur le produit dépasse, et parfois nettement, 1 200 °C. C'est également le cas d'un certain nombre de fours de l'industrie du pétrole et de la chimie dans lesquels, bien que la température du produit soit inférieure à 500 °C, une partie importante de la chaleur est fournie directement par le rayonnement de la flamme dans une zone de radiation. Le transfert de chaleur s'y fait essentiellement par rayonnement de la flamme et des gaz issus de la combustion. L'expression générale :

$$Q = a \sigma S (T_f^4 - T_c^4)$$

V.3.4- Fours à basse température

La température que l'on veut obtenir sur le produit dépasse rarement 700 °C, et est parfois sensiblement inférieure. C'est également le cas des zones de convection des fours de l'industrie du pétrole et de la chimie. Le transfert de chaleur s'y fait essentiellement par convection de gaz transparents, La loi fondamentale du transfert de chaleur est la loi de Newton.

$$Q = k S (T_f - T_c)$$

V.3.5- Classification selon la Forme d'énergie

On peut également classer les fours en fonction de l'énergie utilisée. Le type d'énergie disponible est utilisé en effet, un impact important sur la conception, l'utilisation et l'exploitation des fours.

On trouve dans le domaine des fours industriels, avec plus ou moins d'importance selon les activités, toutes les formes d'énergie :

- **Des fours électriques** : Il s'agit des fours à résistances (effet joule, à arcs, à induction, à électrodes submergées et etc.)
- **Des fours à gaz** : Ils utilisent le gaz naturel, mais aussi le gaz de cokerie, le gaz de raffinerie, le gaz de haute-fourneau, etc.
- **Des fours à combustibles liquides** : Ils utilisent le fuel lourd, mais aussi le gazole, le naphta.
- **Des fours à combustible solides** : Ils utilisent les charbons ou le coke de pétrole (généralement sous forme pulvérisée), mais aussi les déchets divers

V.4- Les fours tubulaires

Dans la plupart des unités de raffinage ou de pétrochimie l'apport de l'énergie thermique requise par le procédé se fait par l'intermédiaire de fours à chauffage direct dans lesquels l'énergie produite par la combustion est transmise directement au fluide à réchauffer qui circule dans un serpentin tubulaire ou un faisceau de tube. C'est la raison pour laquelle est appelé four tubulaire.

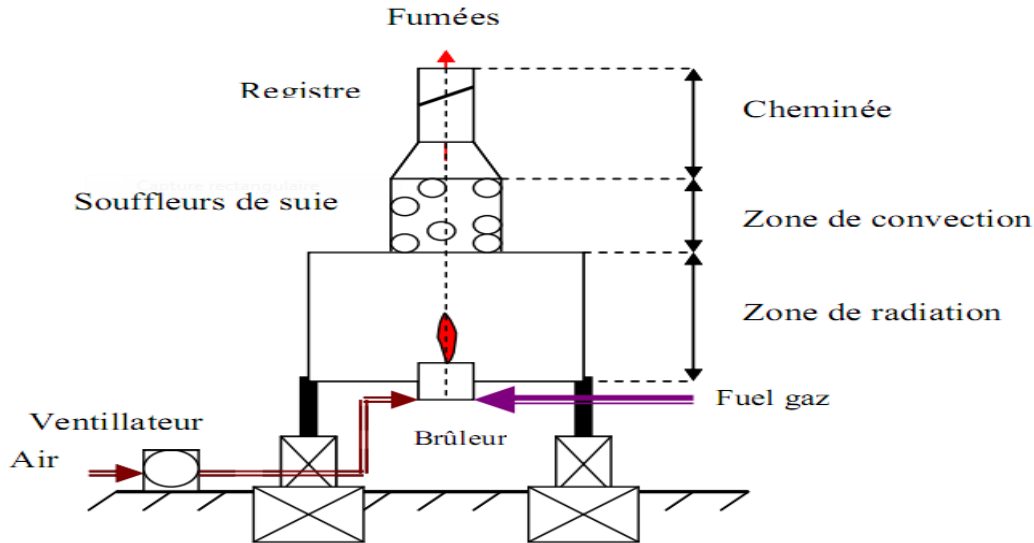


Figure V. 3: Schéma simplifié d'un four tubulaire

V.4.1- Les Utilisation des fours tubulaires

Les usages des fours tubulaires sont multiples mais chaque cas nécessite une étude particulière dans le but de concevoir le four le plus économique et le mieux adapté aux conditions imposées ; On peut citer les exemples suivants :

Les fours de réchauffage de fluide sans changement d'état physique dans lesquels la charge liquide ou vapeur ne reçoit que de la chaleur sensible.

C'est le cas par exemple des fours des unités de reformage catalytique ou d'hydrotraitement de coupe de tête de distillation du pétrole brut.

Les fours de réchauffage de liquide avec vaporisation partielle que l'on rencontre en particulier dans les unités de distillation : four de distillation atmosphérique ou sous- vide de pétrole brut, four de remouillage. Dans ces fours, la charge reçoit de la chaleur latente pour atteindre le degré de vaporisation requis.

Les fours de réchauffage de fluide avec réaction chimique. Le faisceau tubulaire du four peut alors être assimilé à un véritable réacteur chimique. On rencontre ce type de four dans les unités de craquage thermique.

V.4.2- Caractéristiques générales des fours tubulaires

Un four tubulaire est conçu et calculé pour permettre de transférer au fluide une quantité de chaleur donnée par heure; le débit et les températures d'entrée et de sortie étant fixes à l'avance .Il faut donc faire apparaître dans le four une quantité de chaleur suffisante, à la température voulue, pour réchauffer le fluide et compenser les pertes, et transférer la chaleur disponible au fluide dans des conditions telles que celui-ci ne soit pas détérioré.

Le four doit donc être avant tout agencé en vue de la combustion d'une quantité suffisante de combustible. Il devra comporter les brûleurs nécessaires ; ceux-ci devront pouvoir être alimentés en combustible et en air. Dans la plus part des fours de raffinerie, l'admission de l'air de combustion dans le four est obtenue par la dépression qui règne à l'intérieur du four. Cette dépression est-elle même du la eau tirage de la cheminée.

V.4.3- Constitution des fours tubulaires

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

- Une zone de radiation constituée d'une chambre de combustion garnie intérieurement de matériau réfractaire.
- Une zone de convection éventuellement garnie également.
- Un faisceau tubulaire en zone de radiation et éventuellement en zone de convection.
- Un équipement de chauffe comprenant des brûleurs et des pilotes situés à la base de la chambre de combustion.
- Une cheminée garnie avec registre, son but est l'évacuation des fumées dans l'atmosphère.
- Une charpente métallique : ou l'enveloppe qui support les charges et assure l'étanchéité.

V.4.4-Description des différents types des four tubulaires

Il existe de nombreuses dispositions des tubes, dans les zones 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 :

V.4.4.1- Fours cabines

- **Les fours cabines à tubes horizontaux** : dans ces fours la forme Générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède, dont la plus grande Longueur est horizontale. Les tubes sont placés horizontalement le long des parois latérales les plus longues 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.

