

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

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des **Hydrocarbures** et de la **Chimie**

Mémoire de Master

Présenté par

MALOUM Lydia

TIMIZAR Rima

Filière : Génie des procédés chimiques et pharmaceutiques
Option : Technologie de la pétrochimie

CALCUL ET DIMENSIONNEMENT D'UN FOUR DE L'INSTALLATION DE HAOU BERKAOUI

Devant le jury

Président : Mr. KADOUR

Examineur : Mr. BOUCENNA

Examineur : Mr. NASRI

Encadreur : Mr. MIMOUN

Année Universitaire : 2015/2016

REMERCIEMENTS

Avant tout, nous exprimons notre gratitude envers Dieu qui nous a aidés à finaliser ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. MIMOUN de la faculté des hydrocarbures et de chimie pour nous avoir encadré durant notre projet de fin d'études et nous conseillé avec ses aides précieuses tout au long de notre travail.

On tient à exprimer aussi, nos remerciements à notre encadreur, Mr. Abdelhadi LEULMI pour avoir accepté de diriger notre travail au sein de L'entreprise SONATRACH, pour ses précieux conseils, pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité, grâce à lui, notre travail s'est déroulé dans les meilleures conditions.

Nous remercions aussi chaleureusement les membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.

Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département: Génie des procédés.

Nos remerciements s'adressent aussi, à tous les travailleurs de SONATRACH (Haoud Berkaoui).

Enfin nous remercions nos parents et tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, trouvent ici l'expression de nos profondes grâces et respects.

DEDICACES

Avec une grande tendresse et beaucoup d'affection, je dédie ce travail à Ma très chère et douce mère qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage, Mon très cher père pour l'éducation qu'il m'a prodigué; avec tous les moyens et au prix de tous les sacrifices qu'il a consentis à mon égard, pour le sens du devoir qu'il m'a enseigné depuis mon enfance.

A mes chers frères Bilal, Sidali, Abd Alrahim, Ahmed et Abd Alouahab

A mes très chères copines Naouel, Meriem, Khadidja, Jiji et Kamilia

A tous mes collègues de la promotion

A mon binôme LYDIA et toute sa famille

A Tous Ceux Qui M'ont Aidé De Prés Ou De Loin Même Avec Un Sourire

Et Enfin, Je Dédie Ce Travail A Tous Ceux Que J'aime.



TMIZAR RIMA

DEDICACES

Avec une grande tendresse et beaucoup d'affection, je dédie ce travail à Ma très chère et douce mère qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage, Mon très cher père pour l'éducation qu'il ma prodigué; avec tous les moyens et au prix de tous les sacrifices qu'il a consentis à mon égard, pour le sens du devoir qu'il ma enseigné depuis mon enfance.

A mes chers frères Sofiane et Menad

Sans oublier ma cousine Amel et mon très cher ami Hichem

A mes amies Khadidja et Meriem

A tous mes collègues de la promotion

A mon binôme RYMA et toute sa famille

A Tous Ceux Qui M'ont Aidé De Prés Ou De Loin Même Avec Un Sourire

Et Enfin, Je Dédie Ce Travail A Tous Ceux Que J'aime.



MALOUM Lydia

SOMMAIRE

Problématique.....	1
Introduction générale	2
CHAPITRE I Généralité sur le pétrole.	
Introduction	4
I.1. Origine.....	4
I.2. Caractéristique du pétrole	5
I.2.1. Les caractéristiques physico-chimiques du pétrole	5
I.2.2. Caractéristiques générales	5
I.2.2.1. La viscosité	5
I.2.2.2. Le volume molaire	5
I.2.2.3. La masse molaire	5
I.2.2.4. Teneur en eau et sédiments	5
I.2.2.5. Teneur en sels et chlorures	6
I.2.2.6. Tension de Vapeur Reid	6
I.2.2.7. Point d'éclair	6
I.2.2.8. Point de feu	7
I.2.2.9. Point d'écoulement en °C	7
I.2.2.10. Point de trouble	7
I.2.2.11. Point de goutte des graisses lubrifiantes	7
I.2.2.12. Point de ramollissement des bitumes	7
I.2.2.13. Point d'aniline	7
I.3. Classification du pétrole	8
I.3.1. Méthode chimique	8
I.3.1.1. Pétroles paraffiniques : (alcanes).....	8
I.3.1.2. Pétroles naphéniques ou cycliques	9
I.3.1.3. Pétroles aromatiques	9
I.3.1.4. Pétroles mixtes	11
I.3.2. Classification industrielle	11
I.3.3. Méthode technologique (marchande).....	11
I.3.3.1. La teneur en soufre	12
I.3.3.2. la teneur potentielle en fractions claires	12
I.4. Traitement et raffinage du pétrole	13
I.4.1. Distillation à la raffinerie	13
I.4.2. Distillation atmosphérique	14
I.4.3. Distillation sous vide	15
I.4.4. Craquage	16
I.4.5. Raffinage	16
I.4.6. Désulfuration	16
I.4.7. Produits obtenus	17
Conclusion	17
CHAPITRE II Généralité sur le gaz et GPL.	
Introduction.....	18
II.1. Le gaz naturel.....	18

Dimensionnement d'un four pétrochimique

II.1.1. Caractéristiques du gaz naturel	18
II.1.1.1. Densité.....	18
II.1.1.2. Pouvoir calorifique... ..	18
II.1.2. Les types de gaz naturel	19
II.1.2.1. Le gaz sec	19
II.1.2.2. Le gaz humide.....	19
II.1.2.3. Le gaz à condensât	19
II.1.2.4. Le gaz associé	19
II.1.3. Utilisation du gaz naturel	19
II.1.4. Les techniques de traitement du gaz naturel	21
II.1.4.1. Traitement de gaz	21
II.2. Le GPL	22
II.2.1. Définition	22
II.2.2. Composition chimique	23
II.2.3. Propriétés physiques et spécification des GPL.....	23
II.2.3.1. Propriétés physiques des GPL	23
II.2.3.2. Spécification des GPL	23
II.2.4. Production des GPL	24
II.2.5. Usages	25
II.2.5.1. Les GPL en pétrochimie	25
1-L'éthylène.....	26
2-méthyle tertio éther	26
II.2.5.2. Le GPL carburant: GPL /C.....	27
Conclusion	28

CHAPITRE III Description du centre Haoud Berkaoui.

III.1. Situation géographique.....	29
III.2. Centre de production de Haoud Berkaoui	29
III.2.1. Séparation.....	31
III.2.2. Stockage	31
III.2.3. Expédition	31
III.2.4. Station D'injection D'eau.....	32
III.2.5. Unité de compression de gaz Haoud Berkaoui.....	32
Conclusion	35

CHAPITRE IV Théorie de transfert de chaleur.

IV.1. Définition de transfert de chaleur	36
IV.2. Différents modes de transfert de chaleur	36
IV.2.1. Transfert par Conduction.....	36
IV.2.2. Transfert par Convection.....	36
IV.2.3. Transfert par Rayonnement thermique	37
IV.3. Lois Fondamentales de transfert de chaleur	37
IV.3.1. Loi générale.....	37
IV.3.2. La loi de FOURIER	37
IV.3.3. La loi de NEWTON-RICHON.....	38
IV.3.4. La Loi de STEPHANE-BOLTZMAN	38
IV.4. Classification des échangeurs de chaleur	39
IV.4.1. Les types des échangeurs de chaleurs	39

Dimensionnement d'un four pétrochimique

IV.4.1.1. Echangeurs tubulaires à tubes rectilignes ou à tube en (U).....	39
IV.4.1.2. Echangeurs tubulaires à tubes à ailettes.....	40
IV.4.1.3. Echangeurs à serpentins.....	40
IV.4.1.4. Echangeurs à hélices.....	40
IV.4.1.5. Echangeurs à plaques	40
IV.4.2. Description des échangeurs de chaleur.....	40
IV.4.2.1 Echangeur double tube	40
IV.4.2.2. Echangeurs à faisceau et calandre	41
IV.4.2.3. Echangeurs à ruissellement	43
IV.5. Généralités sur les fours pétrochimiques	43
IV.5.1. Classification	43
IV.5.1.1. Fours continus et fours discontinus	44
IV.5.1.2. Chauffage direct et chauffage indirect	44
IV.5.1.2.a. Four à chauffage direct.....	45
IV.5.1.2.b. Four à chauffage indirect.....	45
IV.5.2.2.c. Fours à haute et fours a basse température.....	45
IV.5.3. Combustible	45
IV.6. Les fours tubulaires	46
IV.6.1. Utilisation des fours tubulaires en raffinerie.....	46
IV.6.2. Constitution d'un four tubulaire	47
IV.6.2.1. Faisceaux tubulaires	47
IV.6.2.2. Supportage des faisceaux tubulaires	48
IV.6.2.3. Garnissage des parois du four	48
IV.6.2.4. Bruleurs	48
IV.6.2.5. Cheminée	49
IV.6.2.6. Les accessoires de régulation	50
IV.7 Différents types de fours tubulaires	50
IV.7.1. Les fours cylindriques verticaux	50
IV.7.2. Les fours dits « boîtes » à tubes verticaux	52
IV.7.3. Les fours dits «cabines» à tubes horizontaux	52
IV.7.4. Les fours à chauffage par murs radiants	54
IV.7.5. Les fours dits à double chauffe	54
IV.8. Le choix d'un type de four tubulaire	55
IV.9. Caractéristiques générales des fours tubulaires	55
IV.10. L'entretien des fours	55
IV.10.1. L'entretien quotidien	55
IV.10.2. L'entretien périodique	56
IV.11. Avantage des fours modernes	56
IV.12. Rendement d'un four	56
IV.13. Pollutions et environnement	57
IV.14. La combustion dans un four	58
IV.14.1. Généralités sur la combustion	58
IV.14.2. Définition de la chaleur de combustion	58
IV.14.3. Réaction de combustion	58
IV.14.4. Composition théorique des fumées	59
IV.14.4.1 Teneur théorique en produits agressifs	60
IV.14.4.2 Pouvoir calorifique supérieur et inférieur	60
Conclusion.....	60

CHAPITRE V Partie Calcul.

V.1. Méthode de calcul.....	62
V.1.1. La combustion.....	62
V.1.2. Bilan thermique du four.....	65
V.1.2.1. La zone de radiation.....	66
V.1.2.2. La zone de convection.....	67
V.2. Résultats et discussion.....	68
V.2.1. Données de départ	68
V.2.2. Les caractéristiques physico-chimiques de combustible.....	68
V.2.3. les caractéristiques physico-chimiques de brut	69
V.2.4. La composition du combustible	69
V.3. Calcul de la combustion	69
V.3.1. Quantité d'oxygène (O ₂) nécessaire à la combustion	69
V.3.2. Quantité d'air nécessaire à la combustion	69
V.3.3. Quantité d'oxygène (O ₂) dans l'excès d'air	70
V.3.4. Les quantités des produits de la combustion (Composition des fumées)	70
V.3.5. Caractéristique des fumées	71
V.3.6. Calcul les spécifications des fumées et de gaz combustible.....	74
V.3.6.1- La masse moléculaire des fumées	74
V.3.6.2- La masse volumique des fumées aux conditions normales	74
V.3.6.3- Volume des fumées formées par la combustion de 1Nm ³ de fuel gaz	74
V.3.6.4- La masse moléculaire de gaz combustible	74
V.3.6.5- La masse volumique de combustible aux conditions normales.....	74
V.3.6.6- Le débit d'air sec pour un 1 Kg de combustible	75
V.3.6.7- La quantité des fumées rapportée à 1Kg de gaz	75
V.3.6.8-La quantité d'air réel	75
V.3.6.9-Masse molaire de l'air humide	75
V.3.6.10- Masse volumique de l'air humide aux conditions normales (...air humide)	76
V.3.6.11-Masse volumique de la vapeur d'eau	76
V.3.6.12- La quantité d'air humide	76
V.3.6.13- Pouvoir calorifique du combustible	76
V.4. Bilan thermique du four	77
V.4.1. La quantité de chaleur absorbée par la charge	77
V.4.2. La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion	78
V.4.3. Le débit de combustible.....	78
V.4.4. Le débit des fumées	78
V.4.5. Le nombre de brûleurs	78
V.5. Calcul de la zone de radiation	78
V.5.1. La variation de l'enthalpie de 1 Kg de charge dans la zone de radiation	79
V.5.2. L'enthalpie de 1 Kg de charge à la sortie du four	79
V.5.3. L'enthalpie de 1 Kg de charge à l'entrée de la zone de radiation	79
V.5.4. La surface d'échange des tubes de radiation	80
V.6. Calcul de la zone de convection.....	81
V.6.1. La chaleur à transmettre en convection	81
V.6.2. Le calcul de la surface équivalente des tubes	82
V.6.3. La longueur totale des murs sur les quelles sont montés les tubes	83

Dimensionnement d'un four pétrochimique

V.6.4. Calcul du produit	83
V.6.5. La pression partielle de H ₂ O et CO ₂	83
V.6.6. Le facteur global d'échange	83
V.6.7. Vitesse massique des fumées.....	84
V.6.8. Le Calcul du coefficient de convection	84
V.6.9. Le calcul du coefficient de radiation	85
V.6.10. Le calcul du coefficient de radiation des murs	85
V.6.11. Surface du mur pour une rangée	85
V.6.12. Surface extérieur du tube dans une rangée	85
V.6.13. L'effet de la radiation du mur	85
V.6.14. Le coefficient global du film (coté fumées)	86
V.6.15. Le nombre de tube dans la zone de convection	86
V.6.16. Le nombre de tube total dans le four	86
V.6.17. Le nombre de rangée	86
V.6.18. Hauteur de la zone de convection.....	86
V.7. Calcul de la cheminée.....	86
V.7.1. La pression dynamique..	86
V.7.2. Perte de charge due au passage des fumées dans la cheminée.....	87
V.7.3. La température de la cheminée T _{Ch}	87
V.7.4. La masse volumique des fumées à T _{Ch}	87
V.7.5. La masse volumique dans la chambre de combustion à T _{EC}	87
V.7.6. La masse volumique de l'air à 20°C.....	87
V.7.7. Perte de charge pour 12 rangées des tubes de convection.....	87
V.7.8. Débit volumique des fumées dans la cheminée.....	87
V.7.9. La vitesse massique des fumées dans une cheminée.....	88
V.7.10. La pression dynamique dans une cheminée.....	88
V.7.11. La hauteur de la cheminée.....	88
V.7.12. Hauteur total de four.....	88
V.8. Interprétation des résultats et discussion.....	89
V.9. Calcul de vérification mécanique.....	90
V.9.1. calcul de vérification à la pression de service.....	90
V.9.1.1. L'épaisseur calculée.....	90
V.9.1.2. L'épaisseur choisit.....	91
V.9.2. calcul de vérification à la flexion.....	91
V.9.2.1. Le module de résistance.....	91
V.9.2.2. La charge spécifique.....	91
V.9.2.3. Le schéma de calcul.....	92
V.9.2.4. Le moment de flexion.....	92
V.9.2.5. La contrainte à la flexion.....	92
V.9.2.6. La contrainte à la flexion maximale.....	93
Conclusion.....	93

_____:

يخضع تسويق البترول الخام حاليا لعقود بين المنتجين, الناقلين, و أصحاب التكرير حيث تحدد فيه على وجه الخصوص مستويات الملح و الماء.

طريقة العلاج الكيميائي لمكافحة الملوحة و مكافحة البارافين شتاءا في حوض بركاوي مكلفة و أحيانا قليلة الفعالية, و عليه فان تركيب فرن لتسخين الخ .

أدت الحسابات المتعلقة بالفرن إلى الحصول على مايلي: (47) :
 23.36 , و يتكون من منطقتين للتبادل (48) , كما يوصى
 بتركيب الفرن بمدخل وحدة الفصل لحل المشكل المطروح.

Résumé :

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs, et fixant en particulier les teneurs en sel et en eau.

En hiver à HAOUD BERKAOUI le traitement chimique par des agents anti-salinité et anti-paraffine destiné pour éviter le dépôt de sels contenus dans le brut est chère et moins efficace.

Le dimensionnement d'un four tubulaire est une nécessité.

Le calcul a abouti à un four tubulaire d'une hauteur de 23.36 m comprenant deux zones de transferts radiation (contient 47 tubes) et convection (contient 48 tubes), ce four doit être installé en amont de l'unité de séparation afin de résoudre le problème rencontré.

LISTE DES FIGURES

Chapitre I	
Figure I.1 : Structure organique d'aniline.....	7
Figure I.2 : Composition des paraffines.....	8
Figure I.3 : Composition des hydrocarbures cycliques saturés.....	9
Figure I.4 : Composition des hydrocarbures aromatiques.....	9
Figure I.5 : Les composés soufrés.....	10
Figure I.6 : Les composés azotés.....	10
Figure I.7 : Les composés oxygénés.....	11
Figure I.8 : La Composition du pétrole.....	13
Figure I.9 : Vue de la distillation atmosphérique de la raffinerie de Schwedt en Allemagne	14
Figure I.10 : Schéma de la distillation sous vide.....	15
Figure I.11 : Les produits du pétrole.....	17
Chapitre II	
Figure II.1 : La présentation de la chimie du méthane dans l'industrie pétrochimique.....	21
Figure II.2 : Produits issus de la distillation du pétrole brut.....	24
Chapitre III	
Figure III.1 : L'installation du four préchauffeur.....	29
Figure III.2 : Vue générale du centre Haoud Berkaoui.....	30
Figure III.3 : Station d'injection d'eau de Berkaoui.....	32
Figure III.4 : Vue générale ligne de compression gaz K103 A/B.....	34
Figure III.5 : Vue générale ligne de compression gaz K102 A/B.....	35
Chapitre IV	
Figure IV.1 : La répartition de l'énergie rayonnée.....	38
Figure IV.2 : Echangeur a tube en U.....	39
Figure IV.3 : Echangeur a plaque tubulaire fixe.....	40
Figure IV.4 : Schémas d'échangeur double tube.....	41
Figure IV.5 : Passage des fluides dans l'échangeur faisceaux calandre.....	42
Figure IV.6 : Schéma d'un réchauffeur direct.....	44
Figure IV.7 : Schéma d'un réchauffeur indirect.....	45
Figure IV.8 : Schéma d'un four classique.....	46
Figure IV.9 : Composants des fours.....	47
Figure IV.10 : Brûleur à solide.....	49

Figure IV.11 : Brûleur à liquide.....	49
Figure IV.12 : Brûleur combiné.....	49
Figure IV.13 : Schéma d'un four cylindrique.....	50
Figure IV.14 : Quelques fours cylindriques.....	51
Figure IV.15 : Les fours cylindriques verticaux.....	51
Figure IV.16 : Les fours dits "boîtes" à tubes verticaux.....	52
Figure IV.17 : Vue d'un four horizontal (cabine).....	53
Figure IV.18 : Les fours dits «cabines» à tubes horizontaux.....	53
Figure IV.19 : Les fours à chauffage par murs radiants.....	54
Figure IV.20 : Les fours dits à double.....	54
Chapitre V	
Figure V.1 : Diagramme des moments fléchissant.....	92

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre I

Tableau I.1 : Les normes des produits pétroliers.....	6
--	----------

Chapitre II

Tableau II.1 : Propriétés physiques des GPL.....	23
---	-----------

Tableau II.2 : Différentes utilisations du GPL.....	25
--	-----------

Chapitre IV

Tableau IV.1 : Les quantités de chaleurs des réactions de combustion.....	59
--	-----------

Tableau IV.2 : Les principaux constituants de fumées humides.....	59
--	-----------

Chapitre V

Tableau V.1 : Données de départ.....	68
---	-----------

Tableau V.2 : Caractéristiques physico-chimiques de combustible.....	68
---	-----------

Tableau V.3 : Les caractéristiques physico-chimiques de brut.....	69
--	-----------

Tableau V.4 : Composition du combustible.....	69
--	-----------

Tableau V.5 : Composition des fumées.....	72
--	-----------

Tableau V.6 : Résultats de calcul de la combustion.	73
---	-----------

Tableau V.7 : Paramètres de dimensionnement du four.....	89
---	-----------

Problématique :

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liants les producteurs, les transporteurs et les raffineurs, en fixant en particuliers les teneurs en sel et en eau.

La salinité des bruts est très variable d'un champ à un autre.

La chute de température et de pression pendant la production favorise la précipitation des paraffines qui se déposent dans le tubing ou en surface.

Ces paraffines sont constituées d'hydrocarbures contenant de 10 à 40 atomes de carbone. Selon le nombre de carbones qu'elles contiennent elles cristallisent dans plusieurs systèmes et certaines d'entre elles changent le système cristallin avec le temps.

Dans le champ de HBK les eaux produites avec le pétrole sont chargées de différents sels. Les sels les plus prédominants sont chlorure de sodium (**NaCl=70%**) et (**30%** autres sels tels que déchlorure de magnésium(**MgCl₂**), de déchlorure de calcium (**CaCl₂**) et de certaines particules solides (**SiO₂**, argile, résine, sable, sédiments...). Ces sels sont présents dans le brut sous deux formes :

- Sous forme cristaux.
- Dissous dans de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le brut et forment ainsi une émulsion.

Les dépôts de sels qui se forment au cours de l'exploitation représentent un grand problème pour la production.

La méthode de utilisée à HBK est le traitement chimique par injection d'un agent émulsionnant EC2216A (anti salinité) et un anti dépôts de paraffines PROCHINOR AP104 (qui est très cher) dans l'eau de lavage par une pompe doseuse.

En hiver le traitement des sels n'est pas efficace à cause de la diminution de la température d'huile, cette diminution consiste à former des dépôts de paraffines ces dernières renferment dans leurs molécules les cristaux de sel et forment une couche isolante des milieux extérieures ce qui les protègent de l'agent EC2216A.

Sous l'effet de formation des dépôts de paraffines une quantité importante des sels va rester dans l'huile et après un simple chauffage au cours de la production ces sels vont apparaître dans le brut et causer plusieurs problèmes.

Dans ce mémoire on va essayer de dimensionner un four pour le préchauffage de brut comme une solution finale pour éviter ces dépôts.

Introduction générale

Le pétrole a pris une place considérable dans la civilisation, non seulement parce qu'il est un producteur d'énergie qui avec le gaz naturel fournit les 60% des besoins énergétiques mondiaux, de plus les hydrocarbures qui le composent permettent en outre la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et des produits pétrochimiques à savoir les caoutchoucs synthétiques, matières plastiques, fibres synthétiques, solvants, détergents ...etc., dont la variété ne cesse d'augmenter.