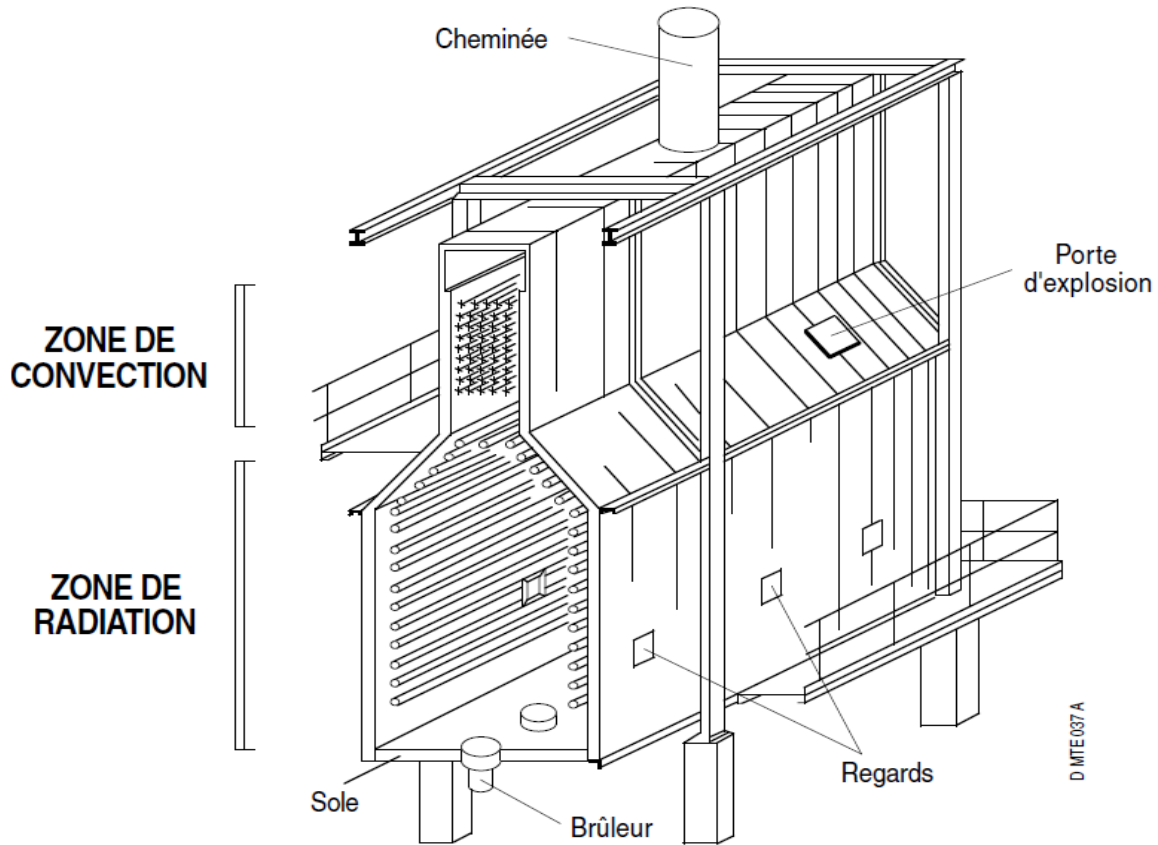


Figure V. 4: Four cabine à tube horizontal

- **Fours boîtes à tubes verticaux**

Les dans ces fours la forme générale de la zone de radiation est celle d'un parallélogramme. Les tubes sont placés dans la plus grande partie des cas circulairement le long de la paroi intérieure. Les brûleurs verticaux sont disposés dans le sole du four. La zone de convection placée au-dessus de la chambre est constituée de tubes verticaux.

Placés directement dans la cheminée ou de tubes horizontaux en général très courts situés dans une chambre spéciale entre la chambre de combustion et la cheminée. Celle-ci est montée directement sur le four.

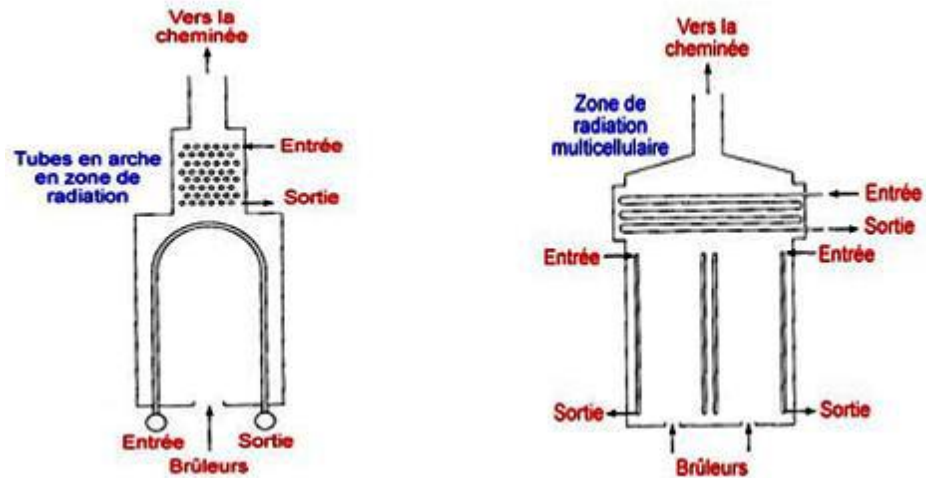


Figure V. 5: Les fours dits boîte à tubes verticaux

V.4.4.2- Les fours cylindriques

- Les fours 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 La surface d'échange couvre les parois verticales et présente donc une symétrie circulaire Par rapport au groupe de chauffage.

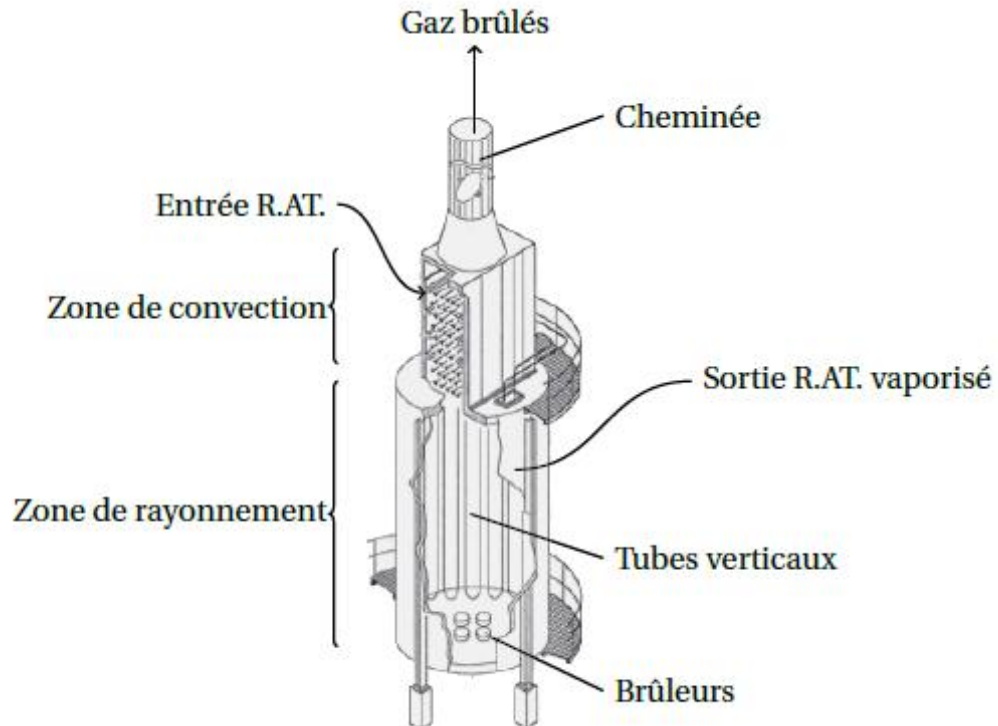


Figure V. 6: Schéma du four cylindrique à tubes verticaux

Selon, l'emplacement de la zone de convection, de radiation et la position des tubes on distingue plusieurs types des fours cylindriques verticaux suivants.

- A tubes verticaux en zone de radiation, horizontaux en zone de convection.
 - A zone de convection intégrée à la zone de radiation.
 - A tubes verticaux en zones de radiation et de convection.
 - A serpentín hélicoïdal en zone de radiation.
- **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.
 - **Les fours dits à double chauffe** : Dans ces derniers, le plan des tubes constituant la surface d'échange, et dans le plan médian des rangs de brûleurs. Les fours dits à double chauffe.

V.5- Le Choix d'un four.

Le choix entre le four du type vertical et du type horizontal est principalement dicté par :

- **La construction** Au-delà d'une capacité de 60*106 Kcal /h, les fours cylindriques posent des difficultés de construction (diamètre de 10 à 11 m maximum).
- **L'encombrement** : L'encombrement du four cabine à tube horizontaux est beaucoup plus important que le four cylindrique. En effet la longueur d'un four cabine peut atteindre 27 mètres et nécessite de plus, une zone de dégagement des faisceaux du même ordre.
- **L'investissement** : Le four cabine est général d'un prix de revient supérieur au four vertical pour une même capacité située entre 2 106 Kcal/h à 30 10 6 Kcal/h. Au-delà de cette limite, cette notion est plus discutable.
- **La conduite** : Le four cabine est général d'une exploitation facile, principalement du fait que l'échange de chaleur à travers la radiation est plus homogène. La hauteur de la zone de radiation d'un four cabine est de l'ordre de 15 m maximum alors qu'elle peut atteindre près de 25 m dans le four cylindrique.
- **Le raccordement** : Les problèmes d'installation de raccordement avec les lignes de transfert du four cabine à tube horizontaux sont complexes.
- **L'imposition** : Le choix entre le four cabine et le four cylindrique est dicté également par la convection propre du client ou du donneur de procédés.
- **Prix d'un four** : Le coût d'un four n'est pas négligeable dans le coût de l'unité. Il est difficile de donner une décomposition précise du coût des principaux sous-ensemble car leur part relative varie en fonction de la nature des matériaux constituant les serpentins ou le degré de désolation demandé.

V.6- Le rendement d'un four

On définit le rendement d'un four comme le rapport entre la quantité de chaleur absorbée par le 1 réchauffé et celle dégagée par la combustion.

Une partie, en général très faible, de la chaleur non absorbée est perdue par conduction à travers les du four. Les pertes les plus importantes sont les pertes à la cheminée, dissipées dans l'atmosphère p fumées qui sortent du four à température encore assez élevée.

Ces pertes à la cheminée dépendent de deux facteurs principaux :

L'excès d'air de combustion et la température des fumées; On peut jouer sur le premier facteur par un réglage correct de la combustion, en corime avec des brûleurs bien conçus, on ne puisse descendre en dessous d'une certaine limite car on J'avoir une combustion incomplète dont les inconvénients sont d'abord la réduction du dégagement de chaleur par unité de poids de combustible brûlé, donc une réduction du rendement ensuite la formation de CO susceptible de se combiner à l'oxygène encore présent dans les fumées en chambre de combustion (phénomène de postcombustion qui peut endommager le four).

Effet des pertes thermiques qui ont essentiellement deux origines :

Les pertes par parois du four sont dues aux imperfections de l'isolation thermique par les matériaux réfractaires. Dans le cas des fours récents de grande puissance thermique elles représentent 1 à 2% de chaleur libérée aux brûleurs. Elles peuvent être beaucoup plus importantes dans le cas de fours anciens dont le réfractaire est défectueux.

Les pertes par les fumées qui évacuent à l'atmosphère un débit de chaleur relativement important représentant en général entre 5 et 20% de celui qui est libérée aux brûleurs.

Le rendement d'un four est défini comme le rapport du débit de chaleur absorbé par le fluide procédé au débit de chaleur fourni au four par la combustion (Q entrée).

V.6.1- Paramètres dont dépend le rendement d'un four

Le pourcentage de pertes par les fumées dépend de deux paramètres :

- L'excès d'air de combustion.
- La température de rejet des fumées.

Le pourcentage des pertes par fumées dépend de:

- Le combustible utilisé.
- Le volume de fumée selon le combustible.
- Le volume de fumée réellement produit.

V.7- Phénomènes d'encrassement

L'encrassement est un phénomène qui se produit avec ou sans gradient de température dans un grand nombre de processus naturels, domestiques et industriels.

Dépôt de coke dans un tube de four de raffinerie Une accumulation de solide indésirable l'encrassement se définit comme l'accumulation de solide indésirable sur une surface. Divers encrassements existent. Ils peuvent être cristallins, à base de matière biologique,

La conséquence de réactions chimiques, des produits de corrosion, ou des particules de matières.

Le caractère du dépôt dépend de la composition du fluide, de son état (liquide ou gazeux) et du type de surface de transfert (métallique, plastique...).

V.7.1- Formation de dépôt dans les fours de raffinerie

Origines du phénomène de dépôt Le terme d'encrassement se réfère en général à tout type de dépôt de matières à la surface d'échange de chaleur. La nature du dépôt dépend fortement de la composition du fluide traité par l'échangeur.

Le fluide peut être lui-même à l'origine du dépôt, par décomposition organique sous des conditions de température et de pression favorables. Mais l'encrassement peut aussi provenir de matériaux solides ou sem. i-solides en suspension dans le fluide.

V.7.2- Les Types d'encrassement dans les fours

Les différents types d'encrassement ont été classés par Epstein en fonction des mécanismes suivants :

V.7.2.1- Encrassement particulaire

Ce type d'encrassement implique le dépôt de particules en suspension dans l'écoulement sur les surfaces de transfert. Si cet encrassement se produit par gravité, il est appelé encrassement par sédimentation.

Une combustion incomplète peut produire des particules de suie qui se déposent sur les parois extérieures des tubes des fours de raffineries.

L'encrassement particulaire est influencé par les facteurs suivants :

- la concentration de particules en suspension,
- la vitesse de l'écoulement fluide,
- les conditions de température sur la surface encrassée,
- le flux de chaleur à la surface d'échange

V.7.2.2- Cristallisation ou précipitation

La cristallisation est un processus de formation de cristaux solides obtenus par précipitation de sels dissous dans une solution.

La solution salée peut, en raison des changements de solubilité avec la température, devenir saturée en sels et conduire à une cristallisation. Cet encrassement se produit généralement avec des solutions aqueuses et d'autres liquides contenant des sels. Les huiles brutes traitées dans les raffineries nécessitent donc d'être purifiées. Ce dessalement est nécessaire pour l'obtention des produits raffinés et évite l'encrassement sévère par précipitation.

V.7.2.3- Encrassement par réactions chimiques

Ce type d'encrassement est important pour les fluides organiques tels que les huiles brutes.

Un encrassement d'origine chimique implique que la formation de dépôts sur la surface se fait par réactions chimiques

V.7.2.4- Mécanisme biologique

L'encrassement biologique résulte de la fixation et de la croissance de macroorganismes et de microorganismes sur la surface d'échange thermique formant un biofilm souvent inégal, filamenteux, et déformable, mais difficile à enlever ; Ce type d'encrassement est plus répandu dans les écoulements d'eau, mais les nouvelles techniques de production de pétrole à partir d'algues sont également concernées.

V.7.2.5- Solidification ou congélation

Certains fluides composés essentiellement de paraffines peuvent par contact avec des surfaces froides former une épaisse couche de cire. Les principaux facteurs d'encrassement par solidification sont le débit du fluide à des conditions de température et de pression permettant la solidification du mélange

V.7.3- Les Conséquences thermique du d'édépôt

- **Réduction de l'efficacité de transfert de chaleur** : Le coke se forme lorsque les hydrocarbures se décomposent et se déposent sur les parois du four. Cela crée une isolation thermique qui réduit l'efficacité du transfert de chaleur entre les gaz chauds et les tubes du four. En conséquence, il faut augmenter la température des gaz d'alimentation pour maintenir les températures requises dans le four, ce qui peut entraîner une consommation accrue d'énergie.
- **Diminution de la capacité de traitement** : L'accumulation de coke réduit l'espace disponible dans le four, ce qui limite la capacité de traitement des hydrocarbures. Les canaux obstrués ou rétrécis réduisent le débit des produits pétroliers, ce qui peut entraîner des goulots d'étranglement dans le processus de raffinage et une diminution de la production.
- **Augmentation de la pression et du risque de dommages mécaniques** : L'accumulation de coke peut entraîner une augmentation de la pression à l'intérieur du four, ce qui peut provoquer des contraintes mécaniques excessives sur les parois du four. Cela peut entraîner des dommages structurels, tels que des fissures ou des fuites, qui nécessitent des réparations coûteuses et des arrêts de production.
- **Augmentation de la consommation de combustible** : La présence de coke peut entraîner une augmentation de la consommation de combustible nécessaire pour maintenir les températures de fonctionnement requises. Une augmentation de la consommation de combustible se traduit par des coûts plus élevés et une diminution de l'efficacité énergétique globale de la raffinerie.

V.7.4- Les méthodes de Mesure d'encrassement

Les mesures les plus répandues sont :

- la pesée directe du dépôt formé.
- la mesure de l'épaisseur.
- la mesure du flux de chaleur transféré.
- la mesure de la chute de pression.

V.8- Le décokage

Ce procédé consiste à nettoyer les tubes du four, généralement par passe par l'action de la vapeur et de l'air. Le décokage s'accompli habituellement en deux phases.

V.8.1- Phase d'écailage

Pendant cette phase seule la vapeur est injectée à l'entrée d'une passe à un débit élevé tandis que l'on chauffe.

Le tube est bonifié et le coke est détaché de la paroi par l'action refroidissante de la vapeur sur les tubes chauds obligeant le coke à se contracter et à se briser.

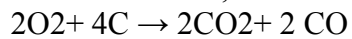
L'entraînement de la vapeur à grande vitesse et l'action chimique.



Durant cette phase et si l'opération est bien conduite on pourra éliminer de 90% à 95% du coke.

V.8.2- Phase de combustion

Le reste du coke, considéré comme infime est brûlé à l'air en présence de la vapeur.



Chapitre VI

calcul du rendement de four

F1 de l'unité 21

VI.1- Introduction

La plupart des installations de raffinerie ou de pétrochimie nécessitent des quantités importantes d'énergie calorifique. Cette énergie est fournie par l'intermédiaire d'un four à chauffage direct dans lequel les calories, produites par la combustion, sont transmises par les mécanismes de la radiation, de la conduction et de la convection au fluide à réchauffer circulant dans un serpentín tubulaire ou un faisceau de tubes.