L'industrie de pétrole est basée sur des procédés chimiques comme le reformage catalytique, craquage catalytique, isomérisation et sur des procédés physiques de séparation comme l'extraction, la distillation, l'adsorption ...etc.

Les échanges internationaux en matières pétrolières, que ce soit brut ou produits finis, sont régis par des contrats ou des réglementations de vente répandant à des spécifications assurant le transport, l'exploitation et l'utilisation des produits finis. En effet, ces spécifications offrent à l'utilisateur une garantie de qualité.

De ce fait, l'Algérie figure sur l'échelle internationale avec des réserves moyennes en pétrole brut contenu dans une multitude de gisements éparpillés à travers le bassin saharien. Le principal entre eux est le gisement de HASSI-MESSAOUD.

Suite aux développements et aux recherches qui ont été effectuées sur le pétrole, un certain nombre de spécifications ont été fixées par les transporteurs et les raffineurs en vue d'évaluer sa qualité et son mode de traitement.

Le brut expédié à partir du centre industriel sud de HASSI-MESSAOUD ne répond pas aux spécifications commerciales en qualité de TVR, le premier responsable du réglage de la TVR est la vérification de sa composition en éléments légers. Et dans le souci d'expédier un brut répondant aux normes, il faut réaliser une modification sur l'installation pour augmenter le dégazage de brut, donc améliorer la TVR.

Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Il est la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole et le charbon. L'usage du gaz naturel

dans l'industrie, les usages domestiques puis la production d'électricité, se développait rapidement depuis les années 1970 et était sur le point de devancer le charbon.

Cependant, avec le renchérissement observé depuis le début du XXI^e siècle. Les tassements dans la consommation des pays développés, les besoins des pays émergents et les progrès réalisés dans le traitement du charbon, ce dernier tend à retrouver un certain essor.

Dans la perspective de cette étude, le calcul s'est basé sur le choix d'un four tubulaire. Ainsi, on déterminera qu'elles sont les zones de transfert qui sont prises en considération.

On peut dire que le travail se divisera en deux parties, une partie théorique qui contient une généralité sur le pétrole, le gaz naturel et le GPL, et aussi la présentation du centre de HAOUD BERKAOUI. Et enfin, on parlera de la théorie du transfert de chaleur en général avec une présentation des différents types d'échangeurs et des fours pétrochimique.

Et l'autre partie est basée sur la détermination des différents paramètres et calcul au niveau du four étudié. Ce mémoire portant sur l'étude et dimensionnement d'un four pétrochimique, est divisé en cinq chapitres:

- Le chapitre un concerne la généralité sur le pétrole.
- Le chapitre deux se rapporte à une description du gaz naturel et du GPL.
- Le chapitre trois est consacré à la description du centre HAOUD BERKAOUI.
- Le chapitre quatre se rapporte à une description de la théorie de transfert de chaleur.
- Enfin, le cinquième chapitre, ou partie calcul, dans laquelle on aborde successivement un calcul de combustion, le bilan thermique du four, calcul de la zone de radiation et celle de convection et enfin on fera un calcul mécanique en vue de vérification des dimensions choisis.

1

Généralités sur le pétrole

Introduction :

Dans le cadre de la stratégie globale du développement du pays ; l'industrialisation joue un rôle prépondérant par la création des industries nécessaires et indispensables à une économie nationale indépendante. Les branches d'industrie sont nombreuses et parmi elles celles des hydrocarbures dont la matière de base est le pétrole et le gaz.

I.1. Origine :

Ces dépôts de surface de pétrole brut sont connus depuis des milliers d'années. Dans les régions où ils sont apparus, ils furent longtemps utilisés à des fins aussi limitées que le calfatage des bateaux, l'imperméabilisation des vêtements et l'allumage des torches. À la Renaissance, certains dépôts de surface étaient distillés dans le but d'obtenir des lubrifiants et des produits médicaux, mais la véritable exploitation du pétrole brut ne commença pas avant le XIX^e siècle. La révolution industrielle entraîna la recherche de nouveaux combustibles et les bouleversements sociaux qu'elle entraîna créèrent un besoin d'un pétrole peu cher et de bonne qualité pour les lampes. Toutefois, l'huile de baleine n'était accessible qu'aux riches, les bougies de suif avaient une odeur désagréable et les becs de gaz n'existaient que dans les maisons et appartements modernes des zones urbaines.

La recherche d'un meilleur combustible de lampe entraîna une forte demande d'huile de roche — c'est-à-dire de pétrole brut — et, vers le milieu du siècle dernier, de nombreux scientifiques développèrent des procédés permettant d'en faire un usage commercial. C'est ainsi que James Young, parmi d'autres en Angleterre, commença à fabriquer différents produits à partir de pétrole brut, mais il s'orienta par la suite vers la distillation du charbon et l'exploitation des schistes bitumeux. Le physicien et géologue canadien Abraham Gessner déposa en 1852 un brevet pour obtenir, à partir du pétrole brut, un combustible pour lampe à bas prix, brûlant sans résidu, appelé pétrole lampant; en 1855, un chimiste américain, Benjamin Silliman, publia un rapport indiquant la gamme de produits utiles pouvant être obtenus par distillation du pétrole.

C'est ainsi que débuta la recherche de plus grosses sources d'approvisionnement en pétrole brut. Le fait que les puits creusés pour l'eau et le sel présentent parfois des infiltrations de pétrole était bien connu. L'idée de forages pétroliers fit donc naturellement son chemin. Les premiers puits furent forés en Allemagne en 1857-1859.

L'initiative qui rencontra le plus grand retentissement fut cependant celle d'Edwin L. Drake en 1859, près d'Oil Creek, en Pennsylvanie. Drake, qui travaillait sous contrat pour l'industriel américain George H. Bissell, procéda à des forages pour trouver la «nappe mère», origine des affleurements de pétrole de Pennsylvanie occidentale. Si Drake extrayait un pétrole de type paraffine, d'écoulement aisé et facile à distiller et si le puits était peu profond, sa réussite n'en marquait pas moins le début de l'industrie pétrolière moderne. Le pétrole fit rapidement l'objet de toute l'attention de la communauté scientifique, et des hypothèses cohérentes furent émises quant à sa formation, sa remontée à travers les couches terrestres et son emprisonnement. Avec l'invention de l'automobile et les besoins en énergie issus de la Première Guerre mondiale, l'industrie du pétrole devint l'un des fondements de la société industrielle.

I.2. Caractéristique du pétrole :

I.2.1. Les caractéristiques physico-chimiques du pétrole :

La connaissance des caractéristiques physique du pétrole brut va conditionner le traitement initial (séparation sur champ de production, séparation des gaz associés et stabilisation), le transport, le stockage et bien entendu le prix.

Une analyse détaillée des propriétés des produits qui en sont issu est d'une importance technique et économique primordiale, car elle va permettre au raffineur de faire un choix pour sélectionner les charges des différentes unités de séparation, de transformation et de conversion afin de satisfaire les exigences du marché dans les meilleurs conditions.

I.2.2. Caractéristiques générales :

I.2.2.1. La viscosité :

Définition: la viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due aux frottements des molécules qui glissent les unes contre les autres.

On définit 3 viscosités :

La viscosité absolue ou dynamique : $\mu = (F/S) (dx/dV)$.

μ : pascal-seconde, centipoise, F : force résistante, S : surface, dx : distance entre les deux couches, dV : vitesse.

La viscosité cinématique : $\nu = \mu/\rho$ en m^2/s ou en centistokes ($1cSt = 1 mm^2/s$).

La viscosité relative : c'est le rapport de la viscosité du produit à celle de l'eau à 20°C.

I.2.2.2. Le volume molaire :

Le volume molaire est le volume d'une mole de cette substance dans les CNTP.

En général, le volume molaire augmente si le nombre de carbone diminue. En première approximation, on peut supposer l'additivité des volumes molaires.

Il existe beaucoup de corrélations, par exemple Riazi-Daubert propose:

$$V_m = 17,6211; 110 > 159 T_e b : 12,12629 S p G r : 1 > 11,8688$$

I.2.2.3. La masse molaire :

La masse molaire est la masse d'une molécule de cette substance. Si on connaît sa composition, on applique la loi d'additivité.

I.2.2.4. Teneur en eau et sédiments :

L'eau contenu dans le pétrole est chargée en sels, émulsionnée avec une grande quantité de sable, d'asphaltène, ...etc.

La mesure se fait par centrifugation du produit dilué dans du benzol. L'eau et les sédiments plus lourds se regroupent au fond de l'éprouvette. Les normes utilisées sont : ASTM D96, NF M07-020 et NF T60-113.

I.2.2.5. Teneur en sels et chlorures :

La teneur en sels est liée en grande partie à la teneur en eau. Les sels généralement présents sont NaCl, MgCl₂ et CaCl₂. Leur présence est due soit au contact avec de l'eau salée du gisement, soit avec l'eau de mer lors du transport.

Méthode de mesure : AFNOR NF M07-023.

La prise d'essai est épuisée à l'eau en présence d'un solvant et d'un agent émulsifiant. Les chlorures sont dosés volumétriquement dans l'extrait aqueux.

Si l'extrait contient des sulfures, il faut les éliminer avant titrage. [1]

I.2.2.6. Tension de Vapeur Reid :

La tension de vapeur d'un liquide mesure sa tendance à s'évaporer pour une température donnée. C'est la pression pour laquelle s'établit l'équilibre liquide-vapeur. Un liquide est d'autant plus volatil que sa pression de vapeur est forte.

La tension de vapeur Reid ou TVR se détermine au laboratoire suivant la norme ASTM D 323 pour les essences et ASTM D 1267 pour les gaz liquéfiés.

- Le volume de la chambre à air est environ de 550 cm³.
- Le volume de la cuve à échantillon est de 140 cm³.

Elle est mesurée à la température de 37,8°C (100°F) et s'exprime en kg/cm², psi ou mbar.

La TVR des essences est comprise le plus souvent entre 400 et 1200 millibars.

Dans le cas des GPL, on mesure directement la tension de vapeur vrai.

I.2.2.7. Point d'éclair :

C'est la température à laquelle la quantité de vapeur dégagée est assez importante pour pouvoir provoquer une explosion (important à connaître pour des raisons de sécurité), (les limites d'explosivité).

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair des pétroles brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers. Elle indique la volatilité d'un brut et aide au calcul des pertes par évaporation lors du stockage.

La norme utilisée varie avec la nature du produit (léger, lourds) :

Coupe pétrolières	Désignation	Norme ASTM
Solvants – kérosène	Tag closedcup Abel	D56
Gasoil ; Huile ; Fioul	Luchaire Cleveland	D92
	Pensky-Martens- closedcup	
Bitumes fluxés		D93

Tableau I.1: Les normes des produits pétroliers. [1]

I.2.2.8. Point de feu :

Après avoir atteint le point d'éclair, si on continue de chauffer notre échantillon, on obtient une flamme stable : c'est le point de feu.

Il est de quelques degrés (généralement de 2 à 4 °C) au-dessus du point éclair.

I.2.2.9. Point d'écoulement en °C :

C'est la température de passage du pétrole brut de l'état solide à l'état liquide. Il caractérise la fluidité et la pompabilité à basse température. Le point d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement entre -60°C et +30°C.

I.2.2.10. Point de trouble :

C'est la température à laquelle les hydrocarbures paraffiniques, normalement dissous dans le mélange commencent à se solidifier et à se séparer lorsque le produit est refroidi dans des conditions normalisées (norme ASTM D 97).

I.2.2.11. Point de goutte des graisses lubrifiantes :

C'est la température à laquelle une graisse passe de l'état semi-solide à l'état liquide dans les conditions normalisées (norme ASTM D 566).

Le principe de la mesure consiste à chauffer la graisse lubrifiante à une vitesse définie dans un récipient normalisé jusqu' à un changement d'état permettant la chute d'une goutte.

I.2.2.12. Point de ramollissement des bitumes :

C'est la température à laquelle un produit bitumineux atteint un certain degré de ramollissement dans des conditions normalisée (ASTM D 36). Cette norme consiste à placer une bille d'acier d'une masse déterminée sur une prise d'essai du produit. La température à laquelle la prise d'essai devient assez molle pour que la bille pénètre dans le produit bitumineux d'une hauteur déterminée correspond au point de ramollissement.

I.2.2.13. Point d'aniline :

C'est la température la plus basse à laquelle des volumes égaux d'aniline et de produit à analyser sont complètement miscible, la rupture de la miscibilité étant le point d'aniline. Le point d'aniline est en relation avec l'aromaticité du produit.

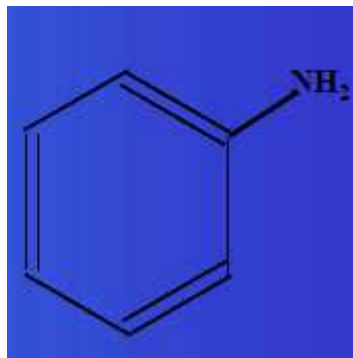


Figure I.1 : Structure organique d'aniline. [1]

I.3. Classification du pétrole :

Après la découverte d'un gisement du pétrole et avant leur traitement en appliquant les divers procédés du raffinage, le pétrole doit subir au niveau du laboratoire, certaines analyses afin de le classer.

Les éléments essentiels qui composent le pétrole sont, le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures.

Parmi les composants du pétrole on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote dont la teneur varie entre 1 % et 7 % en fonction de type du pétrole.

On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole du Cl, P, Si, As et les métaux K, Na, Fe, Ni et enfin presque tous les éléments du tableau périodique de MENDELIEVE.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements.

On distingue trois sortes de classifications :

I.3.1. Méthode chimique :

Cette méthode est basée sur la prédominance d'hydrocarbure qui constitue le pétrole, on distingue :

I.3.1.1. Pétroles paraffiniques : (alcanes)

Dans ces pétroles prédominant les hydrocarbures paraffiniques. Les pétroles paraffiniques d'un poids spécifique relativement faible, contiennent de la paraffine solide, et donnent souvent à la distillation une proportion importante de fractions légères, presque exclusivement composés des hydrocarbures saturés aliphatiques de la série du méthane (paraffines).

Ex : Pétrole de Pennsylvanie.

Ce sont des hydrocarbures saturés de formules brute C_nH_{2n+2} et se sont :

- Des gaz (C_1 à C_4) : Qui peuvent être utilisés comme combustibles ménagers et industriels ou comme matière première pour la pétrochimie (pour l'obtention des alcools gras, noir de carboneetc.).
- Des liquides (C_5 à C_{16}) : Dans les conditions normales de pression et de température ils font partie intégrante de l'essence, kérosène et de gasoil, mais ils peuvent être utilisés comme matière première pour la pétrochimie pour l'obtention des alcools gras et des acides gras et des détergents.
- Des solide (C_{17} et plus ; à la température ambiante) : Ils font partie intégrante des paraffines et des résines et sont utilisées pour la fabrication des bougies, des allumettes...etc. [1]

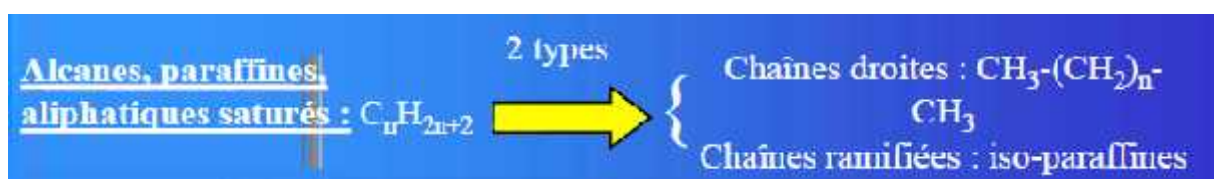


Figure I.2 : Composition des paraffines. [1]

I.3.1.2. Pétroles naphténiques ou cycliques :

Ils contiennent principalement les hydrocarbures naphténiques. Ce sont les pétroles de la région de Bakou, de Californie ... etc.

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés de formule brute C_nH_{2n} . Le pétrole à base naphténiq ue est utilisé pour l'obtention des huiles car ils possèdent un grand indice de viscosité, mais aussi ce sont des bons composants des carburéacteurs à cause de leur grand pouvoir calorifique.

Les propriétés des hydrocarbures naphténiques se trouvent comprises entre celles des paraffiniques et celles des aromatiques.

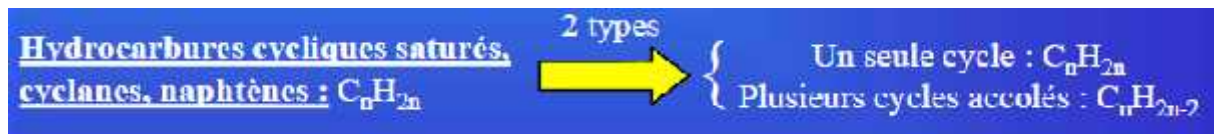


Figure I.3 : Composition des hydrocarbures cycliques saturés.[1]

I.3.1.3. Pétroles aromatiques :

En général ils donnent, proportionnellement, plus de fractions lourdes. Les fractions légères renferment, à côté de peu de carbures méthanoïques relativement, des hydrocarbures saturés cycliques (naphténes) et des hydrocarbures aromatiques.

Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés, le premier nombre de cette famille est le benzène.

Le benzène est désiré dans les essences car il améliore son indice d'octane.

Les hydrocarbures aromatiques à plus grande masse moléculaire se trouvent dans le kérosène et le gasoil et la majeure partie dans les huiles.

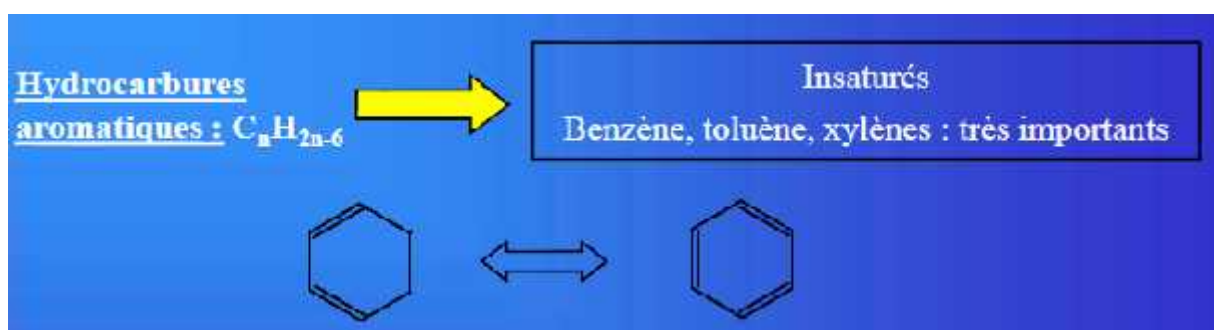


Figure I.4 : Composition des hydrocarbures aromatiques. [1]

Plus de ces trois principaux groupements il existe dans le pétrole :

⇒ **Composés sulfurés :**

Pratiquement tous les pétroles contiennent des composés sulfurés et leurs teneurs varient largement d'un pétrole à un autre.

Ex : Le brut de HASSI MASSAOUD contient approximativement 0,14 %, ces composés sont très corrosifs pour les appareils et les machines et ce sont des poisons pour les catalyseurs.

Ils diminuent l'indice d'octane des essences et ils forment des gommages dans les essences, on les divise généralement en trois parties :

- Les composés sulfurés à base d'acide (H_2S : acide sulfurés, RSH : mercaptans), ils peuvent se dissoudre dans l'eau et donner l'acide sulfurique H_2SO_4 (corrosif).
- Les sulfures et les polysulfures ($R-S-R'$ sulfures, $R-SS-R'$ polysulfures), avec l'augmentation de température il y a formation de H_2S et $R-SH$.
- Les composés sulfurés à grande masse moléculaire, se trouvent principalement dans les mazouts et les goudrons.

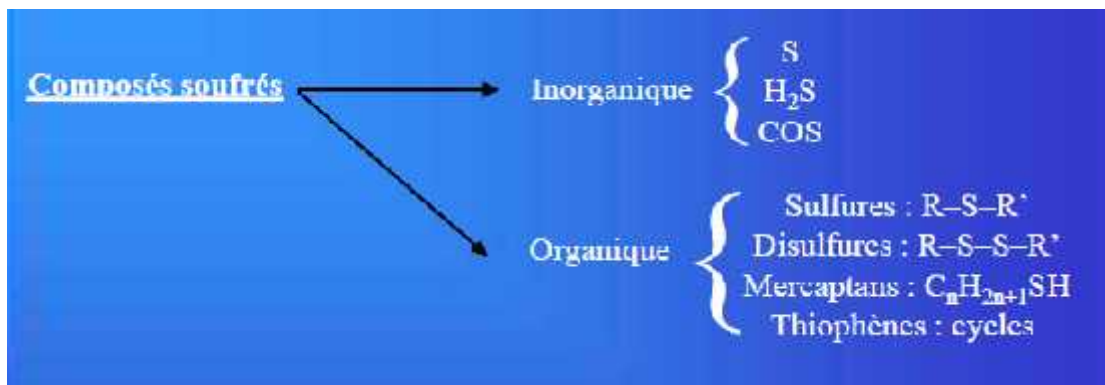


Figure I.5 : Les composés sulfurés. [1]

⇒ **Composés azotés**

Ils sont indésirables dans le pétrole et les produits pétroliers, ils sont toxiques pour les catalyseurs.

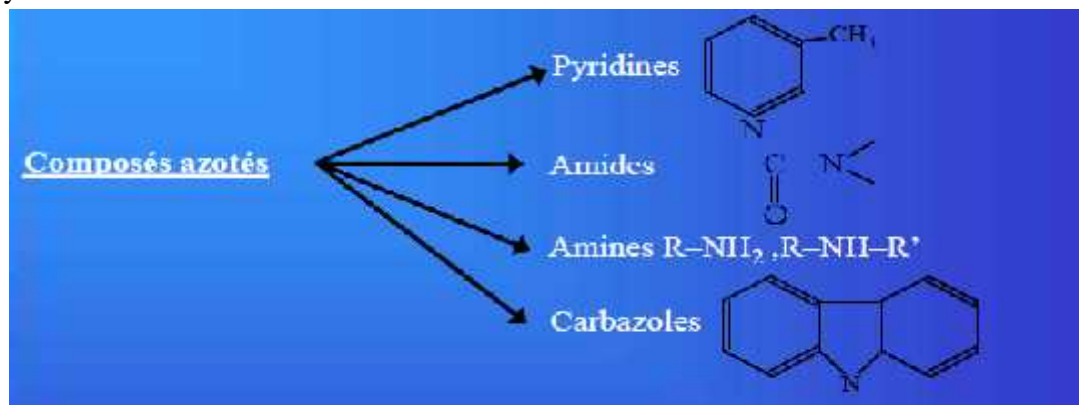


Figure I.6 : Les composés azotés.[1]

⇒ **Composés oxygénés :**

Pratiquement tous les pétroles renferment des composés oxygénés, ce sont des homologues de phénol et des acides naphthéniques $R-COOH$ qui se concentrent principalement dans les gasoils et les huiles.

Les acides naphténiques forment un bon additif pour les huiles (qui augmente la détergence), et peuvent être aussi utilisés comme engrais ou comme aliments des poulets.

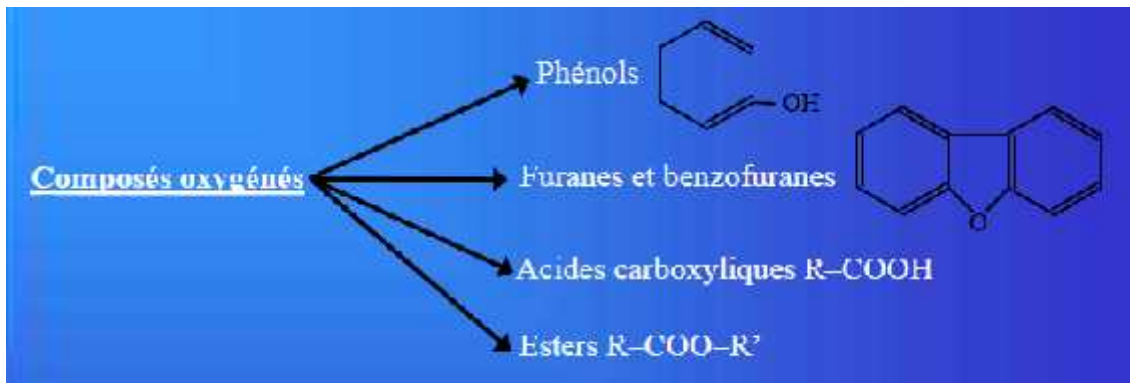


Figure I.7 : Les composés oxygénés. [1]

I.3.1.4. Pétroles mixtes :

Les pétroles mixtes sont :

- ⇒ Paraffino - Aromatiques.
- ⇒ Paraffino - Naphténiques.
- ⇒ Naphteno - Aromatiques.
- ⇒ Paraffino - Naphteno - Aromatiques.

I.3.2. Classification industrielle :

Le pétrole est classé selon la densité en :

1. Pétrole léger avec

$$\rho_{15}^{15} < 0,828.$$

2. Pétrole moyen avec

$$0,828 < \rho_{15}^{15} < 0,884.$$

3. Pétrole lourd avec

$$\rho_{15}^{15} > 0,884. \quad [6]$$

I.3.3. Méthode technologique (marchande) :

Cette méthode est basée sur la connaissance de la :

I.3.3.1. La teneur en soufre :

Le pétrole se divise en trois classes :

- A faible teneur, lorsque le pétrole ne contient pas plus de 0,5 %.

- A moyenne teneur, lorsque le pétrole contient entre 0,5 à 2%.
- Sulfureux lorsque sa teneur est supérieure à 2%.

I.3.3.2. la teneur potentielle en fractions claires :

- Teneur élevée > 45% (pétrole léger).
- Teneur moyenne entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible < 30% (pétrole lourd).

La méthode technologique est la plus complète et permet de choisir le schéma adéquat de traitement. Cependant, l'impression de cette classification augmente au fur et à mesure que le poids moléculaire augmente.

Il apparaît donc important de mettre sur le pétrole brut une autre étiquette que celle de leur classe. A ces fins, différents facteurs ont été proposés faisant intervenir de leur classement des relations plus ou moins complexes, mais permettant toute fois de classer le pétrole brut en groupes bien définis chimiquement. C'est le cas notamment du facteur de caractérisation Kuop.

Nelson, Watson et Murphy de la société UOP (Universel – Oil – Products) ont proposé en 1937 la formule suivante qui définit le facteur de caractérisation Kuop.

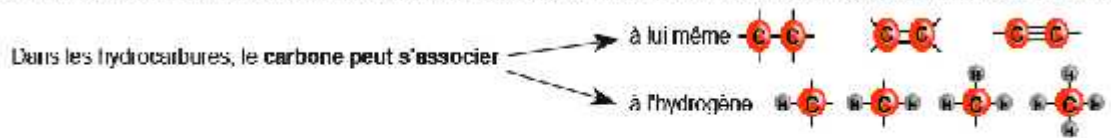
$$K_u = \frac{\sqrt[3]{T} \text{ (}^\circ\text{R)}}{S \cdot g \text{ (60 / 60)}}$$

Où

$$K_u = \frac{1,216 \sqrt[3]{T} \text{ (K)}}{d_1^1}$$

Où **Tm(K)**, **Tm (°R)** : Température moyenne d'ébullition exprimée en Kelvin et en degré Rankine. [6]

Le pétrole est composé de molécules exclusivement constituées d'atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H) : les **hydrocarbures**.



On les classe selon la façon dont sont reliés les atomes de carbone et d'hydrogène :


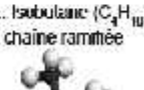
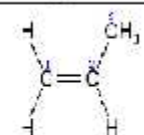
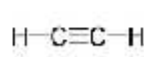
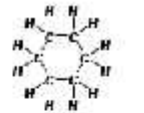
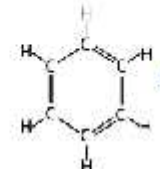

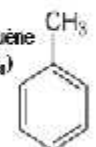
▶ les alcanes (ou paraffines)	quasi-totalité des gaz naturels et essentiel des pétroles usuels	liaisons simples C - C	$C_n H_{2n+2}$	 ex.: Propane (C ₃ H ₈) chaîne linéaire  ex.: Isobutane (C ₄ H ₁₀) chaîne ramifiée
▶ les alcènes (ou oléfines)	principales matières de base des plastiques, solvants, cosmétiques	au moins une liaison double C = C	$C_n H_{2n}$	ex.: Propylène (C ₃ H ₆) > polypropylène 
▶ les alcynes	agents de synthèse en laboratoire	au moins une liaison triple C ≡ C	$C_n H_{2n-2}$	ex.: Acétylène (C ₂ H ₂) → flammes haute T° (soudure) 
▶ les naphtés (ou cycloalcanes)	solvants et intermédiaires de la pétrochimie	base = cycle à 5 ou 6 atomes de carbone avec liaisons simples	$C_n H_{2n}$	ex.: Cyclohexane (C ₆ H ₁₂) 
▶ les aromatiques	solvants et produits de départ pour divers procédés industriels	base = cycle(s) avec alternance de liaisons simples et doubles (benzène)		ex.: toluène (C ₇ H ₈)  ou  benzène (C ₆ H ₆) 

Figure I.8 : LaComposition du pétrole. [2]

I.4. Traitement et raffinage du pétrole :

Pour obtenir la multitude de produits qui déterminent notre quotidien, le pétrole brut doit être fractionné et raffiné. Le brut n'est pas un produit homogène, mais un mélange complexe d'hydrocarbures des plus divers, de faibles quantités de soufre et de traces d'oxygène, d'azote et de métaux.

I.4.1. Distillation à la raffinerie :

A la raffinerie, ce mélange est chauffé à une température élevée, puis fractionné en différents liquides par distillation – même processus pour l'alcool obtenu par distillation du vin ou du cidre. La distillation sépare le pétrole en diverses fractions, en fonction de leurs différents points d'ébullition. On obtient ainsi du gaz liquéfié, de l'essence, du kérosène, du gasoil (mazout et diesel), de l'huile de chauffage lourde (fioul lourd) et du bitume. La distillation ne forme pas de nouvelles liaisons chimiques, mais fractionne seulement le pétrole en produits distincts, dont les quantités respectives varient sensiblement selon le type de brut traité. C'est ce qu'on appelle la production liée, phénomène caractéristique de la fabrication des produits pétroliers. [3]

I.4.2. Distillation atmosphérique :

La distillation atmosphérique est un procédé de distillation qui consiste à séparer les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole brut. C'est la première étape du raffinage du pétrole. Son fonctionnement est fondé sur la différence des températures d'ébullition de chacun des produits purs contenus dans le pétrole.

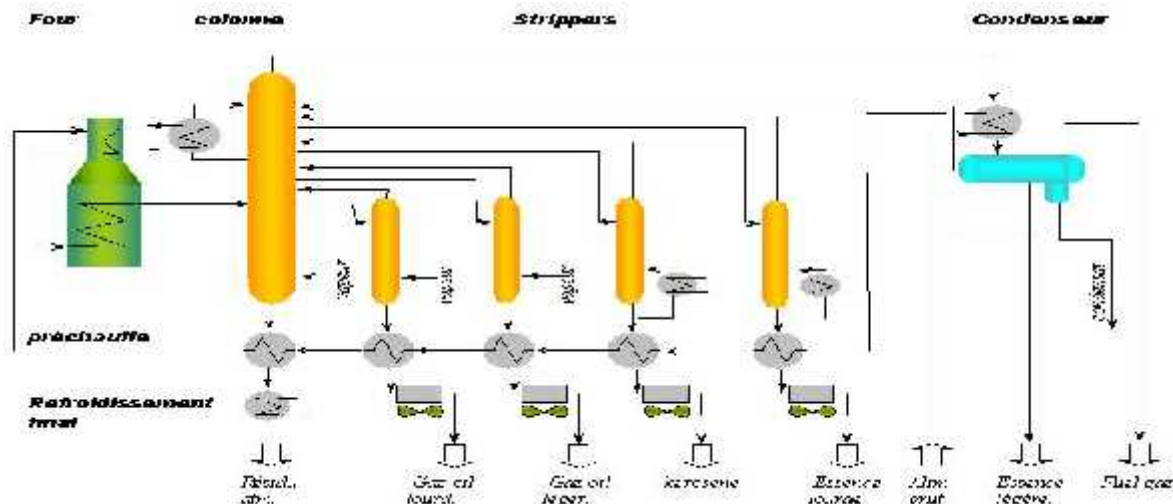


Figure I.9 : Vue de la distillation atmosphérique de la raffinerie de Schwedt en Allemagne.

On voit le four de chauffe à gauche et la colonne de distillation au centre. Sur sa droite immédiate la structure d'un stripper latéral. Le train de préchauffe est situé en dessous.

Ainsi qu'il apparaît du schéma ci-dessus, on soutire les divers produits de la distillation en des emplacements situés à des hauteurs distinctes de la colonne. Les produits les moins volatils sont obtenus vers le fond de colonne, et les vapeurs sont obtenues au sommet. Avant d'être expédiés hors de l'unité de production tous les produits doivent être refroidis, et on utilise la chaleur ainsi récupérée pour chauffer le pétrole brut alimentant l'installation. Les échangeurs de chaleur qui permettent ainsi de préchauffer la charge tout en refroidissant les produits sont à faisceau tubulaire horizontal. Ils sont en général disposés côte à côte empilés deux par deux et forment à eux tous le « train d'échange » ou « train de préchauffe » de l'unité. Le complément de chauffe de la charge est assuré par le four. Le complément de refroidissement des produits est assuré par des refroidisseurs qui sont le plus souvent des aéroréfrigérants. Il convient de noter également qu'à moins de donner à la colonne principale une hauteur excessive, on ne parvient pas à séparer les produits de manière convenable par simple distillation. Pour améliorer l'efficacité, tout en restant dans des dimensions vraisemblables, on effectue sur les liquides intermédiaires une désorption des gaz dans des colonnes plus petites dans lesquelles la distillation est comme accélérée par l'injection de vapeur d'eau. On donne à ces colonnes auxiliaires le nom anglais de « stripper ». [3]

Du haut en bas de la colonne, on soutire ainsi :

- ⇒ La tête de colonne de laquelle on sépare le gaz du liquide (essence légère) par refroidissement.

- ⇒ L'essence lourde (naphta).
- ⇒ Le kérosène.
- ⇒ Le gasoil léger.
- ⇒ Le gasoil lourd.
- ⇒ Le résidu atmosphérique (fond de colonne).

I.4.3. Distillation sous vide :

Les produits lourds extraits du fond de la colonne de distillation atmosphérique ne peuvent pratiquement plus être séparés en augmentant la température de distillation. En effet, au-delà des 360° environ auxquels on porte le pétrole brut dans la distillation atmosphérique, commencent les phénomènes de craquage thermique. Cela changerait la nature chimique des produits. Pour isoler ces produits, on les distille donc à des températures similaires, mais sous pression réduite. Les installations qui pratiquent cette opération sont les unités de distillation sous vide.

La fraction lourde des produits de la distillation atmosphérique y est d'abord chauffée, puis envoyée dans une autre colonne moins haute, mais plus épaisse, et qui comporte moins de plateaux. On l'appelle colonne de distillation sous vide. Comme dans les strippers atmosphériques, la distillation est souvent accélérée par une injection de vapeur d'eau. [3]

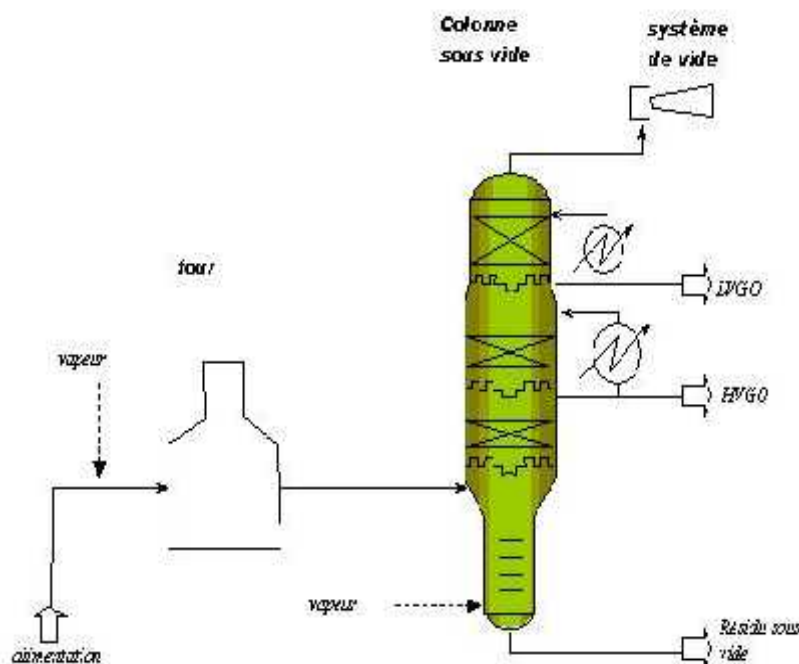


Figure I.10 : Schéma de la distillation sous vide.

Les produits séparés par distillation sous vide sont moins nombreux que ceux isolés par distillation atmosphérique. On se contente en général de deux coupes intermédiaires en plus des soutirages de tête et de fond. Ces produits que l'on appelle gasoil sous vide lourd et léger respectivement, sont également fréquemment désignés par leur abréviation anglaise de LVGO et HVGO (Light et Heavy Vacuum GasOil).

Le système de vide est le plus souvent constitué d'éjecteurs qui sont des appareils dans lesquels de la vapeur est violemment détendue, et qui aspirent le gaz par effet Venturi. La phase gazeuse récupérée en haut de colonne est essentiellement constituée de vapeur qui est condensée par un système d'aéroréfrigérants. [3]

I.4.4.Craquage :

Dans la vie de tous les jours, la demande porte essentiellement sur des produits légers, comme les carburants et le mazout (appelé aussi huile de chauffage extra-légère HEL).

La demande d'huile de chauffage lourde (fioul lourd), en revanche, diminue d'année en année, notamment en Suisse. D'où l'intérêt des raffineries d'augmenter la production de produits légers. C'est pourquoi, de nombreuses raffineries modernes sont équipées d'une unité de craquage, procédé qui consiste à casser les grosses molécules des fractions lourdes du résidu, en molécules plus petites à plus forte valeur ajoutée.

Trois procédés de craquage caractérisent les raffineries modernes:

- craquage thermique,
- craquage catalytique
- hydroconversion.

I.4.5.Raffinage :

Après les opérations de distillation et de craquage, commence le raffinage proprement dit: l'élaboration des produits obtenus. Cela comprend, d'une part, la transformation chimique des hydrocarbures en liaisons de plus haute valeur (conversion) et, d'autre part, l'élimination de substances indésirables (par exemple le soufre). Le reformage et l'isomérisation sont des procédés de modification de la structure moléculaire des hydrocarbures. Ils sont utilisés, par exemple, pour améliorer l'indice d'octane, c'est-à-dire renforcer la résistance de l'essence à la compression et à l'auto-allumage.

I.4.6.Désulfuration :

La désulfuration des combustibles et des carburants profite à l'homme et l'environnement.

En Suisse, l'Ordonnance sur la protection de l'air (Opair) limite les teneurs en soufre de l'essence, du diesel, du mazout et du kérosène. Le soufre est un composant naturel du pétrole. La teneur en soufre varie fortement selon la provenance du brut.

Les raffineries doivent désulfurer les produits afin de satisfaire aux valeurs prescrites dont la limite s'abaisse constamment. L'opération de désulfuration consiste à transformer les composés du soufre en hydrogène sulfuré par hydrogénation catalytique. Les fractions à traiter, mélangées à de l'hydrogène, passent, sous haute pression et haute température, à travers un catalyseur où le soufre se combine avec l'hydrogène pour donner de l'hydrogène sulfuré. Ce dernier est traité ensuite dans une autre installation où l'on récupère le soufre, matière première pour l'industrie chimique. Aujourd'hui, toutes les qualités d'essence et de diesel commercialisées en Suisse sont quasiment exemptes de soufre. [3]

I.4.7. Produits obtenus :

L'exploitation de cette énergie fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides, fioul, gazole, kérosène, essence, GPL. Tandis que le naphta produit par le raffinage est à la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels, plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques (élastomères), détergents, adhésifs, engrais, cosmétiques, etc. Et que les fractions les plus lourdes conduisent aux bitumes, paraffines et lubrifiants. et les produits obtenue par le raffinage est :

Propane , l'essence aviation, carburant auto, supercarburant butane, naphta lourd, kérosène, jet A1, gasoil moteur, gasoil de chauffage, gasoil marine et fioul BTS,

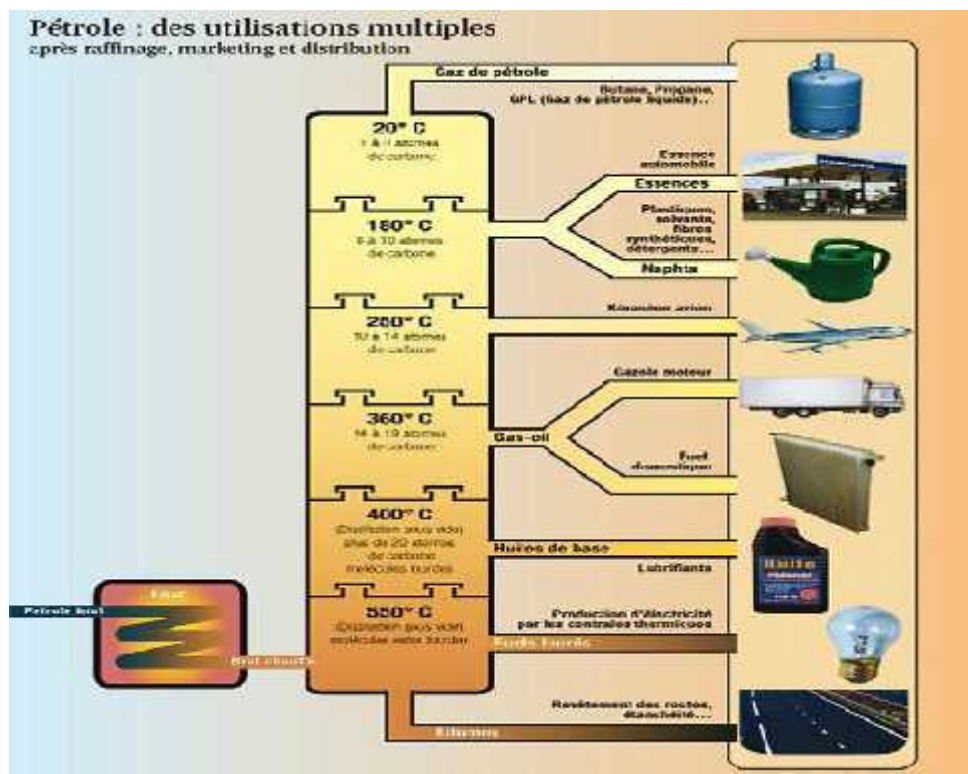


Figure I.11 : Les produits du pétrole

Conclusion

Pour conclure, nous pouvons retenir que le pétrole est une ressource épuisable puisque celui-ci met des milliers d'années à se former, et que bientôt nous ne pourrions plus utiliser ses gisements car ceux-ci sont pratiquement tous exploités par l'homme. Son indispensabilité vient du fait qu'il nous sert pour tout dans la vie quotidienne. En effet, nous en avons besoin pour rouler une voiture, voler en avion, s'alimenter mais aussi pour s'habiller. Etant à la base de plusieurs composants, il est traité dès son extraction dans des raffineries, puis il est mis en circulation après avoir subi des modifications ayant pour base la pétrochimie.

2

Généralités sur le gaz naturel et le GPL.

Introduction :

L'utilisation du gaz naturel est principalement destinée à la production de chaleur pour la cuisson et le chauffage ainsi qu'à la production d'eau chaude, notamment chez les particuliers et dans le secteur tertiaire. La climatisation fait également partie des usages réguliers du gaz naturel, comme dans les bureaux, les hôtels et les centres commerciaux.

Dans l'industrie, le gaz naturel est utilisé comme matière première dans la pétrochimie et le raffinage et il est également source d'énergie pour la production de chaleur (chauffage, four...) et d'électricité, comme le font les cogénérations.

Le gaz naturel présentant un bilan environnemental plus favorable que les autres énergies fossiles, les émissions de CO₂ des centrales électriques à gaz sont, par exemple, deux fois moins élevées que celles des centrales à charbon.