VI.2- Description du four 21f1

La charge alimentant la chaîne de fabrication des huiles de base est réchauffée par le four **21F1**, qui est de type cylindrique. Il comporte, comme tous les fours tubulaires :

➤ **Une zone de radiation** : c'est une zone à l'intérieur de laquelle les tubes sont directement exposés à la flamme et reçoivent la chaleur, principalement par radiation, des produits de la combustion. Cette zone est la chambre de combustion et elle est consacrée pour le réchauffage de la charge.

➤ **Une zone de convection** : elle est localisée à la sortie des fumées de la chambre de combustion ; elle est constituée d'un faisceau de tubes placés en quinconce perpendiculairement à la direction des fumées.

Enfin, les fumées quittent le four par l'intermédiaire d'un cheminé qui est situé directement sur le four.

Les fours sont alimentés par le fuel gaz comme combustible de même composition

- Evaluation de la quantité transmise en radiation

Nous tenons compte, dans le calcul du four, uniquement de la zone de radiation. Pour effectuer le calcul de la quantité de chaleur, il faut procéder à la détermination de plusieurs paramètres tels que :

- La quantité des fumées formées et celle de l'oxygène nécessaire pour la combustion.
- Le pouvoir calorifique inférieur du gaz combustible (fuel gaz) .
- Le calcul du rendement du four.

VI.3- Méthodes de calcul du rendement thermique d'un four

Le bilan thermique du four

$$Q_{\text{fournie}} = Q_{\text{absorbée}} + Q_{\text{fumée}} + Q_{\text{parois}}$$

Avec :

Q fournie: la chaleur fournie par la combustion;

Q absorbée: la chaleur absorbée par le fluide de procédé;

Q fumée: la chaleur perdue par les fumées;

Q parois: la chaleur perdue par les parois.

Il ya deux méthodes sont généralement utilisées pour le calcul du rendement thermique (une méthode directe et une méthode indirecte).

VI.3.1- Méthode directe

Elle est basée sur la détermination de la quantité de chaleur fournie par la combustion et celle absorbée par le fluide de procédé dans le cas où d'autres fluides externes tel que la production de la vapeur d'eau dans la zone de convection.

$$\eta\% = \frac{Q_{\text{absorbée}}}{Q_{\text{fournie}}} \times 100$$

VI.3.2- Méthode indirecte

Elle est basée sur la détermination de la quantité de chaleur fournie par la combustion et des pertes de chaleur par les parois du four et par les fumées.

$$\eta = \frac{Q_{\text{libérée}} - Q_{\text{fumées}} - Q_{\text{parois}}}{Q_{\text{libérée}}}$$

Dans notre étude, nous avons choisi la méthode indirecte en calculant les pertes par les fumées (les plus importantes) et en estimant les pertes par les parois, jugées faibles du fait que les fours 21F1 subit à une rénovation des matériaux réfractaire, Cette perte représente 2% de la chaleur libérée.

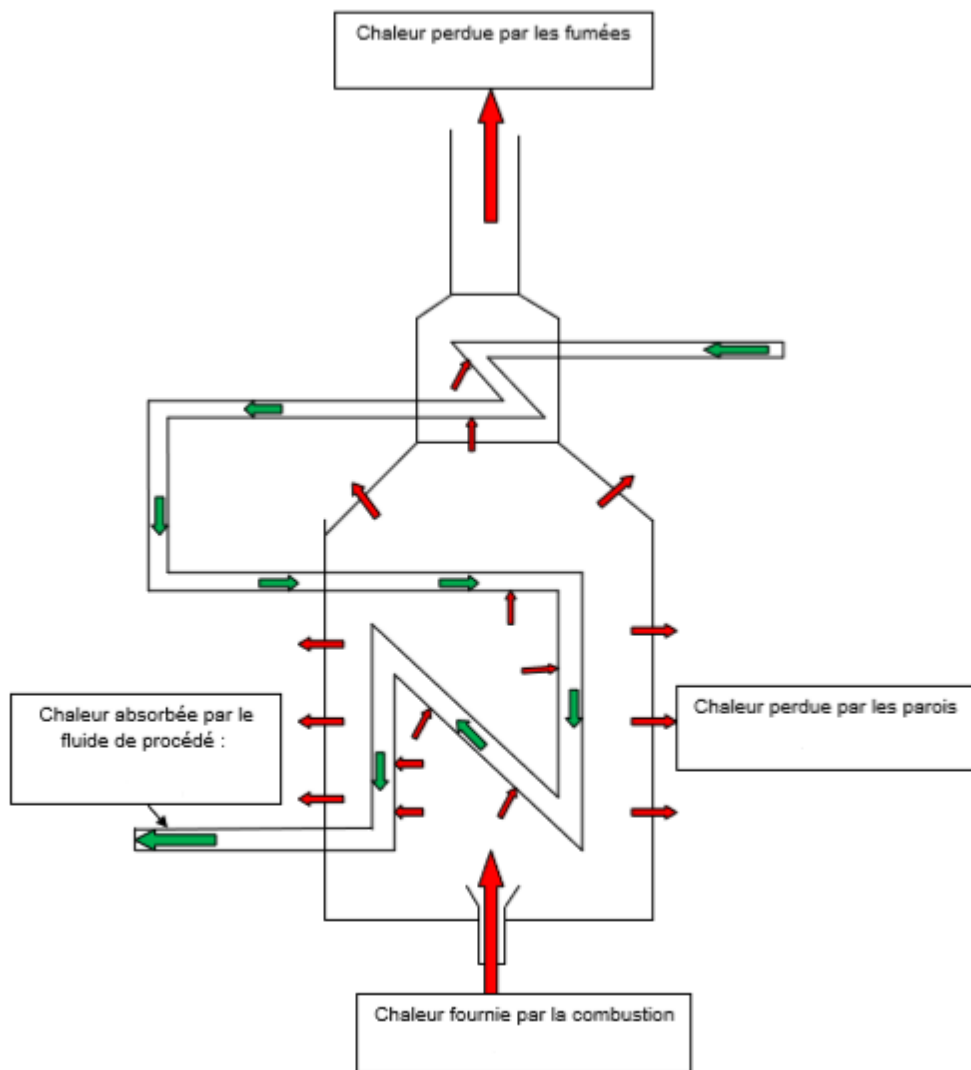


Figure VI. 1: Pertes de chaleur dans le four

VI.4- Etude du cas réel de four 21F1

VI.4.1- Les données de base

Température d'entrée de C°	263
Température de sortie de four C°	380
Débit de fluide entré de four (m ³ /h)	49
Débit de fioul gaz (m ³ /h)	617
Température des fumées C°	400
La teneur d'o ₂ dans les fumées %	11
Humidité relative %	68

Tableau VI. 1: les données de base.

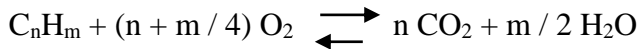
Constituent	Pourcentage volumique
H₂	31.39
CH₄	49.50
C₂H₆	8.44
C₃H₈	6.53
i-C₄H₁₀	1.09
n-C₄H₁₀	1.90
i-C₅H₁₂	0.34
n-C₅H₁₂	0.33
C₆H₁₄ et plus	0.48
TOTAL	100.00

Tableau VI. 2: Composition du gaz combustible donné par l'analyse chromatographique du 09/03/2023

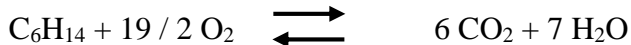
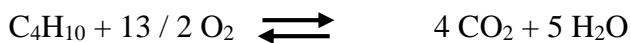
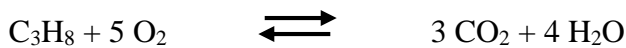
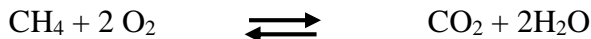
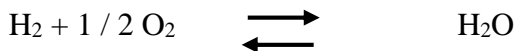
Dans nos calculs, nous avons considéré que la combustion était complète. Pour l'assurer, les brûleurs provoquent un mélange intime de l'air et du combustible.