Enfin, depuis quelques années, le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé en France comme carburant pour les véhicules (GNV). Plusieurs millions de véhicules au gaz naturel roulent dans le monde, des véhicules légers aux camions-bennes, en passant par les bus et camions.

II.1. Le gaz naturel :

II.1.1. Caractéristiques du gaz naturel :

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes :

II.1.1.1. Densité :

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

II.1.1.2. Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m³).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

Pouvoir calorifique supérieur (PCS):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

II.1.2. Les types de gaz naturel :

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et de température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer.

II.1.2.1. Le gaz sec :

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

II.1.2.2. Le gaz humide :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

II.1.2.3. Le gaz à condensât :

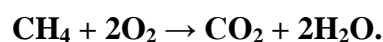
Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.

II.1.2.4. Le gaz associé :

C'est un gaz de couverture qui existe avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole). [5]

II.1.3. Utilisation du gaz naturel :

Le gaz naturel est l'un des combustibles fossiles les moins polluants. En théorie, si sa combustion était parfaite et complète, il n'émettrait que de l'eau et du dioxyde de carbone selon la réaction :



S'il ne produit jamais de suies (particules de 10 à 100 nm), une étude publiée en 2008 montre qu'un brûleur normal de chauffe-eau au gaz ou de gazinière produit des particules ultrafines ou des nanoparticules (de 1 à 10 nanomètres de diamètre). Dans une chaudière à condensation, leur taux est plus bas (0,1 mg.Nm⁻³ ou milligramme par normo-mètre cube) grâce à une combustion optimisée, mais un brûleur normal de gazinière engendre des taux particulaires bien plus élevés (5 mg.Nm⁻³) ainsi d'ailleurs qu'une « quantité significative » d'hydrocarbures aromatiques polycycliques qui pourraient peut-être interagir avec ces nanoparticules. [9]

Comme tous les combustibles fossiles, sa combustion rejette du dioxyde de carbone (CO₂) : 56,9 kg et par giga joule PCI de chaleur produite (contre 73,8 pour le fioul domestique et 96 pour le charbon) ; par rapport au charbon et au pétrole, les émissions sur le cycle complet « du puits au brûleur » et pas seulement celles résultant de l'usage final du combustible sont également moindres : 67,7 kg CO₂ eq/GJ, contre 89,9 pour le fioul domestique et 105 pour le charbon ; l'extraction et le traitement du gaz naturel consomment

moins d'énergie que pour le fioul, mais plus que pour le charbon : 10,8 kg CO₂ eq/GJ contre 16,1 pour le fioul domestique et 8,85 pour le charbon. [10]

Mais le gaz naturel est responsable, de son extraction à sa combustion en passant par son transport, d'importantes émissions de méthane, principal constituant du gaz naturel ; or le potentiel de réchauffement global du méthane est 25 fois plus élevé que celui du CO₂. [11]

L'utilisation du gaz naturel ne produit pas de poussières, presque pas d'oxydes d'azote (NO_x) et ne laisse pas de cendres, et quasiment aucune pollution locale par les oxydes de soufre, la désulfuration étant effectuée en amont, au niveau de l'usine de traitement du gaz naturel. Cela à une conséquence économique directe par rapport aux autres énergies fossiles : une installation (centrale électrique, chaufferie, cimenterie ou autre) brûlant du charbon a besoin de dispositifs de dépollution pour extraire le soufre, les NO_x et les poussières des fumées. Avec le gaz naturel, ces appareillages sont inutiles, d'où une économie importante.

C'est une source d'énergie de plus en plus utilisée par l'industrie pour produire de la chaleur (chauffage, fours...) et de l'électricité, éventuellement en cogénération ou tri-génération. En 2012, au niveau mondial, 22,5 % de l'électricité était produite à partir de gaz naturel, contre 12,1 % en 1973. Chez les particuliers, le gaz naturel est utilisé pour le chauffage, l'eau chaude et la cuisson des aliments. Enfin, depuis quelques années, le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé dans de nombreux pays comme carburant pour les véhicules (GNV).

En 2014, globalement, l'usage du gaz naturel est en expansion, la plupart des pays favorisant son usage accru partout où il peut se substituer au pétrole : la consommation mondiale de gaz naturel a progressé de 0,4 % en 2014 et de 26 % entre 2004 et 2014. Il présente en effet plusieurs avantages en comparaison avec ce dernier : moins cher en général, moins polluant, il permet également une diversification des approvisionnements énergétiques des pays importateurs (géopolitique), même si la crise entre l'Ukraine et la Russie au début de l'année 2006 montre que ce n'est pas la solution miracle. Dans certains pays, comme la Russie ou l'Argentine, l'usage du gaz naturel a même dépassé celui du pétrole.

Le gaz naturel est devenu une industrie globale, ce qui tranche singulièrement avec l'époque (jusqu'aux années 1950, bien plus tard dans certains pays), où il était avant tout perçu comme un coproduit (gaz associé) encombrant et dangereux des puits.

Le gaz naturel est aujourd'hui la matière première d'une bonne partie de l'industrie chimique et pétrochimique : à la quasi-totalité de la production d'hydrogène, de méthanol et d'ammoniac, trois produits de base, qui à leur tour servent dans diverses industries :

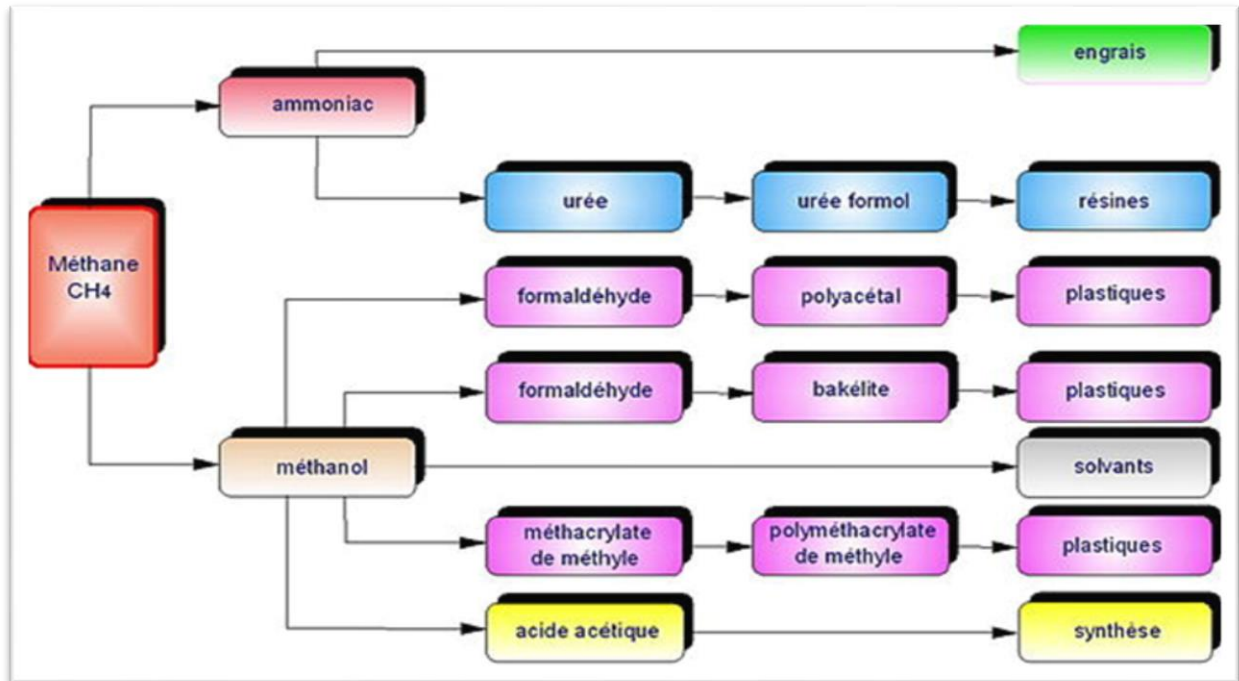


Figure II.1 : La présentation de la chimie du méthane dans l'industrie pétrochimique. [12]

II.1.4. Les techniques de traitement du gaz naturel :

II.1.4.1. Traitement de gaz :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie du puits tel que l'eau, les gaz acides, et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou des spécifications commerciales.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques.

Les principaux traitements qui sont effectués sont :

Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits, fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
- Gaz du pétrole liquéfié (GPL).
- Gaz naturel liquéfié (GNL).
- Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc).

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certains cas.

- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

La valeur du point de rosée des hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans laquelle doit se situer le pouvoir calorifique.

Compte tenu de la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane et butane) et éventuellement l'éthane.

II.2. Le GPL :

II.2.1. Définition :

L'appellation « Gaz de Pétrole Liquéfiés » ou « GPL » (*LPG* en anglais) peut qualifier deux gaz à l'état liquide : le propane (C_3H_8) et le butane (C_4H_{10}). Ce sont tous les deux des hydrocarbures « saturés » qui sont composés de liaisons simples d'atomes de carbone et d'hydrogène. Ils présentent l'intérêt de se liquéfier sous une pression moins forte que les autres gaz (notamment le méthane) : entre 1,5 et 7 bar, soit une pression équivalente à celle de l'eau du robinet ou à celle de l'air dans un pneu.

Plus de 60% des volumes de propane et de butane produits dans le monde proviennent de champs de gaz, le reste étant issu du raffinage du pétrole brut. L'usage des GPL est aujourd'hui largement répandu en raison de leur facilité de stockage et de transport. Leur distribution a débuté dans des bouteilles dès les années 1930 et s'est étendue avec le développement du stockage en citernes (ou « vrac ») dans les années 1960. Les GPL sont aujourd'hui largement exploités par les industriels mais aussi par les particuliers dans leurs activités itinérantes. Mélangés, les GPL peuvent également être utilisés comme carburant pour véhicules (GPL-c).

Notons que les GPL ne doivent pas être confondus avec le GNL (Gaz Naturel Liquéfié) dont la température de liquéfaction est beaucoup plus basse. [4]

II.2.2. Composition chimique :

Les molécules de propane et de butane sont formées respectivement de 3 et 4 atomes de carbone et de 8 et 10 atomes d'hydrogène. Ces atomes sont tous reliés par des liaisons simples (ou covalentes). Cela signifie que tous les atomes liés entre eux mettent en commun un électron de leurs couches externes afin de former des doublets d'électrons qui maintiennent l'attraction entre les atomes.

Le propane et le butane sont naturellement gazeux à pression atmosphérique (1 bar) et à température ambiante (15°C). Ils peuvent toutefois facilement être liquéfiés et sont alors qualifiés de GPL. Cet état liquide permet de les manipuler, de les transporter et de les stocker dans de faibles volumes. En effet, 1 litre de butane liquide libère 239 litres de gaz (à 15 °C sous 1 bar de pression) et 1 litre de propane liquide libère 311 litres de gaz (15 °C sous 1 bar de pression).

Le propane et le butane se différencient l'un de l'autre par la température et la pression auxquelles ils passent de l'état gazeux à l'état liquide. A pression atmosphérique (1 bar), le propane devient liquide en dessous de -42°C tandis que le butane passe à cet état dès que la température descend en dessous de 0°C.

A titre de comparaison, le méthane (CH₄), principal composant du gaz naturel, se liquéfie sous haute pression (47 bar à - 82°C) ou à très basse température (1 bar à -161°C).

Notons que le GPL carburant, mélange de propane et de butane, a également un point de liquéfaction différent de celui des deux gaz le constituant : il se situe à -25°C à pression atmosphérique. [4]

II.2.3. Propriétés physiques et spécification des GPL:

II.2.3.1. Propriétés physiques des GPL :

Les GPL sont constitués principalement de propane et de butane en proportions variables selon leur origine (le gaz naturel, le gaz associés) et le gisement. [13]

	Masse molaire (kg/kmol)	Densité standard	Température d'ébullition (°K)	Viscosité Liquide 100°F (mm ² /s)	Viscosité liquide à 210 °F (mm ² /s)	Température critique (k)	Pression critique (bar)
Propane	44.097	0.5070	231.07	0.1858	0.1620	369.85	42.48
I-Butane	58.123	0.5629	261.36	0.2586	0.1675	407.85	36.41
n-Butane	58.123	0.5840	272.64	0.2773	0.1873	425.16	37.97

Tableau II.1 : Propriétés physiques des GPL.

II.2.3.2. Spécification des GPL :

Les GPL produit au niveau des différents champs doivent répondre aux spécifications suivantes:

- Teneur en C2 : inférieur ou égale à 3 % mol;
- Teneur en C5 : inférieur ou égale à 0.4 % mol. [14]

II.2.4. Production des GPL :

Les GPL proviennent de deux origines :

- les champs de gaz (pour plus de 60%). En moyenne, un champ de gaz naturel fournit près de 90 % de méthane (CH_4) mais aussi 5 % de propane et 5 % d'autres gaz dont le butane. Schématiquement, on refroidit le gaz naturel extrait pour en séparer les différents constituants. On obtient alors des GPL (butane et propane à l'état liquide) alors que le méthane se trouve encore à l'état gazeux, ces gaz ayant des points de liquéfaction différents. Du butane et du propane sont également récupérés lors de l'extraction de pétrole, sous forme de gaz associés dissous (d'où l'appellation de gaz « de pétrole » liquéfiés). Les pourcentages de butane et de propane contenus dans le gaz naturel et le pétrole brut sont très variables d'un gisement à un autre ;
- les raffineries de pétrole (pour moins de 40%). Lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3 % de l'ensemble des produits obtenus. Ils constituent les coupes les plus légères issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL. [4]

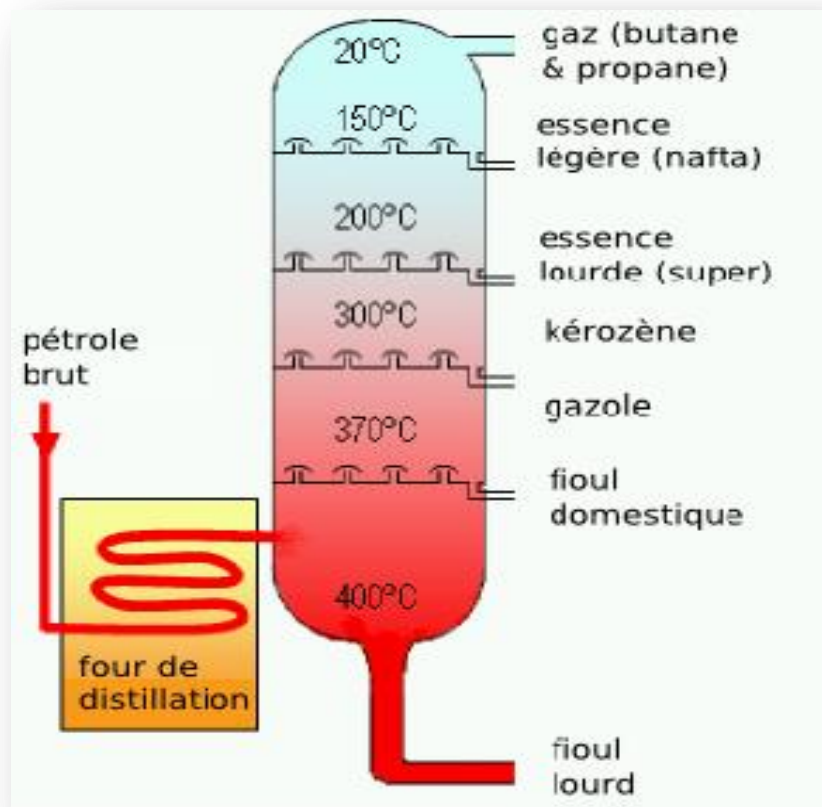


Figure II.2 : Produits issus de la distillation du pétrole brut.

Au total, les GPL ne pourront dépasser une part d’approximativement 5% de la ressource mondiale en hydrocarbures.

II.2.5. Usages :

Les GPL sont souvent utilisés là où les réseaux de gaz naturel sont inaccessibles, pour des applications variées :

- Applications itinérantes : bouteilles pour restauration, briquets, lampes, etc. ;
- Applications domestiques : cuisson, chauffage, production d’eau chaude, etc. ;
- Applications industrielles : métallurgie, pétrochimie, industrie textile et du papier, etc. Par exemple, ils sont utilisés dans les fours de traitement thermique, de cuisson et d’émaillage (notamment pour le verre, les poteries ou les porcelaines). Les propriétés oxydantes ou réductrices des GPL y sont exploitées, notamment pour jouer sur les couleurs ;
- Applications agricoles : agriculture, élevage, etc. Par exemple, les GPL sont des alternatives aux produits chimiques pour le désherbage ; transports : carburant pour des véhicules, des bateaux de plaisance, des montgolfières, etc. [4]

Le tableau suivant désigne l’utilisation du GPL :

Gaz d’hydrocarbures	Utilisations
Gaz liquéfiés	Gaz domestique et gaz industriel Gaz carburant pour moteurs Gaz d’éclairage Ammoniac Engrais synthétiques Alcools Solvants et acétone Plastifiants Résines et fibres pour plastiques et textiles Peintures et vernis

Tableau II.2 : Différentes utilisations du GPL.

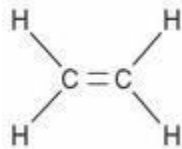
II.2.5.1. Les GPL en pétrochimie :

Essentiellement utilisés comme combustible, dans les secteurs résidentiels et commerciaux, 1.8% des GPL sont cependant consommés comme charge pétrochimie, 10% d'éthylène, produit phare de la pétrochimie suit produits mondialement à partir du propane.

La demande globale pétrochimique des GPL enregistre un taux de croissance de l'ordre de 10%.

Ces 10 % de GPL sont consommés comme charge pétrochimique, l'éthylène est fabriqué à partir du propane, et le MTBE (Méthyle Tertio Butyle Ether) fabriqué à partir du butane et aussi dans la fabrication des détergents et des aérosols, Dans la raffinerie le butane est utilisé pour ajuster la tension de vapeur des carburants.

1- L'éthylène :



L'éthylène ou éthène est produit naturellement, par biosynthèse à partir de la méthionine, par divers fruits, légumes et fleurs.

De l'éthylène est également produit lors de diverses combustions et est présent dans les gaz d'échappement de moteurs diesels et à essence, dans la fumée de cigarettes, la fumée d'encens...

La production industrielle est réalisée à partir d'hydrocarbures.

- Matière première :

Principalement le pétrole, en Europe mais aussi le gaz naturel, aux Etats-Unis et au Moyen-Orient.

- Fabrication industrielle :

L'éthylène est produit lors du vapocraquage des hydrocarbures, eux-mêmes obtenus par distillation du pétrole (voir le chapitre vapocraquage des hydrocarbures) ou extraits du gaz naturel (éthane, butane, propane). La formation d'éthylène à partir des hydrocarbures saturés est favorisée par des températures élevées. En particulier, à partir de l'éthane, il faut que la température de craquage soit supérieure à 800°C. En Europe le naphta et les condensats représentent, en 2014, 68 % des charges vapocraquées, l'éthane, le butane et le propane, 21 %, le reste principalement du gazole. Aux Etats-Unis, la production est principalement obtenue à partir d'éthane.

2- Méthyle Tertio Butyle Ether :

- Production :

Le méthyle tertio butyle éther est produit via une réaction du méthanol et de l'isobutylène. Le méthanol dérive du gaz naturel et l'isobutène du butane obtenu du pétrole brut ou du gaz naturel ainsi le MTBE est issu des combustibles fossiles. Aux États-Unis, il était produit en

très larges quantités (plus de 200 000 barils par jour en 1999) pour son usage d'additif à l'essence. En raison des larges fuites d'essence contenant du MTBE des cuves et réservoirs souterrains, des juridictions différentes ont interdit l'utilisation du MTBE et donc sa production a été réduite. La contamination par le MTBE de l'eau potable dans les aquifères est un problème sérieux dans de nombreux endroits (Les cas les plus tristement célèbres sont, par exemple aux États-Unis, le lac Tahoe et Santa Monica). La plupart des détaillants d'essence ont cessé d'utiliser le MTBE. La décroissance de la production de MTBE est donc générale aux États-Unis et en Europe occidentale. C'est aussi en raison de l'apparition d'une alternative au MTBE, l'ETBE (éthyle tert-butyl éther) issu du bioéthanol et dont la taxation fiscale est plus favorable mais qui pose les mêmes problèmes environnementaux. Dans d'autres parties du monde qui représente environ la moitié de la production de MTBE en 2004, l'utilisation de MTBE continue et augmentera même certainement.

- **Propriété physique :**

Le méthyle tert-butyl éther forme un azéotrope avec le méthanol qui dépend de la pression.

- **Utilisation :**

Le MTBE est presque exclusivement utilisé comme élément combustible dans des moteurs à essence. Il fait partie d'un groupe de composés chimiques communément appelées composés oxygénés, car ils augmentent la teneur en oxygène de l'essence.

II.2.5.2. Le GPL carburant: GPL /C

Le GPL /C, dont la composante diffère d'une région à une autre carburant qui est utilisé dans de nombreux pays dans le monde, essentiellement en Amérique, en Europe et dans le sud asiatique, la consommation du GPL comme carburant s'élevait à près de 10 MT en 1993. Un pourcentage de 7 à 8 % du GPL consommé mondialement.

L'expérience internationale dans l'utilisation du GPL comme carburant fait que celui-ci est aujourd'hui un carburant éprouvé et largement utilisé, et lui confèrent les caractéristiques d'un carburant éprouvé moins polluant que l'essence.

L'indice d'octane élevé des GPL permet leurs substitution à l'essence sans modification du moteur, de plus, ils confèrent à celui-ci un pouvoir calorifique élevé.

Le GPL/C est le premier carburant sans plomb compétitif au gas-oil et au super sans plomb avec près de 23000 station dans le monde qui délivre du GPL/C à plus de 5 millions véhicules pour une consommation de 10 MT.

La distribution des GPL est assurée par voie routière et ferroviaire depuis les centres de stockage vers les citernes, les revendeurs de bouteilles et les stations de GPL carburant. [13]

Conclusion :

Le GPL est une source d'énergie propre et immédiatement disponible qui peut être utilisée pratiquement n'importe où, en émettant 35% moins de CO₂ que le charbon et 12% moins que le naphta. Il n'émet aussi presque aucun carbone.