VI.4.2- Réactions de combustion

Le calcul est basé sur les équations stœchiométriques de la combustion des hydrocarbures ayant la formule chimique générale suivante :



Les réactions qui peuvent avoir lieu sont :



Ces réactions permettent de déterminer la quantité d'oxygène, et donc d'air nécessaire à la combustion ainsi que la quantité des fumées formées lors de la combustion

VI.4.3- Calcul du rendement des fours

La méthode de calcul, nous Pour mieux expliquer allons citer par exemple le calcul donnant le rendement des fours de cette zone qui comporte plusieurs calculs intermédiaires :

La formule de calcul de rendement est exprimée comme suit :

$$\eta = \frac{Q_{\text{libérée}} - Q_{\text{fumées}} - Q_{\text{parois}}}{Q_{\text{libérée}}}$$

Avec :

Q parois : Pertes de chaleur à travers le garnissage réfractaire.

Q fumées : Pertes de chaleur par les fumées.

Q libérée: La quantité de chaleur totale libérée.

VI.4.3.1- Calcul du pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz combustible (fuel gaz)

Comme les fumées sortent à une température supérieure au point de condensation de la vapeur d'eau, on considère pour les calculs, en particulier pour le rendement du four, uniquement le pouvoir calorifique inférieur (PCI).

$$PCI = \left[\frac{\sum(PCI_i * Y_i)}{100} \right]$$

PCI : Pouvoir calorifique inférieur des différents constituants du gaz combustible.

Y_i : Pourcentage volumique des différents constituants du gaz combustible.

Remarque :

Comme les fumées sortent à une température supérieure au point de condensation de la vapeur d'eau, on considère pour les calculs, en particulier pour le rendement du four, uniquement le pouvoir calorifique inférieur (PCI).

Constituants	PCI (kcal/ Nm ³)	M _i (kg/ kmoles)	PCI * Y _i / 100 (kcal/ Nm ³)
H ₂	2580 .00	2	809.862
CH ₄	8554,46	16	4234.4577
C ₂ H ₆	15323,66	30	1293.3169
C ₃ H ₈	21795,98	44	1423.2774
i-C ₄ H ₁₀	27120,98	58	295.6186
n-C ₄ H ₁₀	28268,30	58	537.0977
i-C ₅ H ₁₂	34893,30	72	118.6372
n-C ₅ H ₁₂	34776,79	72	114.7634
C ₆ H ₁₄ et +	41090.00	86	197.232
Total			9024.2629

Tableau VI. 3: Calcul du pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz combustible (fuel gaz) .

Donc le pouvoir calorifique inférieur du fuel gaz est égal à **9024.2629 $\frac{kcal}{h}$** .

VI.4.3.2- Calcul de Quantité de chaleur fournie par la combustion (Q fournie)

- Calcule de la masse volumique du gaz combustible :

<i>Constituants</i>	$Y_i(\%)$	M_i (g/ moles)	$M_i * Y_i$ (g/moles)
H₂	31.39	2	62.7800
CH₄	49.50	16	792.0000
C₂H₆	8.44	30	253.2000
C₃H₈	6.53	44	287.3200
i-C₄H₁₀	1.09	58	63.2200
n-C₄H₁₀	1.90	58	110.2000
i-C₅H₁₂	0.34	72	24.4800
n-C₅H₁₂	0.33	72	23.7600
C₆H₁₄ et plus	0.48	86	41.2800
Total	100.00		1658.2400

Tableau VI. 4: la masse volumique du gaz combustible

Masse moléculaire du gaz combustible

$$M_{com} = \sum(M_i * Y_i) = M_{H_2} * Y_{H_2} + M_{C_1} * Y_{C_1} + M_{C_2} * Y_{C_2} + M_{C_3} * Y_{C_3} + M_{iC_4} * Y_{iC_4} + M_{nC_4} * Y_{nC_4} + M_{iC_5} * Y_{iC_5} + M_{nC_5} * Y_{nC_5} + M_{C_6H_{14} \text{ et plus}} * Y_{C_6H_{14} \text{ et plus}}$$

$$M_{com} = 16.5824 \text{ kg / kmole.}$$

Masse volumique du gaz combustible aux conditions normales de T° et de P:

$$\rho_{com} = M_{com} / 22.4 = 16.5824 / 22.4 = 0.74025 \text{ kg/Nm}^3.$$

La masse volumique du gaz combustible est : **0.7402 kg/Nm³**.

La quantité de chaleur fournie par la combustion est donnée par :

$$Q \text{ fournie} = V_{\text{com}} \times \text{PCI} \text{ (kcal/h)}$$

Avec :

V_c : débit du gaz combustible en m^3/h .

PCI : pouvoir calorifique inférieur du gaz combustible en kcal/Nm^3 .

$$Q = 617 \times 9024.2629 = 5567970.209 \text{ (kcal}/\text{Nm}^3\text{)}.$$

Pour 1 kg du fuel gaz la quantité de chaleur libérée par le fuel gaz est :

$$Q = 1 * \frac{9024.2629}{0.7402} = 12191.6548 \text{ (Kcal}/\text{Kg}\text{)}.$$

Donc la quantité de chaleur libérée par le fuel gaz égale : **12191.6548 (Kcal/Kg)**.

VI.4.3.3- Calcul de la quantité de chaleur perdu par les fumées

Les fumées sont composées de:

- CO_2 (produit).
- H_2O (produit + constituant d'air).
- N_2 (constituant de l'air).

Composant	%vol	Réaction chimique de combustion	O ₂ consommé	Produits de combustion	
				CO ₂	H ₂ O
H2	31.39	$H_2 + 1/2 O_2 \longrightarrow H_2O$	15.69	--	31.39
C1	49.50	$CH_4 + 2O_2 \longrightarrow CO_2 + 2H_2O$	99	49.5	99
C2	8.44	$C_2H_6 + 7/2 O_2 \longrightarrow 2CO_2 + 3H_2O$	29.54	16.88	25.32
C3	6.53	$C_3H_8 + 5O_2 \longrightarrow 3CO_2 + 4H_2O$	32.65	19.59	26.12
ic4	1.09	$C_4H_{10} + 13/2 O_2 \longrightarrow 4CO_2 + 5H_2O$	8.17	4.36	5.45
nc4	1.90	$C_4H_{10} + 13/2 O_2 \longrightarrow 4CO_2 + 5H_2O$	14.45	7.60	9.50
ic5	0.34	$C_5H_{12} + 8O_2 \longrightarrow 5CO_2 + 6H_2O$	2.72	1.70	2.04
nc5	0.33	$C_5H_{12} + 8O_2 \longrightarrow 5CO_2 + 6H_2O$	2.64	1.65	1.98
C6	0.48	$C_2H_6 + 19/2 O_2 \longrightarrow 6CO_2 + 7H_2O$	4.56	2.88	3.36
Total	100.0		206.24	104.16	204.16

Tableau VI. 5: Les quantités théoriques de O₂, H₂O et CO₂ contenant dans l'air et les fumées pour 100 Nm³/h

à partir des réactions de combustion mentionnées dans le paragraphe précédent on peut calculer les volumes V_{O_2} , V_{CO_2} et V_{H_2O} qui sont donnés en Nm^3 par $100 Nm^3$ de gaz combustible il faut utiliser les relations suivantes :

$V_{CO_2 \text{ fumées}} = V_{CO_2 \text{ généré par la combustion}}$.

Si on désigne par x la quantité d'oxygène dans les fumées (en Nm^3) ;

La quantité totale de $O_2 = O_2 \text{ consommé} + O_2 \text{ dans les fumées}$

$$= 206.24 + x$$

Le comburant c'est l'air dont la composition la plus fréquemment admise dans les calculs :

Oxygène O_2 **21%**

Inertes N_2 **79%**

Donc le rapport (inertes/oxygène) dans l'atmosphère $= 79/21 = 3.76$

$$V_{N_2} = 3,76 \times V_{O_2} .$$

Débit des inertes $= 775.4624 Nm^3$

Donc le débit des inertes $= 3.76 \times (206.24 + x) = 775.4624 + 3.76 x$

$V_{H_2O \text{ fumées}} = V_{H_2O \text{ générée par la combustion}} + V_{H_2O \text{ air de combustion}}$

a- $V_{\text{air de combustion}}$

Vair 100%

V_{O_2} 21 %

$$V_{\text{air}} = 100/21 V_{O_2} = 4,76 V_{O_2}$$

Vair de combustion $= 4,76 V_{O_2 \text{ air de combustion}}$

V_{O_2} : déjà calculée selon les coefficients stœchiométriques $= 209.42 Nm^3$.

Vair de combustion $= 4,76 \times 206.24 = 981.7024 Nm^3$.

• Détermination de la quantité de vapeur d'eau dans l'air de combustion

Elle est donnée par l'équation d'Avogadro-Dalton :

$$P_{H_2O} - P_{H_2O} = V_{H_2O} V_{air} \quad V_{H_2O} = P_{H_2O} - P_{H_2O} \times V_{air}$$

P_{H_2O} : C'est la pression partielle de l'eau tel que :

P_{H_2O} = tension de vapeur d'eau à 25°C × humidité

$$V_{H_2O} = 23.75 \times 0.68760 - 23.75 \times V_{air}$$

H : Humidité relative = 68 %

P : C'est la pression totale.

Tension de vapeur de l'eau à 25°C : 23.75 mm Hg.

Quantité d'eau dans l'air de combustion :

$$V_{H_2O} = 0.0219354 \times V_{air}.$$

$$V_{H_2O} = 0.0219354 \times 981.7024 = 21.5340 \text{ Nm}^3.$$

$$V_{H_2O} = 21.5340 \text{ Nm}^3.$$

VI.4.3.3.1- Détermination de la Composition des fumées théorique

D'après les réactions de combustion précédentes jusqu'à et compte tenu de la connaissance de la composition du gaz combustible, on peut déterminer donc on peut calculer les quantités des constituants des fumées théorique comme suit :

La quantité dioxyde de carbone totale :

V_{CO_2} (fumées) = V_{CO_2} (généralé par la combustion) .

$$V_{CO_2} = 104.16 \text{ Nm}^3$$

- **La quantité de l'eau totale :**

V_{H_2O} = V_{H_2O} généralé par la combustion + V_{H_2O} air de combustion.

$$V_{H_2O} = 230,48 + 0.0219354 \times 981.7024$$

$$V_{H_2O} = 204.16 + 21.5340$$

$$V_{H_2O} = 225.6940 \text{ Nm}^3$$

- **La quantité d'oxygène théorique :**

V_{O_2} : déjà calculée selon les coefficients stœchiométriques = **206.24 Nm³**

- **La quantité d'azote totale :**

$$V_{N_2} = 3,76 \times V_{O_2}.$$

$$V_{N2} = 3,76 \times 206.24$$

$$V_{N2} = 775.4624 \text{ Nm}^3$$

Les valeurs calculées sont notées dans le tableau suivant :

Composant.	Volume (Nm3).	% volumique.
CO2	104.16	7.94
H2O	225.6940	17.20
Inertes	775.4624	59.12
Total	1311.5564	100

Tableau VI. 6: Les quantités des constituants des fumées.

VI.4.3.3.2- La Composition de fumées réelle

En tenant compte l'O₂ et N₂ et H₂O se trouvant dans les fumées provenant de L'excès d'air :

Si on désigne par x la quantité d'oxygène dans les fumées, la quantité totale d'O₂ est :

$$O_2 = O_2 \text{ consommé} + O_2 \text{ dans les fumées.}$$

$$O_2 = 206.24 + x$$

$$- VO_2' \text{ (fumées)} = x \text{ (selon le tableau des données).}$$

$$- VN_2' \text{ (fumées)} = VN_2 \text{ (fumées théoriques)} + 3.76 x$$

$$- VH_2O' \text{ (fumées)} = VH_2O \text{ (fumées théoriques)} + 0.0219354 \times 4.76x$$

$$- \text{Vair de combustion réelle} = 4.76 [VO_2 \text{ (théorique)} + x] .$$

Les valeurs des constituants des fumées de la combustion réelle de 100 Nm³ de gaz combustible, en fonction de x , sont rassemblées dans tableau suivant :

La composition des fumées pour 100 Nm³ de fuel gaz brûlé est :

Composition	Volume(Nm ³)
CO2	104.16
H2O	225.6940+0.1044X
O2	X
Inertes	775.4624+3.76 x
Total	1105.3164+4.8644 X

Tableau VI. 7: Les valeurs des constituants des fumées de la combustion réelle de 100 Nm³ de gaz combustible.

Le **pourcentage d'oxygène** des fumées du four 21F₁ est de 11% (donné par l'analyseur de fumées TESTO).

$$X \longrightarrow 11\%$$

$$1105.3164+4.8644 X \longrightarrow 100\%$$

$$X= 261.5199 \text{ Nm}^3$$

La composition réelle des fumées dans les trois fours avec les différentes teneurs en O₂ sont données dans les tableaux ci-après :

Composant	Volume (Nm ³)	%volume
CO2	104.1600	4.38
H2O	252.1000	10.60
O2	261.5199	10.99
Inertes	1758.7772	73.97
Total	2377.4538	100

Tableau VI. 8: La composition réelle des fumées dans le four.

Débit d'air réel nécessaire pour la combustion de 100 Nm³ de combustible pour le four 21F₁ :

Vair de combustion réelle = 4.76 [VO₂ (théorique) + x] .

Vair = 4.76 × (206.24 + 261.5199) = **2226.5371 Nm³**.

VI.4.3.3.3- La quantité de l'air nécessaire pour la combustion de 1 kg de gaz

$$m_{\text{air}} = \frac{\rho_{\text{air}} \cdot V_{\text{air}}}{\rho_{\text{com}}}$$

1 Nm³ de gaz combustible nécessite 22.2653 Nm³ d'air.

La masse volumique de l'air = **1,294 kg/Nm³**

Alors ; 1kg de gaz combustible nécessite **38.9236** kg d'air.

➤ Quantité de chaleur perdue par les fumées (Q_{fumées}) Elle est déterminée comme suit :

Q_{fumées} = m · C_{p moy} (T_f - 0).

Avec :

- m : débit massique des fumées

- C_{p moy} : chaleur spécifique moyenne des fumées

- T_f : température de rejet des fumées

VI.4.3.3.4- Calcul des débits massique des fumées

Masse volumique des fumées aux conditions normales de T° et de P :

M_f = M_f / 22,4

Masse moléculaire des fumées

M_{fumées} = [(y_{co2} * M_{co2}) + (y_{o2} * M_{o2}) + (y_{N2} * M_{N2}) + (y_{H2O} * M_{H2O})] / 100.

M_{fumées} = [(4.38 * 44) + (10.99 * 32) + (73.97 * 28) + (10.60 * 18)] / 100.

$$M_{\text{fumées}} = 28.06 \frac{\text{KG}}{\text{K mole}}$$

M_f = 28.06 / 22,4 = 1.252 kg / Nm³

100 Nm³ de combustible —————> 2377.4538 Nm³ de fumées dégagées.

1 Nm³ de combustible —————> 23.774538 Nm³ de fumées dégagées.

Calcul de la masse des fumées dégagées par la combustion de 1 Kg de fuel gaz :

$$m_f = \frac{\rho_f \cdot V_f}{\rho_{\text{com}}}$$

$m_f = 40.21 \text{ Kg}$.

VI.4.3.3.5- Calcul de la chaleur spécifique de chaque constituant des fumées

A partir des valeurs de l'annexe 01, à la température 400 C° .

La température de référence considérée dans notre calcul est de 0 C° .

La chaleur spécifique moyenne des fumées est déterminée par la formule suivante :

Composition	C _{pi} (kcal/kg. °C)	y _i	C _{pi} .y _i /100
CO ₂	0.264	4.38	0.0115
H ₂ O	0.484	10.60	0.0513
O ₂	0.243	10.99	0.0267
Inertes	0.260	73.97	0.1923

Tableau VI. 9: Calcule des débits massiques des fumées .

➤ Calcul des quantités de chaleur perdues par les fumées

- $Q_{\text{fumées}} = m C_{p\text{moy}} (T_f - 0)$.

Application numérique :

$$Q_{\text{fumées}} = 40.21 \times 0.2818 \times (400 - 0)$$

$$Q_{\text{fumées}} = 4532.4712 \text{ kcal/h}$$

Les pertes par les fumées ($Q_{\text{fumées}}$) évacuent à l'atmosphère un débit de chaleur relativement important représentant en général entre 5 et 20 % de celui qui est libéré aux brûleurs.

VI.4.3.4- Le taux des pertes de chaleur évacuées par les fumées par rapport à celles libérées au brûleur de four étudié

$$\text{Taux (\%)} = Q_{\text{fumées}} / Q_{\text{libérée}} \times 100.$$

$$\text{Taux (\%)} = 4532.4712 / 12191.65482 \times 100.$$

$$\text{Taux (\%)} = 37.17\%.$$

VI.4.3.4.1- Interprétation des résultats

Nous remarquons que les pourcentages représentant les pertes par les fumées par rapport à la chaleur libérée par la combustion de four 21F1 Est supérieure à limites inférieure et supérieure de l'intervalle 5 et 20% donc il y **encrassement** dans le four.

VI.4.4- Quantité de chaleur perdue par les parois : (Qparois)

La quantité de chaleur perdue par les parois peut être estimée à 2% de la quantité de chaleur libérée par la combustion.