Le GPL offre des avantages de l'environnement significatif, particulièrement du point de vue de la qualité de l'air. Il est caractérisé par les émissions de particules basses comme NO_x, les émissions de faible teneur en soufre. Finalement, on peut conclure que les GPL peuvent être utilisés dans tous les secteurs tertiaires et industriels en tant que combustible, dans la pétrochimie en tant que charge et dans les secteurs de transport en tant que carburant et pour la production d'électricité.

3

Description du centre de HAOUD BERKAOUI.

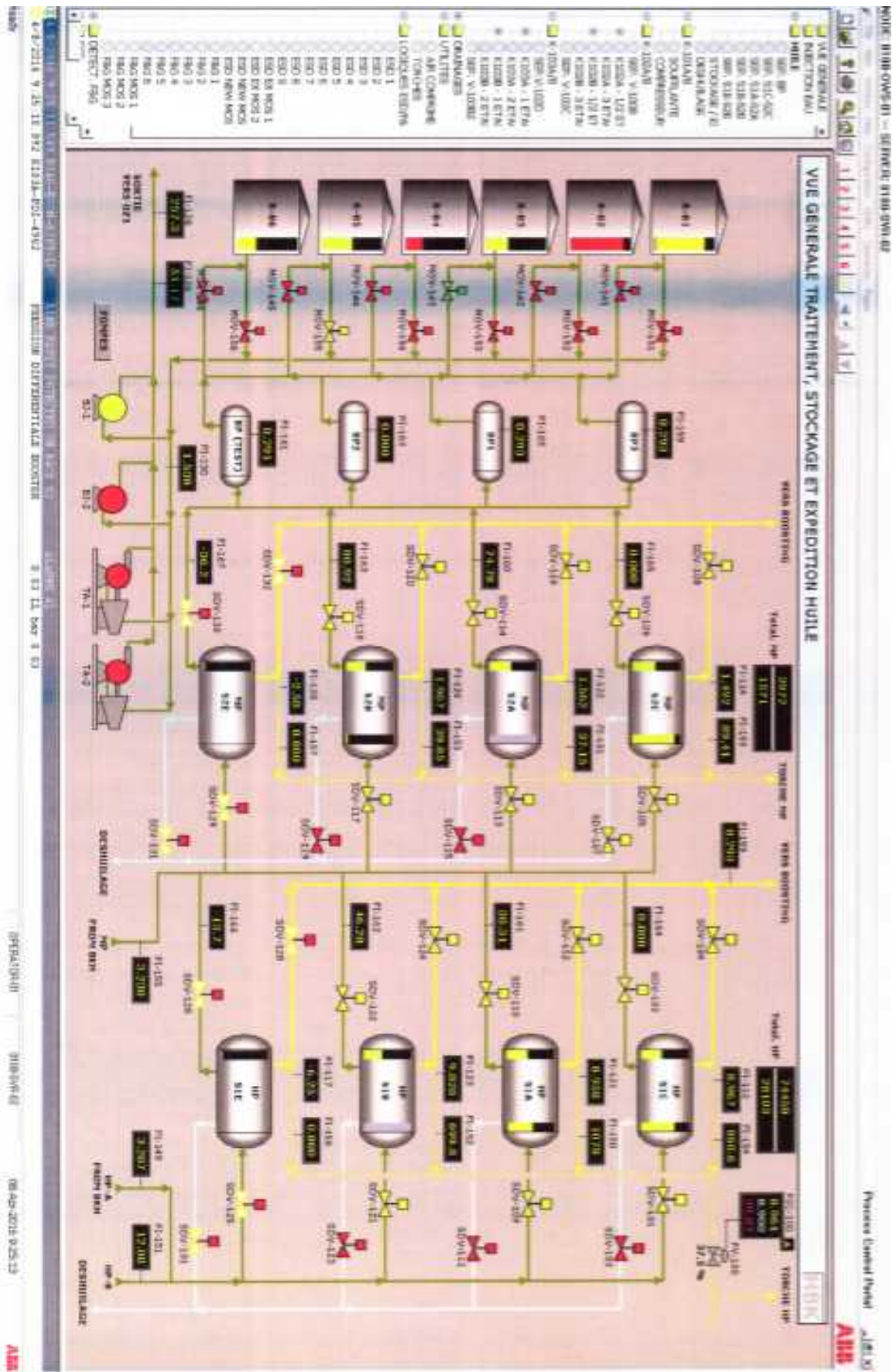


Figure III.2 : Vue générale du centre HAUD BERKAOUI.

III.2.1. Séparation:

L' La section de traitement et de séparation de brut de HAUD BERKAOUI est composée de trois batteries de séparation, et d'une batterie teste, chaque batterie est constitué de trois étages de séparation (HP, MP et BP).

L'eau provient principalement de la réinjection pour "gaz lift". Elle est utilisée pour faire remonter les produits (huile/gaz). Le procédé de gaz lift est utilisé lorsque les champs pétroliers/gaziers sont exploités pendant une longue période et de ce fait ils perdent leur pression initiale. Une injection d'eau ou de gaz à forte pression est alors nécessaire pour faire remonter les produits. L'eau qui remonte avec le mélange huile/gaz est soutirée du fond des séparateurs puis envoyée à l'unité de déshuilage pour récupérer le brut.

L'huile est récupérée des séparateurs puis stockée dans des bacs à pression atmosphérique. Il y a deux niveaux de pression du brut qui arrive à Berkaoui : L'huile MP (moyenne pression) provenant de Benkahla et l'huile HP des champs de Berkaoui.

Avant d'être stockée (à pression atmosphérique), l'huile passe dans des séparateurs à trois niveaux de pression : HP, MP et BP. La chute de pression successive constitue le phénomène de "flash" qui permet la libération des gaz dissous. A partir des ballons BP, l'huile entre dans les bacs de stockage d'où elle est expédiée par pompes de transfert (sur l'oléoduc OZ1).

Le gaz est libéré dans les séparateurs. Il y a donc trois niveaux de pression de gaz au sein de l'unité. Le gaz basse pression (HP): 9bar ; Moyenne pression (MP) : 1.5bar et le gaz haute pression (BP) : 0.3bar. (Ces pressions sont indiquées sur les ballons de séparation).

Le gaz est comprimé puis envoyé à l'unité de traitement du gaz de Guellala. [8]

III.2.2. Stockage :

L'huile dégazée est stockée dans six (06) bacs à toit fixe:

- 04 de 2000 m³.
- 01 de 5000 m³.
- 01 de 4800 m³.

III.2.3. Expédition :

L'huile est expédiée par un pipe 10" vers l'oléoduc 28" Haoud el Hamra-Arzew au moyende la pomperiez qui se compose de:

- 02 Groupes turbo pompes.
- 02 Groupes électro- pompes.

III.2.4. Station D'injection D'eau:

Elle entre dans le cadre du maintien de pression du gisement. L'eau produite est acheminée par collectes vers manifold. La totalité d'eau est filtrée puis pompé à 130/150bars, et par l'intermédiaire de :

- 01 manifold BP.
- 02 Batteries de trois filtres chacune.
- 03 Groupes de Pompage HP.
- 01 Manifold HP.

L'eau est alors injectée dans les puits injecteurs du gisement.

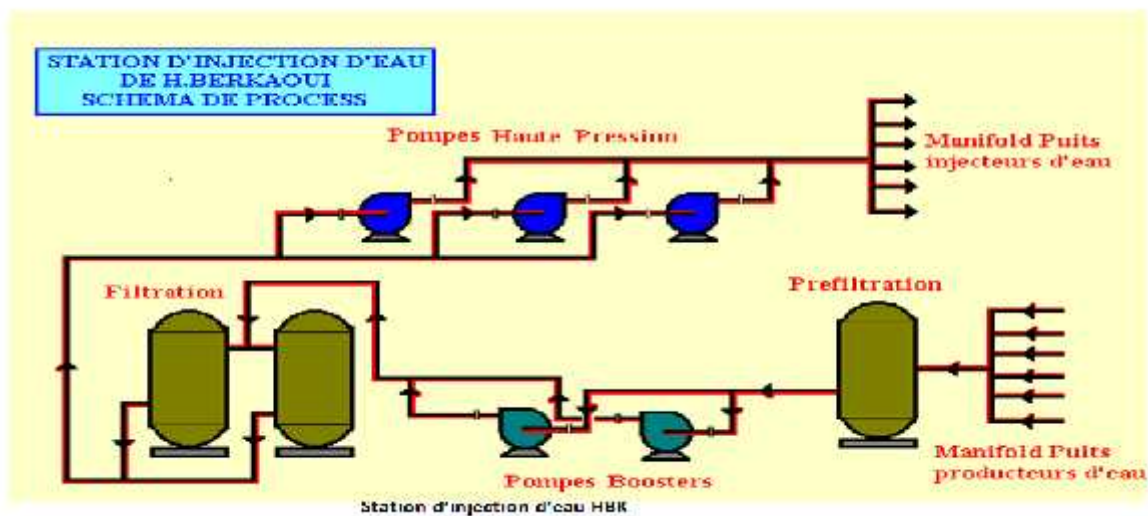


Figure III.3: Station d'injection d'eau de BERKAOUI.

III.2.5. Unité de compression de gaz HAUD BERKAOUI:

La station de Boosting de HAUD BERKAOUI se compose de 02 trains de compression ayant chacun une capacité de Boosting correspondant à 50 % du débit nominal. Le procédé de chaque train est tel qu'indiqué ci-dessous.

Trois gaz d'alimentation sont disponibles à partir des lignes de torches existantes à la sortie de la séparation HP, MP et BP. Le gaz est amené à la tour de lavage d'aspiration BP de Haoud berkaoui, où une petite quantité de pétrole brut est récupérée. L'huile est recueillie périodiquement dans le ballon de purge et envoyé au séparateur BP existant sous pression du gaz HP.

Après chaque division en deux circuits, chaque gaz BP est pressurisé jusqu'à la pression du gaz MP par les soufflantes de Boosting.

Le gaz BP ainsi comprimé est mélangé avec le gaz MP et introduit dans le premier étage des compresseurs booster à travers les tours de lavage d'aspiration MP, où le pétrole entraîné est enlevé.

Le gaz HP est transféré tout d'abord aux tours de lavage d'aspiration HP. OÙ le pétrole brutentraîné est enlevé puis, est introduit dans le deuxième étage des compresseurs boosté. Après avoirmélangé le gaz HP provenant du premier étage des compresseurs booster.

Résumé de la Compression :

La capacité nominale de l'unité est de 42 000 Nm³/H.

Le gaz provenant des séparateurs BP et MP alimente les compresseurs alternatifs K-102 A/B, tandis que le gaz provenant des séparateurs HP alimente les compresseurs centrifuges K-103 A/B.

Les compresseurs alternatifs sont utilisés pour des capacités relativement basses et une faible pression d'aspiration tandis que les centrifuges nécessitent une pression d'aspiration relativement élevée et sont utilisés pour les grandes capacités.

Les alternatifs ont 03 étages de compression : de 0.25 bar à l'aspiration du 1er étage jusqu'à 33 bar au refoulement du 3ème étage.

Les centrifuges ont 02 étages de compression : de 6,5 bar à l'aspiration du 1er étage jusqu'à 33 bar au refoulement du 2ème étage.

Un compresseur alternatif et un centrifuge sont en service, les deux (02) autres sont en stand-by (prêts au démarrage en cas d'arrêt des premiers).

Au refoulement des compresseurs alternatifs et centrifuges (33bar), le gaz rejoint une ligne commune pour être envoyé à l'unité de traitement de Guellala.

En amont de l'aspiration de tout compresseur il y a un séparateur dont le but est d'éviter l'entraînement des liquides vers le compresseur. Les séparateurs sont pourvus d'un système de contrôle de niveau du liquide avec une alarme de niveau haut (**HLA** : High levelAlarm) et d'un arrêt d'urgence du compresseur si le niveau liquide dans le ballon atteint le niveau très haut. (L'entrée de liquide dans le compresseur provoque de fortes vibrations qui peuvent l'endommager).

Au refoulement de n'importe quel étage de compression le gaz est chaud (réduction du volume par compression), donc il faut le refroidir avant d'accéder à l'étage suivant de compression. Pour cela on dispose des aéroréfrigérants. Deux (02)aéros sont disponibles à la sortie de chaque étage de compression. Le gaz passe dans les tubes à ailettes où il est refroidi par l'air. La baisse de température du gaz provoque une condensation des produits lourds. Ces derniers (appelés condensat) sont retirés du fond du séparateur qui est installé avant l'aspiration de l'étage suivant de compression.

Le condensat soutiré des différents séparateurs est recueilli dans le ballon V-160 à partir duquel il est transféré par pompes au réservoir de condensat.

En résumé, le mélange eau/huile/gaz est traité pour être séparé en produits suivants :

Le brut expédié par pompes sur l'oléoduc ; le condensat qui est récupéré à partir de la sectionde compression et le gaz (principalement du C1, C2 ; en moindre quantité du C3 et C4 et des traces de C5+) qui est envoyé à Guellala pour traitement.

Les compresseurs Booster de HaoudBerkaoui sont du type centrifuge et sont entraînés par Moteurs électriques. [8]

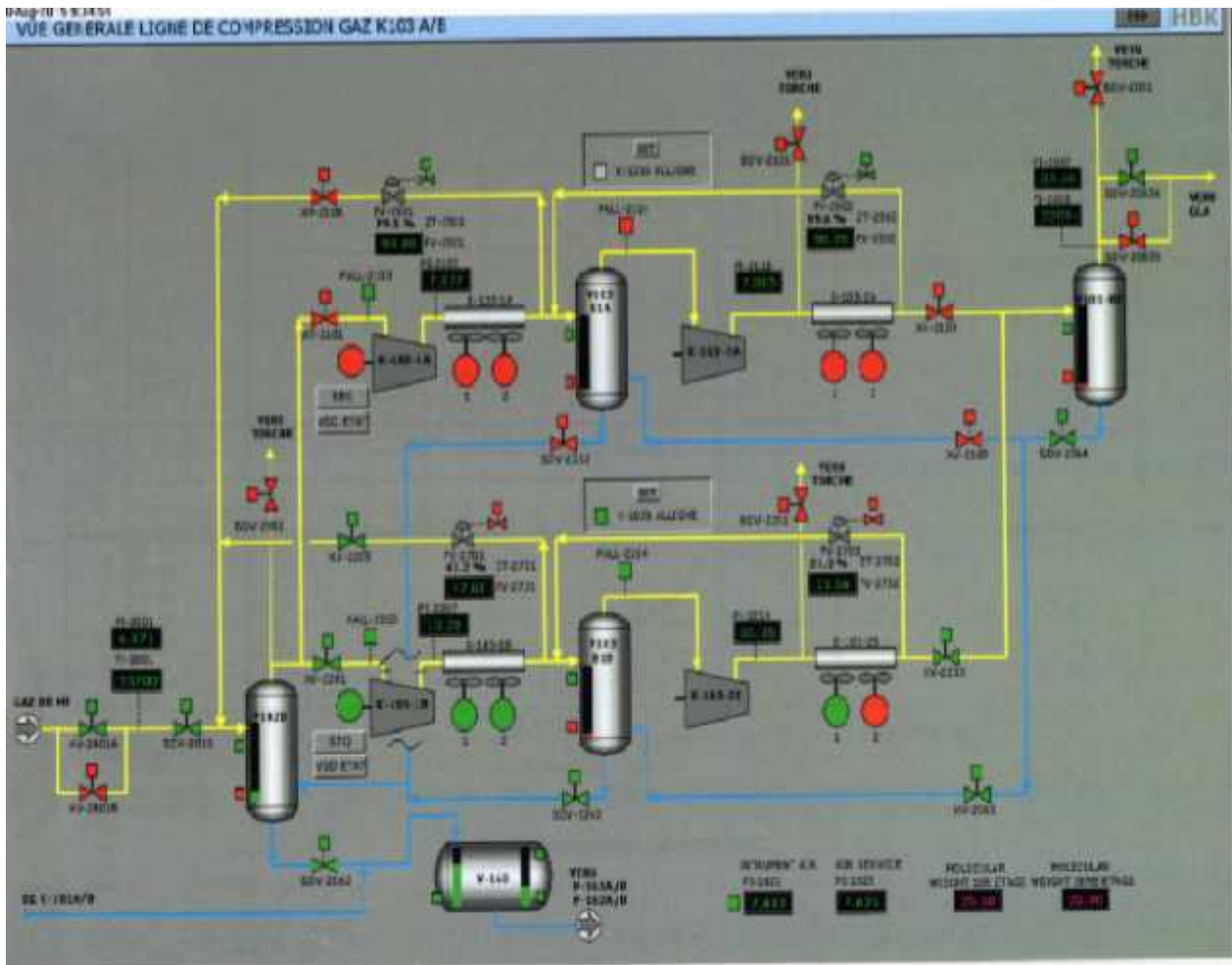


Figure III.4: Vue générale ligne de compression gaz K103 A/B.

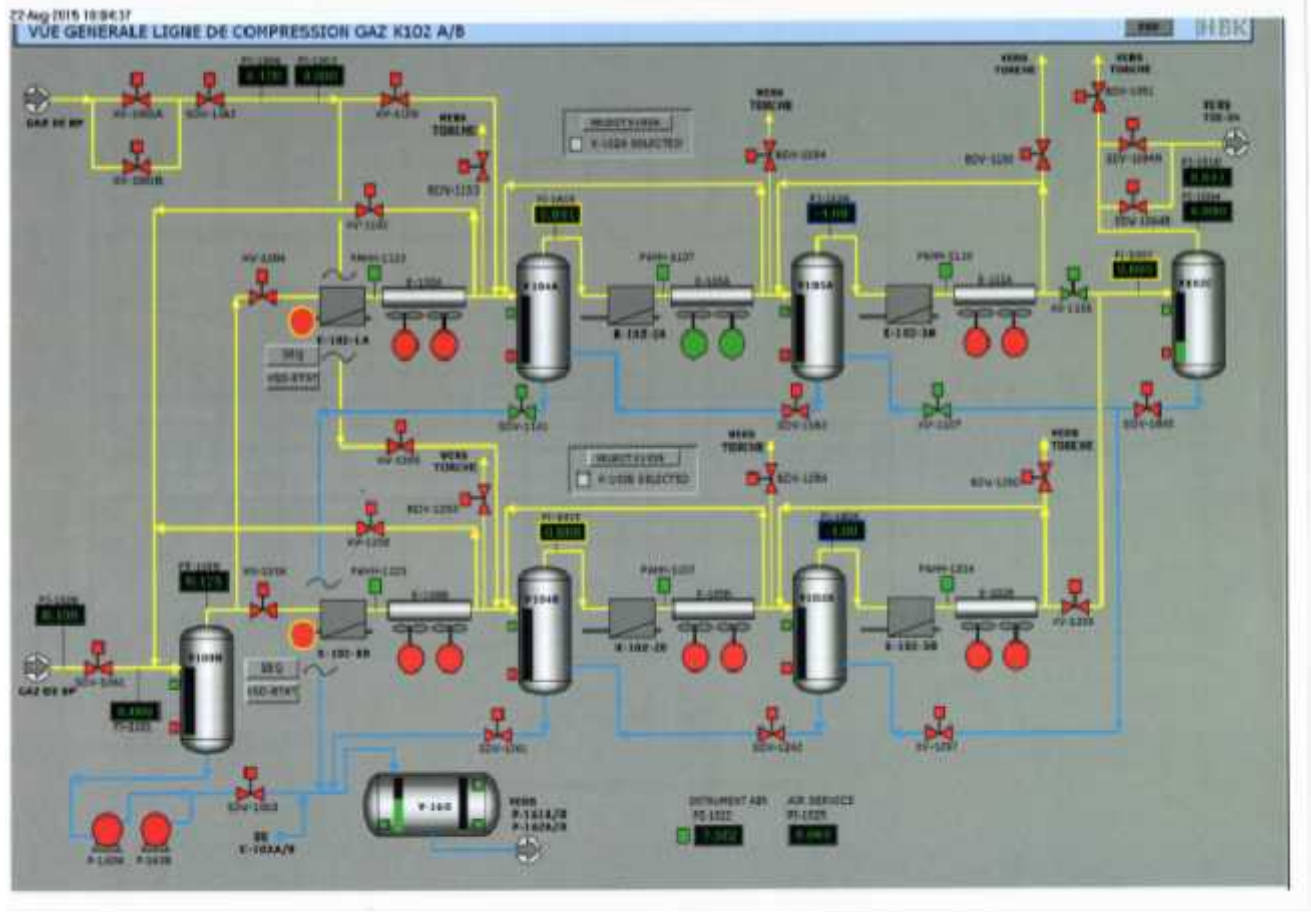


Figure III.5 : Vue générale ligne de compression gaz K102 A/B.

Conclusion :

Sur une superficie de 175 Km², le champ HBK découvert en mars 1965 par la CFPA (Compagnie française de pétrole algérien) par le forage du puits.

La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1967. La production HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m³/jour, d'une autonomie de stockage de 13000 m³/jour, d'une unité de boosting gaz de 1 million m³/jour, et d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m³/jour.

4

Théorie de transfert de chaleur.

IV.1. Définition de transfert de chaleur :

La chaleur est une forme particulière de l'énergie au niveau des molécules constituant un corps, elle se traduit par un état d'agitation plus ou moins intense selon que le corps se trouve sous une température plus ou moins élevée.

Les mécanismes de transfert de chaleur sont complexes, on se contentera de donner ici quelques idées simples à propos des trois modes de transmission habituellement différenciés bien qu'ils soient très imbriqués dans la plupart des cas. [15]

IV.2. Différents modes de transfert de chaleur :

La théorie des échanges thermiques a pour objet l'étude de la propagation de la chaleur. Cette propagation se présente sous trois formes fondamentales :

- La convection.
- La conduction.
- Le rayonnement.

IV.2.1. Transfert par Conduction

La conduction thermique c'est le transfert moléculaire de la chaleur dans un milieu continu (dans un corps ou dans plusieurs corps voisins et non réfléchissants). Ce processus apparaît dans un milieu à distribution irrégulière de la température. La chaleur est alors transmise par contact immédiat des particules voisines de différentes températures, ce qui définit l'échange entre les molécules, les atomes et les électrons libres.

Ce mode de transmission caractérise essentiellement les transferts de chaleur dans les solides où entre corps solides contigus.

Le transfert de chaleur par conduction caractérise tous les transferts de chaleur qui s'effectuent dans les parois séparant deux corps à des températures différentes.