Pour calculer la quantité de chaleur perdue par les parois on a utilisé la formule suivante:

$$\square \quad Q \text{ parois} = 2 \% Q \text{ fournie (kcal/h)}$$

Application numérique :

$$Q \text{ parois} = 2 \% Q \text{ fournie (kcal/h).}$$

$$Q \text{ parois} = 0,02 \times 12191.6548$$

$$Q \text{ parois} = 243.8330 \text{ (kcal/h).}$$

3.3.4 Le rendement

$$\eta = \frac{Q_{\text{fournie}} - Q_{\text{fumées}} - Q_{\text{parois}}}{Q_{\text{libérée}}}$$

$$\eta = \frac{12191.6548 - 4532.4712 - 243.8330}{12191.6548} = 60\%$$

Nous allons faire le calcul design pour pouvoir comparer avec le cas réel et voir si les fours fonctionnent convenablement.

Le calcul design s'effectue de la même manière que celui réel.

VI.5- ETUDE DU CAS DESIGN

Dans le calcul design, nous avons pris :

- Des températures réelles parce que nous n'avons pas pu les avoir en design.
- Des excès d'air design qui sont de 20 %.
- Des débits de gaz design donnés par les manuelles de la raffinerie. .

La composition design de fuel gaz utilisé dans le calcul design est la suivante :

Tableau VI. 10: Composition design du fuel gaz

constituent	H2	CH4	C2H6	C3H8	i-C4H10	n-C4H10	i-C5H12	n-C5H12	C6H14et plus
% volume	64.09	19.06	14.42	1.79	0.24	0.19	0.04	0.02	0.15

Après le calcul design on a trouvé les résultats suivants :

$$PCI = 6072.52 \text{ kcal/ Nm}^3 = 13801.18 \text{ kcal /kg}$$

$$Q_1 = 552.04 \text{ kcal/ kg}$$

Les données et les résultats de calcul pour le de l'unité de distillation sous vide 21F1 sont représentés dans le tableau suivants :

% O₂ = 03 .20 % pour un excès d'air égal 20%.

Constituants du combustible	Pourcentages volumiques Y _i	O ₂ de la combustion (Nm ³)	Composition des fumées				Constituants du combustible
			CO ₂	H ₂ O	O ₂	Inerte	
H ₂	64.09	32.045	--	64.09	-		H ₂
C ₁	19.06	38.12	19.06	38.12	-	-	C ₁
C ₂	14.42	50.47	28.84	43.26	-	-	C ₂
C ₃	1.79	08.95	05.37	07.16	-	-	C ₃
I + nC ₄	0.43	02.795	01.72	02.15	-	-	I + nC ₄
I + nC ₅	0.06	00.48	00.30	00.36	-	-	I + nC ₅
C ₆	0.15	01.42	00.90	01.05	-	-	C ₆
TOTAL	100.0	134.28	56.19	156.19	27.08	607	Air for combustion
O₂ dans l'excès d'air		27.08	56.19	156.19	27.08	607	TOTAL
O₂ dans l'air de combustion		161.36	06.64	18.45	03.20	71.71	%volumique
N₂ dans l'air de combustion		607	10.68	12.15	03.74	73.43	%kg
Q₂ pertes de chaleur par les fumées (kcal/kg_{fumées})		2461.53	0.272	0.500	0.247	0.264	C_P = 0.2928 (kcal/kg °C)
Q_T: la quantité de chaleur totale libérée :(kcal)		13917.28					
Température des fumées (°C)		380	23.47			G_f Quantité des fumées (kg)	
le volume d'air de combustion pour 100Nm³ de gaz combustible		768.36	846.45			Le volume de fumées pour 100Nm³ de gaz combustible	

Tableau VI. 11: Composition désigne des fumées du four 21F1.

$$\eta = \left[\frac{13917.28 - (552.04 + 2461.53)}{13917.28} \right] * 100$$

Le rendement thermique design $\eta_{21F1} = 78.34 \%$

Remarque importante

Le calcul du rendement design avec des températures design au lieu de celles prises du cas réel aurait donné des écarts entre le cas design et cas réel encore plus importants.

VI.6- Interprétation des résultats

D'après les calculs, il est clair que la quantité totale de chaleur libérée par le fiel gaz dans le cas réel est considérablement plus élevée que dans le cas disigneet malgré ça la valeur du rendement du four 21F1 dans le cas actuel est de 60%, tandis que le rendement de conception est d'environ 78,34%.

En effet, nous avons observé une augmentation de la température des parois du four à 500°C par rapport à la température des parois de conception qui est de 440°C. Cela entraîne une consommation importante de gaz de combustion.

Ces observations peuvent être expliquées par la présence de coke dans le four.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans notre travail, nous avons calculé le rendement du four F1 de l'unité 21 dans les conditions réelles et de conception, en examinant les résultats du calcul du rendement du four F1 de l'unité 21. Il est apparu que le rendement du four 21F1 dans le cas de conception (100%) était de 78,34%, tandis que dans le cas réel, il était d'environ 60%.

Nous avons remarqué que le cas réel présentait un rendement inférieur au cas de conception, ce qui peut être attribué à plusieurs facteurs.

Tout d'abord, l'excès d'air de combustion augmente le débit des fumées et diminue le rendement. En effet, le surplus d'air consomme de l'énergie libérée par les brûleurs pour chauffer l'air de la température ambiante à la température d'évacuation des fumées. Une combustion avec un excès d'air entraîne la présence d'oxygène dans les fumées, et plus l'excès d'air est important, plus la teneur en oxygène dans les fumées est élevée. De plus, la température d'évacuation des fumées est plus élevée lorsque la récupération d'énergie est moins efficace, ce qui réduit le rendement.

En outre, la vétusté des équipements est un facteur important qui aggrave la diminution du rendement et augmente les émissions de polluants, principalement le CO₂. Des études récentes ont montré que la quantité totale de CO₂ émise par la raffinerie est de 16 579,1600 tonnes par an, alors que la quantité prévue dans la conception est de 10 138,5169 tonnes par an. L'écart entre les deux est considérable, atteignant 6 440,6431 tonnes par an.

En suite la formation de coke sur les parois interne des tubes réduit l'efficacité thermique et diminue le rendement de four.

Pour résoudre le problème de diminution du rendement du four 21F1 et envisager une augmentation, nous proposons les mesures suivantes :

La réduction de l'excès d'air peut toutefois être obtenue :

- En utilisant des brûleurs soignés réalisant un bon mélange de l'air et du combustible.
- En utilisant de l'air chaud préchauffé qui favorise la combustion.

Conclusion Générale

Pour minimiser l'influence de la formation de coke sur le rendement d'un four de raffinerie, il est important de mettre en place des stratégies de prévention et de maintenance appropriées. Cela peut inclure la surveillance régulière des conditions de fonctionnement, l'optimisation des paramètres opérationnels, l'utilisation de catalyseurs ou d'additifs pour réduire la formation de coke, et la planification régulière de procédures de décokeage pour éliminer le coke accumulé.

Il convient de noter que chaque raffinerie est unique et que les conditions spécifiques peuvent varier. Il est recommandé de consulter des experts en raffinage qui peuvent évaluer les installations et proposer des mesures personnalisées pour éviter la formation de coke.

Il est essentiel de noter que l'élimination de la coke dans les fours de la raffinerie est un processus complexe et potentiellement dangereux qui nécessite une expertise technique. Il est fortement recommandé de faire appel à des professionnels expérimentés dans le domaine pour mener à bien cette tâche de manière sûre et efficace.

Références Bibliographique

Références bibliographique

Références Bibliographies

- [1] Documents techniques de la raffinerie d'Arzew.
- [2] Manuel opératoire : sur les procédés de fabrication des huiles de base "au niveau de la raffinerie d'Arzew.
- [3] Raffinage et génie chimique pierre Wuithier "Tome 1" publication de l'institut Français du pétrole 1972. Edition TECHNIP.
- [4] 2005 ENSPM Formation Industrie - IFP Training.
- [5] J. LENOGUES : Etude des fours pétrolier et pétrochimiques ; Paris, 1974.
- [6] Georges Monnot ; "La Combustion dans les fours et les chaudières", Editions TECHNIP, 1978
- [7] Markus Haider, Philippe Seguin, "Chaudières. Systèmes de combustion, circuits eau/vapeur et air/fumées", Techniques de l'ingénieur, BE 8 731, octobre 2012
- [8] Analyse de combustion industrielle, Directive pour les mesures d'émissions et de processus, 3e édition révisée, Testo SE & Co. KGaA, en janvier 2018
- [9] Jacubowicz, Isidore. Fours industriels. Ed. Techniques Ingénieur, **2009**.
- [10]. Mostafa Touiker, Généralités Sur Le Raffinage, Ecole Des Techniques Pétrolières De SKIKDA, IAP-CU SKIKDA (2006).PP.86-93.
- [11] Manuel opératoire de la raffinerie d'Arzew.
- [12] Analyse chromatographique du fuel gaz au 09/03/2023 prévenant département technique, service laboratoire (bulletin d'analyse).
- [13] Mr. MAAMAR NACER, étude et vérification des performances thermiques des fours de la chaine lubrifiante à la raffinerie d'Arzew, université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf.