IV.2.2. Transfert par Convection

La convection caractérise la propagation et le transport de la chaleur par des molécules en mouvement qui viennent se réchauffer au contact d'un chaud et véhiculent cette énergie calorifique pour la céder à un corps froid.

Ce mode de transfert implique un mouvement ne concerne que les fluides.

Deux types de convection sont généralement distingués :

- La convection naturelle dans laquelle le mouvement résulte de la variation de la masse volumique du fluide avec la température ; cette variation crée un champ de forces gravitationnelles qui conditionne les déplacements des particules du fluide.
- La convection forcée dans laquelle le mouvement est provoqué par un procédé mécanique indépendant des phénomènes thermiques ; c'est donc un gradient de pression extérieur qui provoque les déplacements des particules du fluide.

L'étude de la transmission de chaleur par convection est donc étroitement liée à celle de l'écoulement des fluides.

IV.2.3. Transfert par Rayonnement thermique :

Dans la transmission de chaleur par rayonnement, le transfert thermique s'effectue par des vibrations électromagnétiques qui se propagent en ligne droite sans aucun support de matière. Tout corps émet de l'énergie qui se transmet sous forme d'onde et tout corps placé sur son trajet absorbe toute ou une partie de cette énergie.

Les trois formes de transfert sont généralement présentes simultanément, et très souvent la convection précède la conduction.

Dans les divers appareils et matériaux le régime de propagation de la chaleur peut être stationnaire ou non stationnaire. En industrie, les lois de la transmission de chaleur sont largement utilisées dans le calcul des quantités de chaleur échangées et dans le dimensionnement des appareils fonctionnant suivant ce principe. C'est le cas par exemple des condenseurs, des aéro-réfrigérants, des échangeurs et des fours. [15]

IV.3. Lois Fondamentales de transfert de chaleur :

On considère seulement le transfert en régime permanent pour lequel les paramètres sont constants dans le temps.

IV.3.1. Loi générale :

La loi générale des transferts se traduit par

$$\text{Flux} = \text{potentiel} / \text{résistance.}$$

La loi de transfert s'écrit

$$= Q / F = \quad / R \dots \dots \dots \text{(IV.1).}$$

Le reflux de chaleur étant le débit de chaleur par unité de surface d'échange est inversement proportionnel à la résistance au transfert qui reste à définir selon le mode de transfert et les caractéristiques du système considéré.

IV.3.2. La loi de FOURIER :

La loi de Fourier traduit la relation existant, en chaque point d'un corps, entre le flux thermique et le gradient de température. Cette expression, dans la mesure où la position d'un point peut être caractérisée par une seule dimension (paroi plane, cylindrique ou sphérique par exemple). Pour le mode de transfert par conduction s'écrit comme suite :

$$dQ = - \dots (dt / dx) \cdot dF \cdot F \dots \dots \dots \text{(IV.2).}$$

IV.3.3. La loi de Newton-Richon :

La quantité de chaleur transmise par convection « Q » est déterminée par l'équation de Newton-Richon

$$Q = h \cdot t \cdot F \dots\dots\dots(IV.3).$$

Préalablement, on détermine le régime d'écoulement à l'aide du Reynolds, ensuite, on calculele Nusselt après avoir calculé le Grashoff et le Prandtl.

- Re < 2300 le régime est laminaire.
- 2300 < Re < 5000 le régime est transitoire.
- Re > 5000 le régime est turbulent.

IV.3.4. La Loi de STEPHANE-BOLTZMAN :

La transmission dépend des propriétés optiques, la température et la longueur d'onde. L'énergie rayonnante encontact avec un corps quelconque, se divise en trois parties ;la première se réfléchit, la seconde s'absorbe et la derniertransmise.

$$Q_T = Q_A + Q_R + Q_{Tr} \dots\dots\dots(IV.4).$$

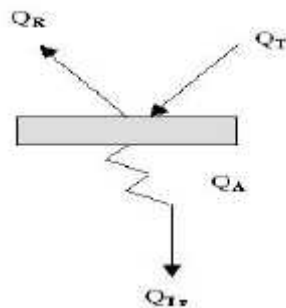


Figure IV.1 :La répartition de l 'énergie rayonnée.

Il existe quatre lois principales qui décrivent le transfert de chaleurs par rayonnement on peutciter l'une d'elles par exempleLoi de STEPHANE-BOLTZMAN.

Le pouvoir d'émission d'un corps est proportionnel à la quatrième puissance de la température :

$$Q = N \cdot S \cdot F \cdot T^4 \dots\dots\dots(IV.5)$$

$$Q = E_0 \cdot C_0 \cdot F \cdot T^4 \dots\dots\dots(IV.6)$$

Avec :

- **N** : Facteur d'absorption.
- **S** : Constante de BOLTZMANN égale à $4,96.10^{-8}$ Kcal/hm²K⁴.
- **F** : Surface (m²).
- **T** : Température (K°).
- **E₀** : Constante de STEPHANE-BOLTZMANN égale à $5,67.10^{-8}$ W/m²K⁴.
- **C₀** : Pouvoir d'émission d'un corps noir absolu (W/m²).

IV.4. Classification des échangeurs de chaleur :

Les procédés dans l'industrie chimique exigent que les fluides soient réchauffés au cours de diverses opérations technologiques.

Les appareils dans lesquels s'effectue l'échange de chaleur entre un fluide froid et chaud sont appelés (échangeurs de chaleurs).

D'après le contact entre les deux fluides on distingue deux types d'échangeurs de chaleur

- 1- Echangeurs par mélange (contact direct).
- 2- Echangeurs par surface (contact indirect à travers une paroi métallique)

Dans les échangeurs par surface, l'échange de chaleur se fait à travers une paroi qui sépare les fluides à températures différentes. Or dans les échangeurs par mélange le transfert de chaleur s'effectue par le contact direct des deux fluides. Ce mode de transfert est appliqué lorsque le contact direct ne produit aucune complication (réaction chimique, décomposition etc.). [15]

IV.4.1. Les types des échangeurs de chaleurs :

D'après la configuration de la surface d'échange on distingue :

IV.4.1.1. Echangeurs tubulaires à tubes rectilignes ou à tube en (U).

L'utilisation de tubes coudés supprime une plaque tubulaire, tout en conservant les propriétés d'expansion de la tête flottante. L'économie réalisée par le coût d'une plaque tubulaire est compensée par l'impossibilité de nettoyage mécanique de l'intérieur des tubes, ces faisceaux seront surtout utilisés dans les rebouilleurs à vapeurs.

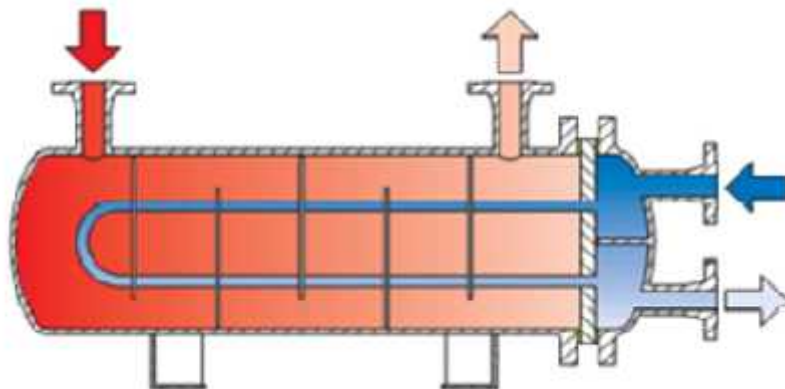


Figure IV.2 : Echangeur a tube en U.

IV.4.1.2. Echangeurs tubulaires à tubes à ailettes.**IV.4.1.3. Echangeurs à serpents.****IV.4.1.4. Echangeurs à hélices.****IV.4.1.5. Echangeurs à plaques fixes .**

Soudées sur la calandre, ils ne peuvent être utilisés que si la différence de température entre les fluides chaud et froid est suffisamment faible pour que la dilatation du faisceau soit acceptable (figure IV.3). [15]

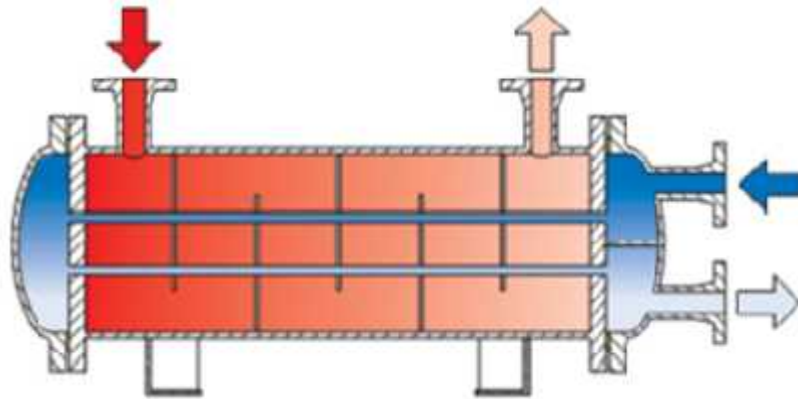


Figure IV.3 : Echangeur à plaque tubulaire fixe.

IV.4.2. Description des échangeurs de chaleur :

Dans l'industrie pétrolière et pétrochimique les échangeurs à surface sont les plus répandus et principalement les trois premiers types d'échangeurs.

Les échangeurs tubulaires peuvent être subdivisés également en groupes suivants

IV.4.2.1 Echangeur double tube :

Ces échangeurs sont constitués par des éléments rectilignes de deux tubes concentriques raccordés à leurs extrémités par des coudes. Les divers éléments sont tous assemblés par des raccords à démontage rapide, et un remplacement des tubes est possible.

Les problèmes de dilatation thermique et d'étanchéité entre le tube intérieur et le tube extérieur sont résolus par l'utilisation de presse étoupe ou de joint torique.

Les tubes sont généralement en acier et les longueurs courantes sont de 3,6 - 4,5 ou 6 m.

On utilise également quelquefois des tubes en verre et en graphite.

L'échangeur de chaleur double tube est représenté sur la figure (IV.4).

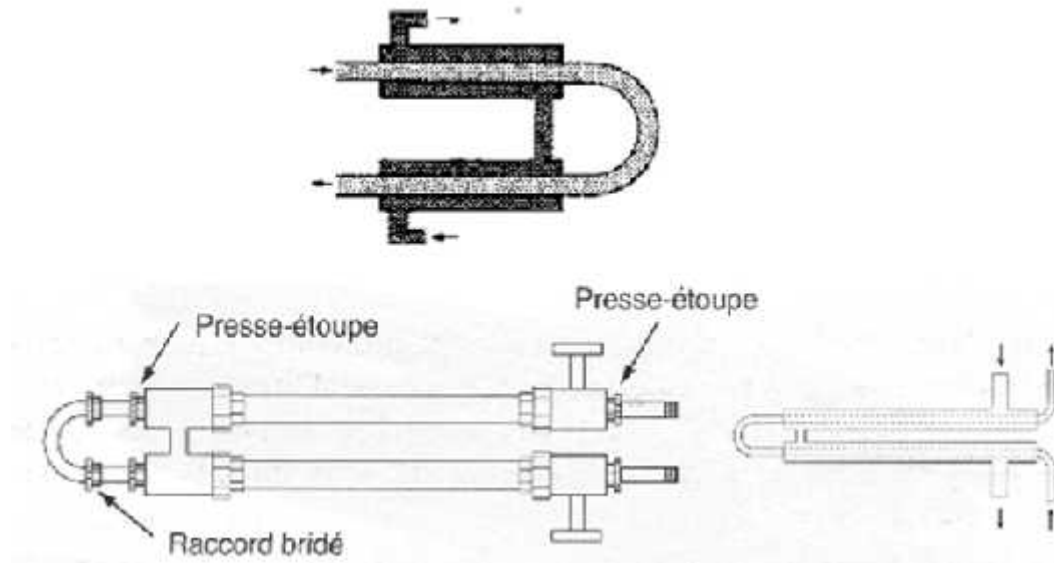


Figure IV.4 : Schémas d'échangeur double tube.

Ces appareils sont intéressants pour les facilités qu'ils offrent pour le démontage et l'entretien. Ils peuvent fonctionner en contre-courant pur, ce qui permet d'obtenir de bons rendements. Par contre, ils présentent les inconvénients suivants :

- Risque de fuites aux raccords.
- Flexion du tube intérieur si la longueur est importante.
- Surface d'échange faible pour le volume global de l'appareil par suite du rayon minimal des coudes reliant les longueurs droites des tubes.

Ces échangeurs sont utilisés depuis longtemps et conviennent aux produits lourds, pour des débits faibles, des températures et des pressions élevées.

IV.4.2.2. Echangeurs à faisceau tubulaire et calandre :

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

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

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

Dans les ouvrages généraux consacrés au transfert de chaleur, on trouvera les schémas des principaux types d'échangeurs à faisceau et calandre.

La calandre est généralement réalisée en acier au carbone et les brides portant les boîtes de distribution et le couvercle sont soudées.

Les tubes du faisceau répondent à des spécifications très sévères. Le choix du matériau dépend de l'utilisation:

- Acier au carbone pour usage courant.
- Laiton amirauté pour les appareils travaillant avec l'eau de mer.
- Aciers alliés pour les produits corrosifs et les températures élevées.
- Aluminium et cuivre pour les très basses températures.

Les tubes sont fixés dans les plaques par dudgeonnage et la perforation des trous dans les plaques est réalisée selon une disposition normalisée, soit au pas triangle, soit au pas carré. Le pas triangle permet de placer environ 10 % de plus de tubes que le pas carré sur une plaque tubulaire de diamètre donné, mais, en contrepartie, cette disposition rend difficile le nettoyage par insertion de grattoirs.

Les chicanes qui permettent d'allonger le chemin du fluide circulant dans la calandre sont souvent constituées par un disque de diamètre légèrement inférieur à celui de la calandre comportant une section libre représentant 20 à 45 % de la section.

Les boîtes de distribution et de retour sont cloisonnées. Ce cloisonnement permet au fluide de traverser successivement plusieurs sections du faisceau, ce qui a pour objet d'accroître la vitesse du fluide et d'augmenter le coefficient de transfert à l'intérieur des tubes.

Cette disposition correspond toujours à un nombre pair de passages (ou passes) dans le faisceau, la figure IV.5 représente le passage des fluides dans l'échangeur faisceaux calandre

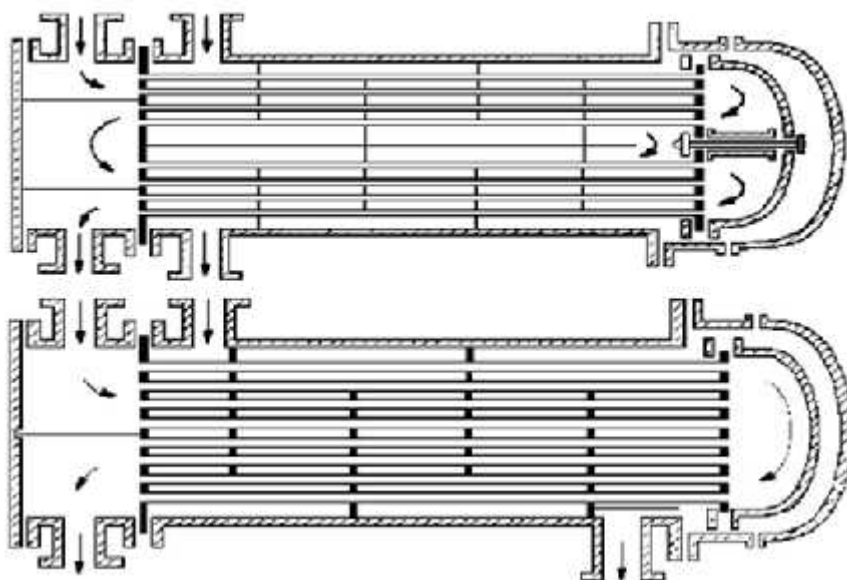


Figure IV.5 : Passage des fluides dans l'échangeur faisceaux calandre.

Le principe de circulation dans les échangeurs faisceaux calandre est comme dans les échangeurs double tube on peut rencontrer les deux modes de circulation contre-courant et courant parallèle.

IV.4.2.3 Echangeurs à ruissellement :

D'après la destination on distingue trois types d'échangeurs correspondant aux fonctions très spécifiques

- Les échangeurs et réfrigérants dans lesquels ne se produit aucun changement d'état physique des fluides.
- Les condenseurs qui permettent de condenser une vapeur soit à l'aide d'un produit froid, soit à l'aide d'un auxiliaire (eau, air, fluide, frigorigène ...etc.)
- Les rebouilleurs qui assurent une vaporisation partielle d'un liquide grâce à la circulation d'un produit chaud ou d'un fluide auxiliaire (vapeur d'eau).

Suivant le sens d'écoulement des fluides chaud et froid, les échangeurs de chaleur peuvent fonctionner :

- ⇒ A courants parallèles (fluides circulent dans le même sens).
- ⇒ A contre courants (les fluides circulent en sens contraire).
- ⇒ A courants mixés (alternativement à courants).

IV.5. Généralités sur les fours pétrochimiques : [17]

Un four est un outil utilisé pour élever la température d'un produit. Il peut être soit :

- Un équipement destiné uniquement au chauffage (exemple : réchauffage de l'acier avant déformation plastique, réchauffage de pétrole brut avant distillation) ;
- Un véritable réacteur dans lequel on élabore les produits (exemple : four de fusion de verre, four de vapocraquage de la pétrochimie).

Il s'intègre généralement dans une ligne de production complexe dont il est un des éléments.

Le rôle joué par les fours dans les unités pétrolières, pétrochimiques et carbochimique est important. Dans bien des cas, la défaillance du four ou tout simplement de l'un de ses accessoires entraîne des arrêts de l'unité.

Les conséquences économiques de ces arrêts sont d'autant plus grandes que l'unité est importante.

Les fours sont incorporés au train d'échange afin d'apporter la chaleur complémentaire pour réchauffer un fluide ou produire une réaction de dissociation des molécules d'une charge.

Ils doivent également absorber les variations résiduelles des transferts de chaleur dans l'unité.

IV.5.1. Classification :

Toute classification est arbitraire, elle est toutefois utile dans la mesure où elle permet de retrouver des caractéristiques communes à des équipements, à première vue, très différents.

Nous proposons ici **quatre classifications**, en fonction :

- ⇒ De la manutention du produit : fours continus ou discontinus ;
- ⇒ Du procédé de chauffage : direct ou indirect ;
- ⇒ Du niveau de température ;

⇒ Du combustible.

IV.5.1.1. Fours continus et fours discontinus :

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

Dans un **four continu**, le produit à chauffer entre à une des extrémités et en ressort à l'autre.

C'est le cas :

- Des fours de réchauffage de semi-produits (fours à longerons et fours puissants) de la sidérurgie ;
- Des fours de l'industrie chimique et du raffinage ;
- Des fours rotatifs de l'industrie cimentière.

Dans un **four discontinu**, le produit à chauffer est immobile dans le four ; il est chargé et déchargé (enfourné et défourné) au même endroit c'est le cas :

- Des fours à sole mobile de forge.
- Des fours à soles fixes de traitement thermique.
- Des fours à cloches mobiles et élévateurs.

IV.5.1.2. Chauffage direct et chauffage indirect :

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

IV.5.1.2.a. Four 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.

Cette dernière provoque des phénomènes à la surface du produit qui peut lui être préjudiciables.

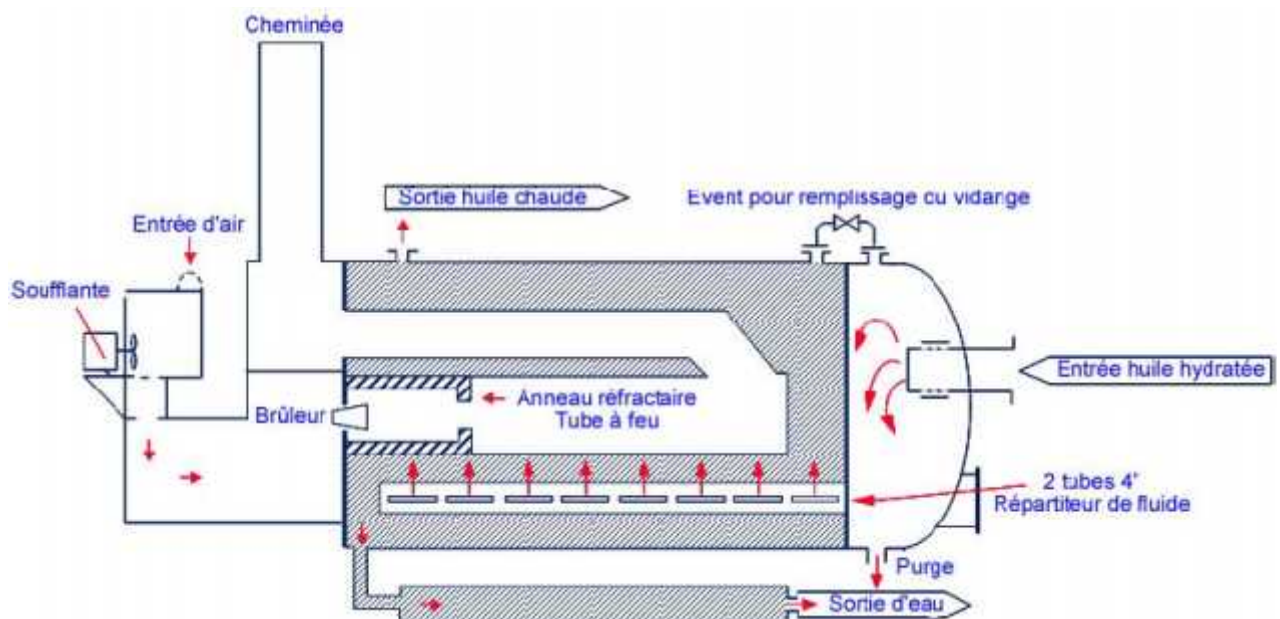


Figure IV.6: Schéma d'un réchauffeur direct. [18]

IV.5.1.2.b. Four à chauffage indirect :

L'interaction entre les gaz de combustion et les produits n'existe plus. par contre, ils'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. Le problème technologique est alors la tenue de cette paroi qui est portée à haute température et est au contact de la flamme et/ou des gaz à haute température.