- [14] J.-P. Wauquier, Le raffinage du pétrole - Tome 1, Collectif Technip 1994

Annexes

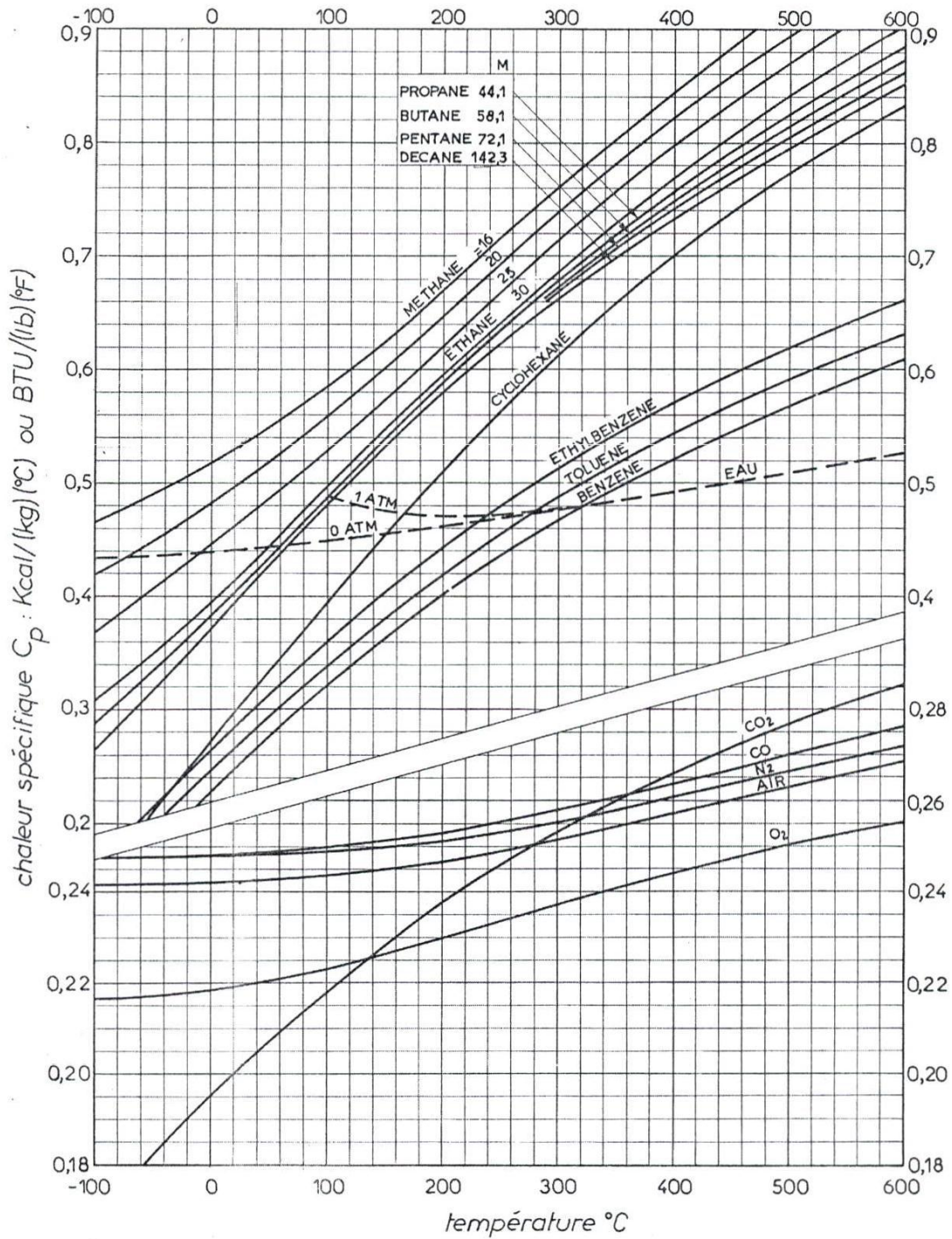



Fig. 1.52. — Chaleur spécifique des hydrocarbures gazeux et de quelques gaz courants sous pression atmosphérique.

Annexe 01 : Les abaques de les chaleurs spécifiques en fonction de la température

Annexes

Composé	PCI _m (kJ/kg)	Composé	PCI _m (kJ/kg)
Paraffines		Acétyléniques	
Méthane	50 009	Acétylène	48 241
Ethane	47 794	Méthylacétylène	46 194
Propane	46 357	Butyne-1	45 590
Butane	45 752	Pentyne-1	45 217
Pentane	45 357	Aromatiques	
Hexane	44 752	Benzène	40 170
Heptane	44 566	Toluène	40 589
Octane	44 427	o-Xylène	40 961
Nonane	44 311	m-Xylène	40 961
Décane	44 240	p-Xylène	40 798
Undécane	44 194	Ethylbenzène	40 938
Dodécane	44 147	1,2,4-Triméthylbenzène	40 984
Isoparaffines		Propylbenzène	41 193
Isobutane	45 613	Cumène	41 217
Isopentane	45 241	Alcools	
2-Méthylpentane	44 682	Méthanol	19 937
2,3-Diméthylbutane	44 659	Ethanol	28 865
2,3-Diméthylpentane	44 496	n-Propanol	30 680
2,2,4-Triméthylpentane	44 310	Isopropanol	30 447
Naphtènes		n-Butanol	33 075
Cyclopentane	43 636	Isobutanol	32 959
Méthylcyclopentane	44 636	Tertiobutanol	32 587
Cyclohexane	43 450	n-Pentanol	34 727
Méthylcyclohexane	43 380	Ethers	
Oléfines		Oxyde de diméthyle	28 703
Ethylène	47 195	Oxyde de diéthyle	33 867
Propylène	45 799	Oxyde de dipropyle	36 355
Butène-1	45 334	Oxyde de dibutyle	37 798
Butène-2 cis	45 194	Aldéhydes et cétones	
Butène-2 trans	45 124	Formaldéhyde	17 259
Isobutène	45 055	Acétaldéhyde	24 156
Pentène-1	45 031	Propionaldéhyde	28 889
2 Méthylpentène-1	44 799	Butyraldéhyde	31 610
Hexène-1	44 426	Acétone	28 548
Dioléfines		Autres espèces chimiques	
Butadiène 1-3	44 613	Carbone (graphite)	32 808
Isoprène	44 078	Hydrogène	120 971
Dérivés nitrés		Oxyde de carbone	10 112
Nitrométhane	10 513	Ammoniac	18 646
Nitropropane	20 693	Soufre	4 639

Annex02 : pouvoir calorifique inférieur massique PCI de composés organiques purs.

 <p>سوناطراك ACTIVITE RPC DIVISION EXPLOITATION RAFFINAGE RAFFINERIE D'ARZEW sonatrach</p>	<h2 style="margin: 0;">Bulletin d'Analyse</h2>
---	--

Laboratoire	Raffinerie d'Arzew RA1Z
Date	09/03/2023
Produit	Fuel Gaz
Provenance	Zone 4 /Zone 3
Destinataire	TL/TE/Z5

Analyses	Normes	Echantillon PRC 05 Zone.4	Echantillon 35D1 Zone.3
Teneur en Hydrogène	%VOL	5.70	31.39
COMPOSITION			
C1	% vol	16.2	49.50
C2	% vol	12.57	8.44
C3	% vol	33.38	6.53
iC4	% vol	5.35	1.09
nC4	% vol	17.50	1.90
iC5	% vol	2.94	0.34
nC5	% vol	3.91	0.33
C6+	% vol	2.39	0.48

Observations :

Visa Laboratoire
GHENIM

BA -LAB-D01

Activite RPC
DIVISION EXPLOITATION RAFFINAGE
Raffinerie d'Arzew
BP 37 Z.I. Arzew - Oran
Tel : 041 47 46 87 à 90 - Fax : 041 47 47 34

Annex03 : Bulletin d'analyse Chromatographie de gaz.