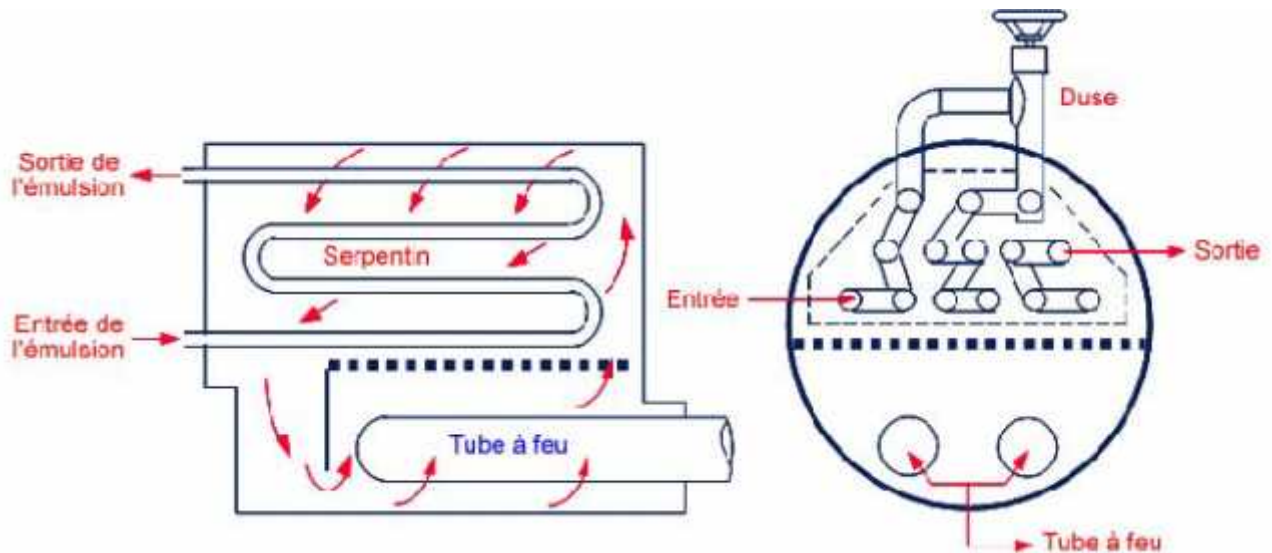


Figure IV.7: Schéma d'un réchauffeur indirect. [18]

IV.5.2.2.c. Fours à haute et fours a basse température :

La classification est ici plus arbitraire car une même température peut être considérée comme haute dans un type d'activité et basse dans une autre activité.

Exemple : une température de 700°C sera considérée comme haute dans l'industrie chimique et basse en sidérurgie ou dans l'industrie du verre.

IV.5.3. Combustible :

On peut également classer les fours en fonction de l'énergie utilisée. Le type d'énergie disponible et utilisée a 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, etc.).
- Des fours à gaz: ils utilisent le gaz naturel, mais aussi le gaz de cokerie, le gaz de raffinerie, le gaz de haut-fourneau, etc.

- Des fours à combustibles liquides : ils utilisent le fuel lourd, mais aussi le gasoil, lenaphta, etc.
- Des fours à combustible solides : ils utilisent les charbons ou le coke de pétrole(généralement sous forme pulvérisée), mais aussi les déchets divers.

IV.6. Les fours tubulaires :[19]

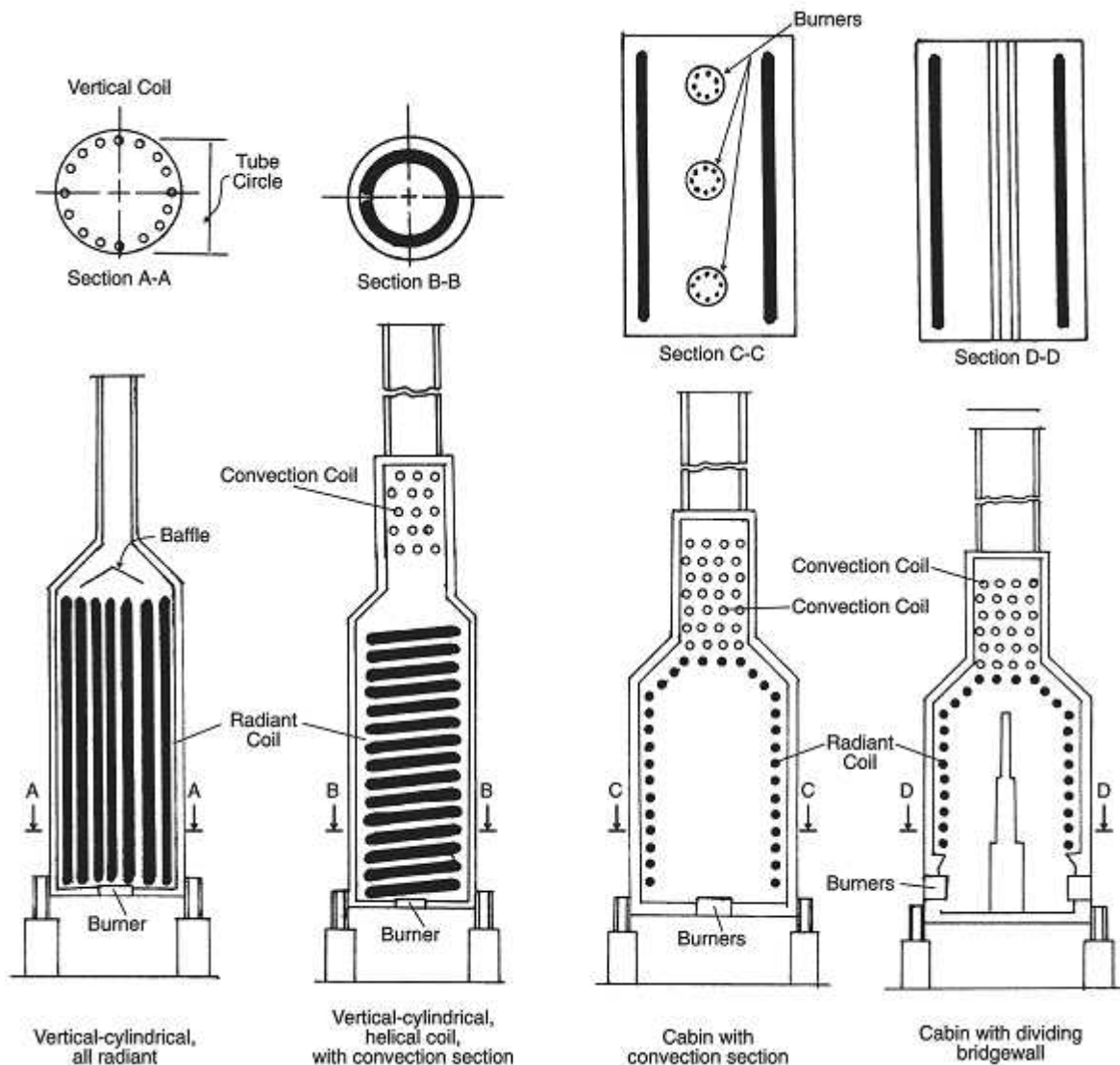


Figure IV.8 : Schémas d'un four classique.

IV.6.1. Utilisation des fours tubulaires en raffinerie :

Dans la plupart des installations de raffinerie ou pétrochimie, l'apport des calories nécessaires au procédé mis en œuvre se fait 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 qui circule dans un serpentin tubulaire ou un faisceau de tubes, d'où le nom de «fours tubulaires» que l'on donne à ce type d'appareils.

Les usages de ces fours 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:

- 1- Réchauffage d'un fluide sans changement de phase.
- 2- Réchauffage d'un fluide avec vaporisation partielle.
- 3- Réchauffage d'un fluide avec réaction chimique.

IV.6.2. Constitution d'un four tubulaire :

Les conceptions de four varient en fonction de leur application, de leur charge de chauffage, du type de combustible utilisé et de la méthode d'introduction d'air de combustion appliquée. Toutefois, tous les fours présentent des caractéristiques communes.

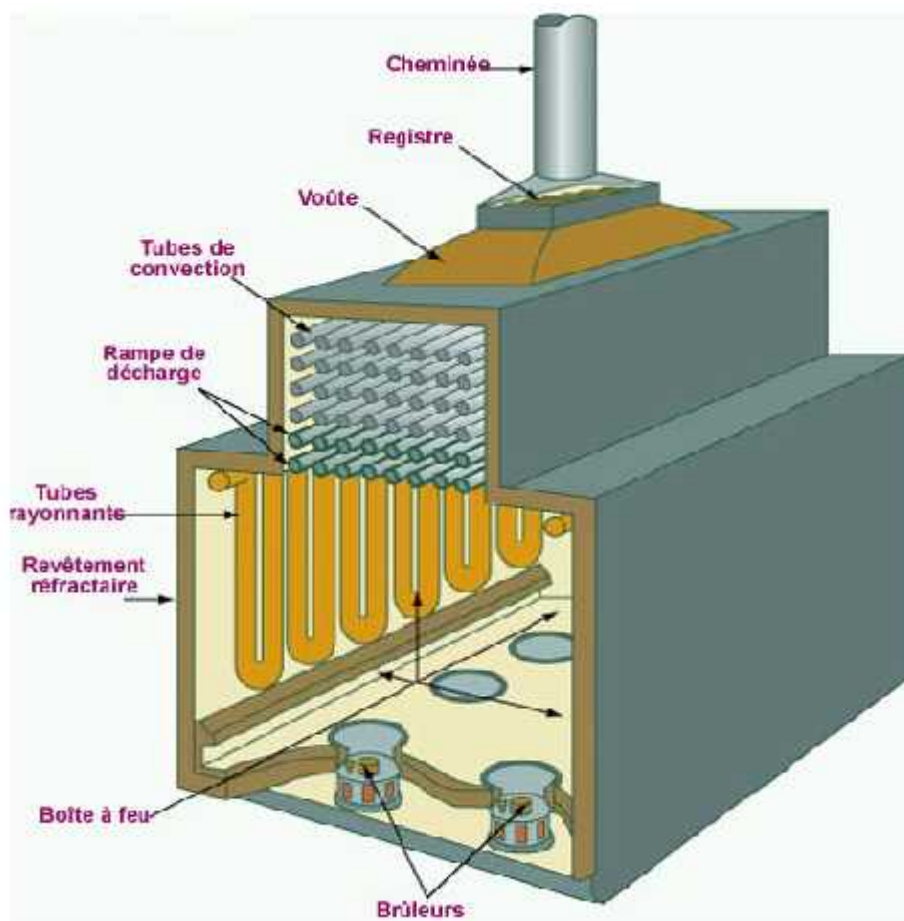


Figure IV.9 : Composants des fours. [18]

IV.6.2.1. Faisceaux tubulaires :

Sont généralement constituées de tubes droits, sans soudure, reliés entre eux;

- Par des coudes à 180° soudés sur les tubes,
- Par des liaisons spéciales, appelées boîtes de retour, comportant un ou deux orifices fermés par des bouchons.

Le choix du matériau pour les faisceaux des tubes repose sur les critères suivants :

- Résistance à la corrosion par le fluide chauffé.
- Résistance à l'oxydation par les fumées chaudes.
- Tenue sous haute température.
- Résistance à la pression intérieure du fluide chauffé.
- Résistance aux contraintes mécaniques dues au poids du faisceau tubulaire et du fluide qu'il contient.

IV.6.2.2. Supportage des faisceaux tubulaires :

La libre dilatation des éléments du faisceau tubulaire est à la base des principes du supportage.

Les matériaux utilisés doivent résister ;

- Aux fumées;
- A l'oxydation;
- A la corrosion.

IV.6.2.3. Garnissage des parois du four :

L'enveloppe des fours (chambre de combustion, zone de convection, cheminée) est constituée d'une paroi métallique revêtue intérieurement d'un garnissage isolant et réfractaire.

Les propriétés requises pour un garnissage isolant réfractaire sont variées:

- Conductivité thermique faible;
- Température élevée;
- Résistance mécanique élevée;
- Bonne résistance aux variations de température;
- Facilité de mise en œuvre.

IV.6.2.4.Brûleurs :

Le rôle du brûleur est en général double: assurer le mélange carburant - comburant dans les proportions choisies (léger excès d'air par exemple), et réaliser la combustion de ce mélange dans les conditions optimales (allumage et maintien de la flamme, combustion complète). Il a donc un rôle déterminant dans la qualité de la combustion, et par suite dans l'émission de polluants ou d'imbrûlés en plus ou moins grande quantité dans les fumées.

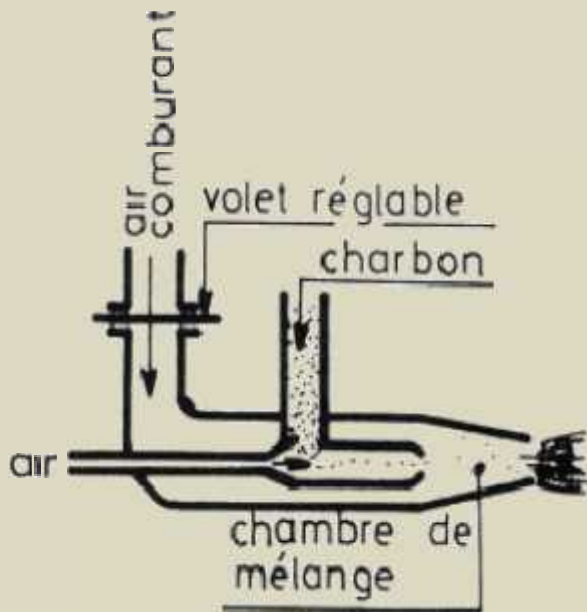


Figure IV.10 : Brûleur à solide

- On distingue en général plusieurs sortes de brûleurs selon que le carburant est solide, liquide, ou gazeux.
- Certains brûleurs utilisent un fluide annexe (air sous pression ou air d'atomisation, vapeur d'eau...) pour assurer le mélange et un bon réglage de la flamme.

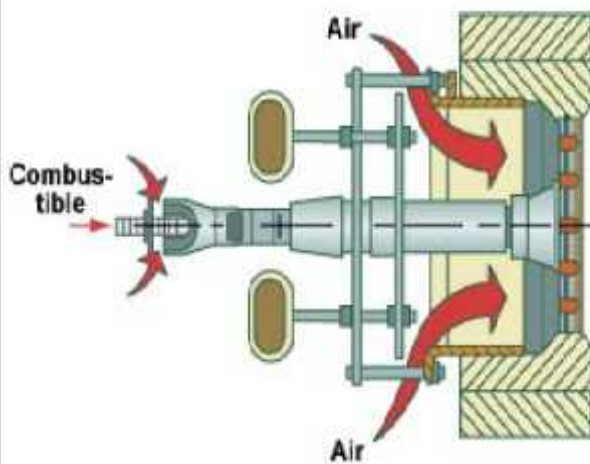


Figure IV.11 : Brûleur à liquide

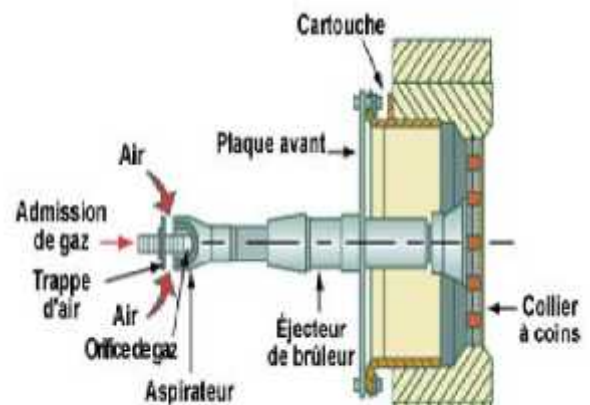


Figure IV.12 : Brûleur combiné

IV.6.2.5. Cheminée :

Les fumées quittent le four par l'intermédiaire de la cheminée en passant, le cas échéant par le réchauffeur d'air. La cheminée de forme cylindrique peut être située directement sur le four ou sur une fondation séparée. Le rôle de la cheminée est multiple, dont le premier but est de conduire les fumées dans l'atmosphère à une hauteur de telle sorte que les risques de pollution soit minimisés, mais la cheminée pour son tirage met la chambre de combustion en dépression et provoque ainsi l'entrée de l'air nécessaire à la combustion par les volets d'air, ses dimensions, hauteurs, diamètre doivent donc être calculées pour obtenir ce tirage.

IV.6.2.6. Les accessoires de régulation : [20]

Dans le four il y a des accessoires de régulation :

- **L'amortisseur** : installé dans la cheminée pour la régulation de pression dans le four.
- **Les prises d'air** : disposées sur les brûleurs et l'amortisseur pour la régulation de débit en air nécessaire pour la combustion.

IV.7 Différents types de fours tubulaires :[18]. [21]

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

IV.7.1. 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 dans une symétrie circulaire par rapport au groupe de chauffage.

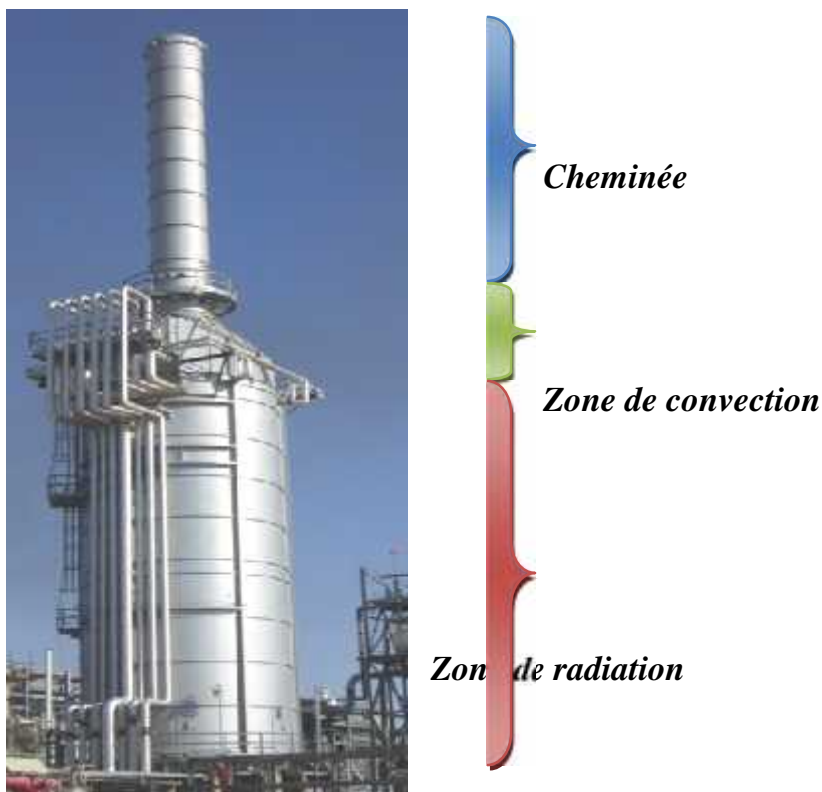


Figure IV.13 :Schéma d'un four cylindrique.

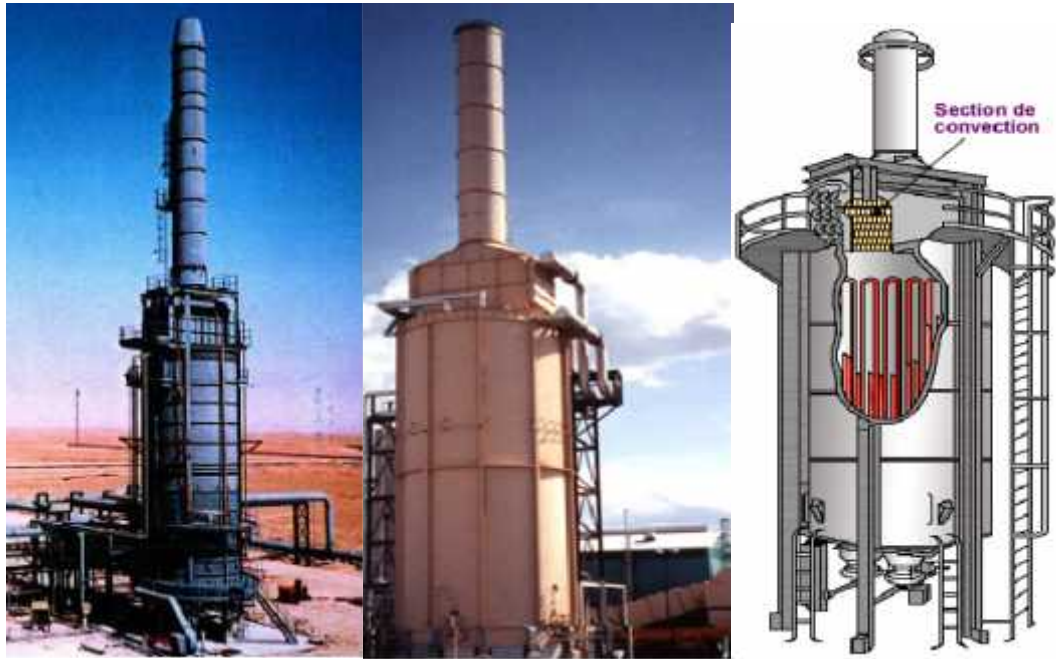


Figure IV.14 :Quelques fours cylindriques.

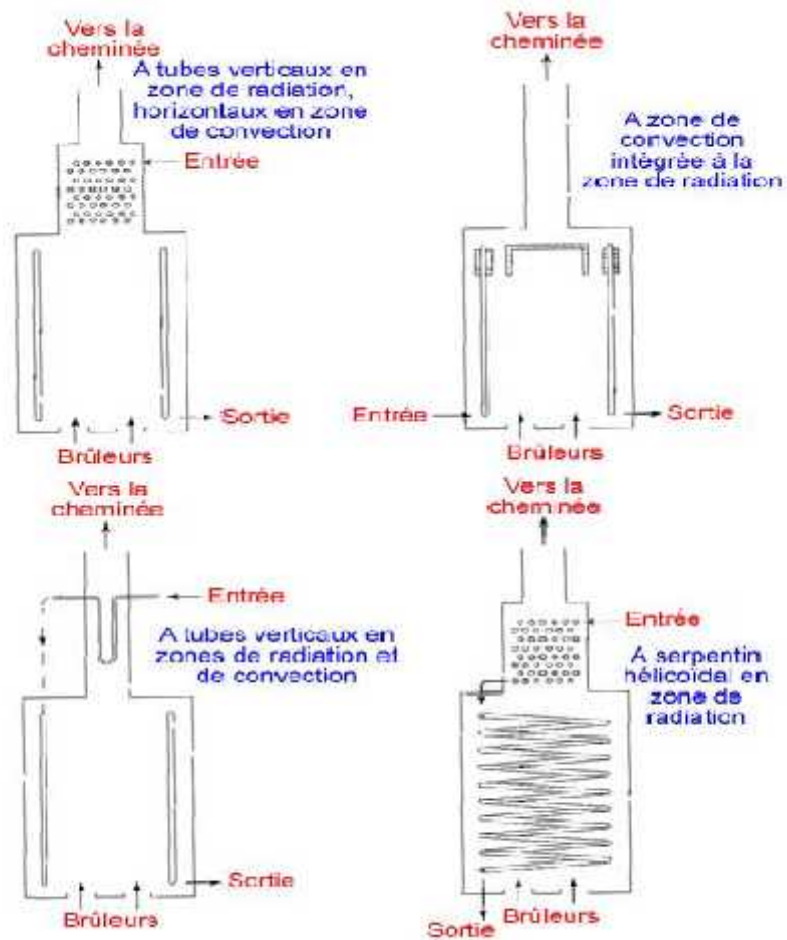


Figure IV.15: Les fours cylindriques verticaux.

IV.7.2. Les fours dits « boîtes » à tubes verticaux :

Dans ces fours, la forme générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède. Les brûleurs sont situés sur la sole, la surface d'échange couvre les parois verticales latérales.

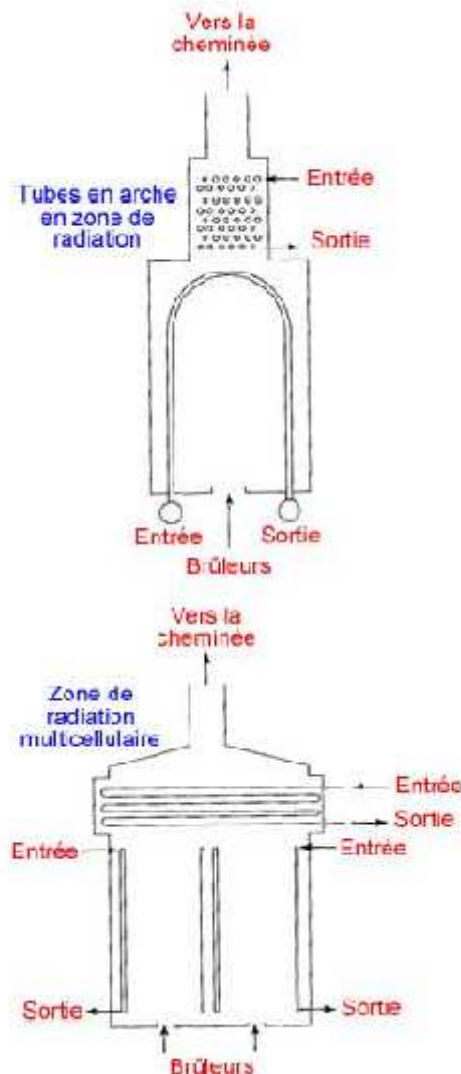


Figure IV.16: Les fours dits "boîtes" à tubes verticaux.

IV.7.3. Les fours dits « 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.

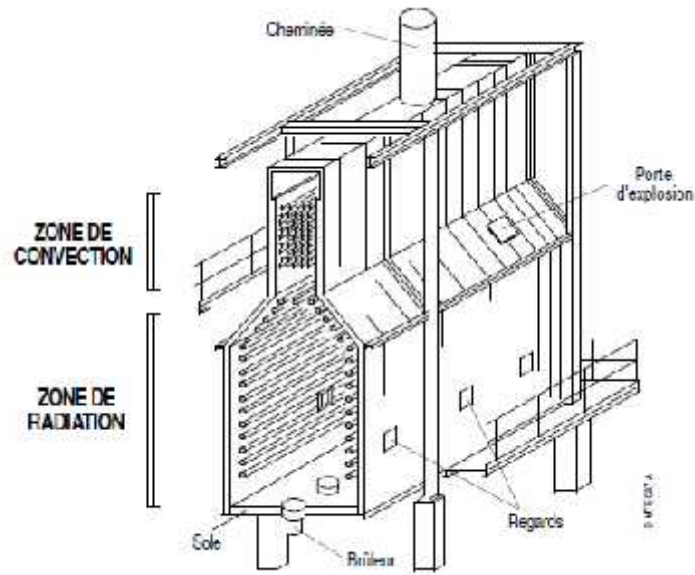


Figure IV.17 : Vue d'un four horizontal (cabines).

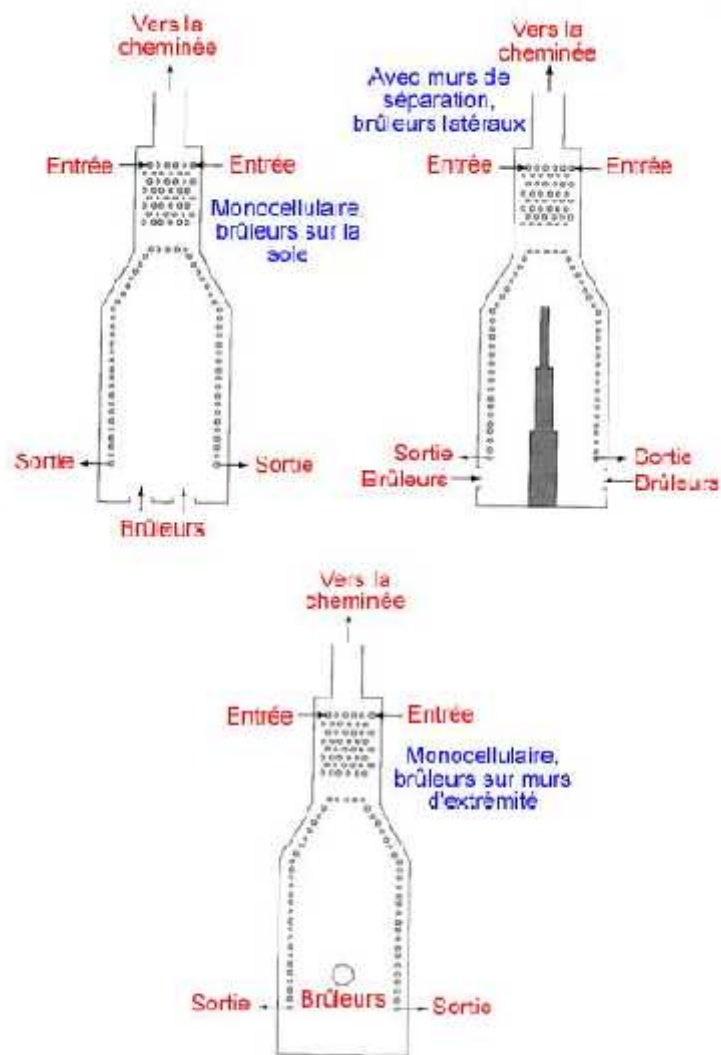


Figure IV.18 : Les fours dits «cabines» à tubes horizontaux.

IV.7.4. Les fours à chauffage par murs radiants :

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

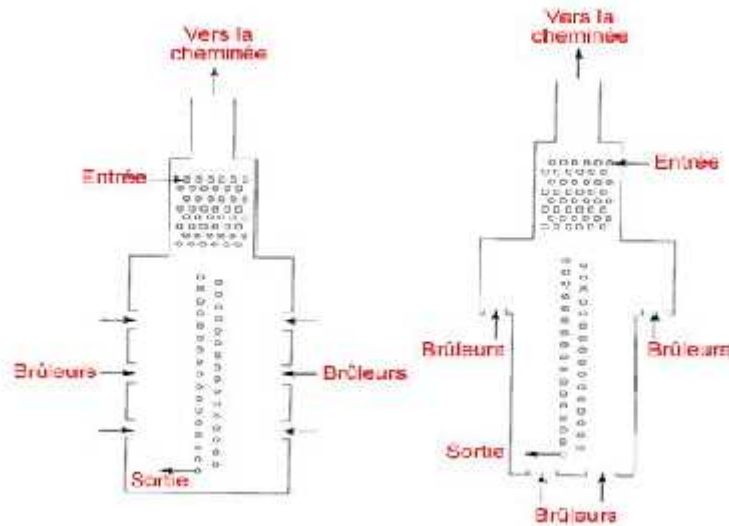


Figure IV.19: Les fours à chauffage par murs radiants.

IV.7.5. Les fours dits à double chauffe :

Dans ces derniers, le plan des tubes constituant la surface d'échange, est dans le plan médian des rangs de brûleurs.

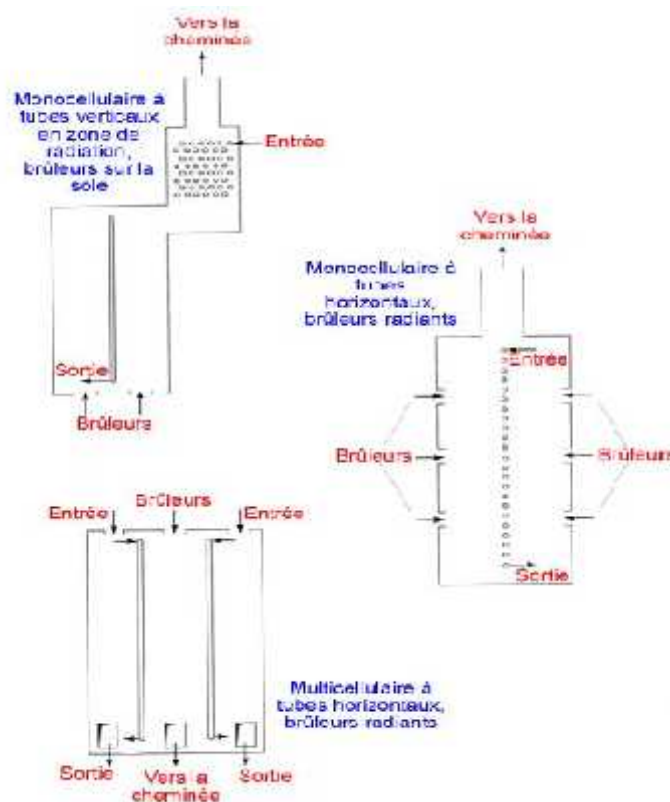


Figure IV.20: Les fours dits à double chauffe.

IV.8. Le choix d'un type de four tubulaire :

Le choix dépend principalement des facteurs suivants :

- Nature du produit chauffe et conditions de service (débit, pression, température)
- Vidanges faisceaux tubulaires;
- Présence ou non de catalyseur dans les tubes ;
- Combustible:
- Encombrement;
- Facilité de construction ou de transport:
- Coût pour une application donnée.

IV.9. 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.

Les températures obtenues dans les produits de la combustion sont toujours très élevées. On peut, d'ailleurs, les augmenter en préchauffant l'air de combustion par les fumées allant à la cheminée.

Les échanges thermiques à l'intérieur du four se font à la fois par les trois mécanismes de la radiation, de la convection et de la conduction.

Les produits de la combustion cèdent leur chaleur aux tubes par radiation et convection ; à travers les parois des tubes, le transfert se fait par conduction ; à l'intérieur des tubes, c'est la convection qui intervient de nouveau ; enfin, les pertes calorifiques à travers les murs du four se font par conduction.

Le phénomène le plus important à prendre en considération est la radiation des produits de la combustion.

IV.10. L'entretien des fours : [21]

IV.10.1. L'entretien quotidien :

Il faut vérifier s'il y a :

- La courbure, le ployage, le gonflement, le chauffage local des tubes.
- Les fuites des tubes et des coudes.
- L'effondrement des briques réfractaires.
- Les fuites de gaz de combustion du mur du four.
- Les fuites de gaz tuyauterie autour des brûleurs.

IV.10.2. L'entretien périodique :

Il faut vérifier s'il y a :

- La courbure, le ployage, le gonflement, la fissure des tubes
- La fissure et la courbure des supports et portes des tubes.
- La fissure, l'effondrement des briques réfractaires.
- L'avancement de la corrosion de la cheminée.

Et il faut effectuer :

L'essai de compression, l'essai étanchéité, la mesure d'épaisseur des tubes.

IV.11. Avantage des fours modernes :

Les fours tubulaires qui sont venus prendre la relève possèdent par rapport aux autres les avantages suivants.

1 - Les fours tubulaires reposent sur le principe de la vaporisation simple cela permet soit de vaporiser à température égale une plus grande quantité de charge soit d'opérer à une température plus basse est de réaliser ainsi une économie de combustible.

2- Ils possèdent une puissance de chauffe plus élevées étant donné que la chaleur est transmise par rayonnement et par les gaz de la combustion.

3- Ils possèdent un degré d'effet thermique plus élevé.

4- Ils permettent de réduire au minimum la durée de séjour de la charge dans la zone des hautes températures.

5- Ils sont faciles à conduire et à automatiser, ils demandent des frais de main d'œuvre moins élevés.

IV.12. Rendement d'un four :

On définit le rendement d'un four comme le rapport entre la quantité de chaleur absorbée par le fluide 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 parois du four. Les pertes les plus importantes sont les pertes à la cheminée, dissipées dans l'atmosphère par les fumées qui sortent du four à température encore assez élevée.

Les pertes de chaleur à travers les parois du four dépendent de l'épaisseur et de la matière du garnissage réfractaire isolant. Pour un garnissage isolant économiquement optimum, ces pertes sont faibles. Pour un four d'une puissance de 10 KMW ou plus, elles sont de 1 à 2 % du pouvoir calorifique intérieur. Ces pertes sont plus importantes pour un petit four, car le rapport de la surface des parois de l'enveloppe, par rapport au volume de la chambre de radiation, diminue lorsque la taille du four augmente.

Les pertes de chaleur les plus importantes sont celles dues au rejet à la cheminée des fumées chaudes. Celles-ci sont le résultat de deux facteurs: Le débit de fumée et leur température. Le débit de fumée s'accroît avec l'excès d'air. Il y'a donc lieu de fonctionner avec un excès d'air aussi faible que possible. Tout en veillant à obtenir une combustion complète, sans imbrûlés. Un fonctionnement à excès d'air très bas peut conduire à des pertes par imbrûlés plus

importantes que le gain réalisé par la réduction, de l'excès d'air. Indépendamment de la perte due à la chaleur latente des imbrûlés, ceux-ci entraînent l'encrassement des surfaces d'échanges et, par conséquent, une élévation de la température des fumées qui persiste après le retour à un fonctionnement sans imbrûlés.

Mais la température des fumées constitue le facteur principal des pertes de chaleur d'un four. D'ailleurs, pour des fumées froides, l'excès d'air n'a plus d'importance puisque toute la chaleur cédée à l'air en excès a été récupérée sur les fumées. Pour refroidir les fumées, il est nécessaire de disposer d'un fluide froid à réchauffer. Si le fluide à réchauffer est à une température élevée qui ne permet pas d'obtenir une température de fumées suffisamment basse, c'est-à-dire un rendement thermique satisfaisant, on peut recourir aux solutions suivantes :

Production de vapeur d'eau : Cette solution ne réduit pas la consommation de combustible, mais elle peut être intéressante si la vapeur d'eau peut être valorisée.

Recyclage de la chaleur des fumées par réchauffage de l'air de combustion :

Les fumées, à leur sortie de la zone de convection, sont refroidies dans un échangeur de chaleur dont le fluide froid est l'air nécessaire au four pour brûler le combustible

Le réchauffage de l'air de combustion permet d'obtenir un rendement thermique de l'ordre de 90 % du pouvoir calorifique inférieur, mais il nécessite un ventilateur de soufflage d'air. Le refroidissement des fumées est limité par les problèmes de corrosion due à la condensation sulfurique, ayant pour origine la présence de composants sulfureux dans les combustibles brûlés.

IV.13. Pollutions et environnement :[17]

Consommateurs d'énergie, les fours ont, particulièrement par leurs rejets dans l'atmosphère, un impact non négligeable sur l'environnement.

Il faut noter que, par exemple, certains très gros fours de la chimie, de la sidérurgie ou de la cimenterie rejettent par leur cheminée des débits de fumées qui peuvent dépasser le million de tonnes par an.

Polluants :

Pour ce qui concerne les fours industriels les polluants les plus courants sont :

- Les oxydes de soufre (SO_2 et SO_3) formés à partir du soufre contenu dans certains combustibles (fioul, gaz de cokerie. etc.);
- Les oxydes d'azote (NO , NO_2 , N_2O) formés au cours de la combustion soit à partir des composés azotés contenus dans le combustible, soit par combinaison à haute température de l'azote et de l'oxygène de l'air ;
- Les poussières en provenance du combustible, ou de particules solides en provenance des produits chauffés. Entraînées par les fumées ;
- L'oxyde de carbone (CO) dans les fours où la combustion s'effectue avec un défaut d'air.

On peut trouver également, dans des installations plus spécifiques des composés de fluor, de chlore, des COV (composés organiques volatils), des HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques), etc., et, sauf si le combustible est de l'hydrogène pur. On trouve dans les fumées du dioxyde de carbone (CO_2) qui bien que n'étant pas un polluant au sens strict du terme. A un impact sur le climat par l'effet de serre qu'il entraîne.

IV.14. La combustion dans un four :

IV.14.1. Généralités sur la combustion :

La combustion dans les fours pétroliers et pétrochimique se fait dans une chambre appelée également zone de rayonnement. Le faisceau absorbant en radiation étant disposé le long des murs réfractaires est donc soumis au rayonnement direct de la flamme qui se développe très souvent entièrement dans la chambre.

La combustion s'effectue à l'aide des brûleurs à pulvérisation de vapeur capable de brûler des combustibles liquides ou gazeux aux caractéristiques variables et très différentes.

La combustion se fait suivant les équations de réaction classique avec des excès d'air variant de **10 % à 40 %** selon les équipements de chauffe.

IV.14.2. Définition de la chaleur de combustion :

On appelle (chaleur de combustion) à pression constante d'un corps simple ou d'un composé chimique défini le nombre de grandes calories 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 0°C , et l'eau produite par la combustion est totalement condensée.

IV.14.3. Réaction de combustion :

Connaissant la composition des combustibles, l'excès d'air imposé et le taux de la vapeur de pulvérisation des brûleurs, nous résoudrons l'équation de réaction afin de déterminer la composition du gaz provenant de la combustion.

En effet, il sera utile de connaître cette composition pour :

- Dimensionner le four.
- Dimensionner les carneaux et la cheminée.
- Evaluer la quantité des produits agressifs libérés.

Les principales réactions des combustions neutres sont données dans le tableau III.2, avec une température de référence de $^\circ\text{C}$.

Ces réactions permettent de déterminer la quantité d'air nécessaire aux brûleurs ainsi que la composition et la quantité des fumées sèches et humides produites à partir d'un combustible :

Combustible	Réaction de combustion	Eau vapeur (Kcal)	Eau liquide (Kcal)
C	$C + O_2 + 4N_2 \rightarrow CO_2 + 4N_2$	97,6	
C	$C + 1/2O_2 + 2N_2 \rightarrow CO + 2 N_2$	29,4	
S	$2S + 2O_2 + 8N_2 \rightarrow 2SO_2 + 8N_2$	138,6	
S	$2S + 3O_2 + 12N_2 \rightarrow 2SO_2 + 12N_2$	183,6	
H ₂	$H_2 + 1/2O_2 + 8N_2 \rightarrow H_2O + 2N_2$	58,2	69,1
CO	$CO + 1/2 O_2 \rightarrow CO_2 + 2N_2$	68,2	
CH ₄	$CH_4 + 3 O_2 + 12N_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 8N_2$	192,5	214,3
C ₂ H ₄	$C_2H_4 + 3 O_2 + 12N_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O + 12N_2$	319,7	341,5
C ₂ H ₂	$C_2H_2 + 5/2 O_2 + 10N_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O + 10N_2$	304,8	315,7
C ₆ H ₆ gaz	$C_6H_6 + 15/2 O_2 + 30N_2 \rightarrow 6CO_2 + 3H_2O + 30N_2$	751,5	748,2
C ₄ H ₁₀	$C_4H_{10} + 13/2 O_2 + 26N_2 \rightarrow 4CO_2 + 5H_2O + 26N_2$	625,7	680,2
C ₃ H ₈	$C_3H_8 + 5 O_2 + 20N_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O + 20N_2$	485,1	528,7
C ₂ H ₆	$C_2H_6 + 7/2 O_2 + 14N_2 \rightarrow 3CO_2 + 3H_2O + 14N_2$	340,9	373,6

Tableau IV.1 : Les quantités de chaleur des réactions de combustion.

IV.14.4. Composition théorique des fumées :

La composition théorique des fumées s'exprime en pourcentage volumique ou massique. On obtient ces valeurs à partir du nombre de molécules des constituants que l'on détermine à l'aide des équations de réaction.

Soit pour les principaux constituants de fumées humides provenant de la combustion de 1Kg de combustible :

Produit Agressif	M	N ^{bre} de moles	% Volumique	Poids (Kg/Kg)	Volume (Nm ³ /Kg)
CO ₂	44	n ₁	n ₁ /N	44 n ₁ x 10 ⁻³	0.0224 n ₁
SO ₂	64	n ₂	n ₂ /N	64 n ₂ x 10 ⁻³	0.0224 n ₂
N ₂	28	n ₃	n ₃ /N	28 n ₃ x 10 ⁻³	0.0224 n ₃
O ₂	32	n ₄	n ₄ /N	32 n ₄ x 10 ⁻³	0.0224 n ₄
H ₂ O	18	n ₅	n ₅ /N	18 n ₅ x 10 ⁻³	0.0224 n ₅
Total		N	100	$\sum PM_i n_i$	$\sum 0.0224 n_i$

Tableau IV.2 : Les principaux constituants de fumées humides.

IV.14.4.1 Teneur théorique en produits agressifs :

La connaissance de la teneur en produits agressifs s'impose aujourd'hui du fait de la réglementation sur la pollution atmosphérique.

Les principaux produits agressifs contenus dans les fumées produites par les combustibles utilisés sont le CO_2 , le SO_2 et le NO .

IV.14.4.2 Pouvoir calorifique supérieur et inférieur :

On appelle pouvoir calorifique supérieur (PCS) la quantité de chaleur, exprimée en Kcal, dégagée par la combustion à pression constante de 760 mmHg et de 1 Kg ou de 1 Nm^3 d'un combustible à la température de (0°C), les produits de la combustion étant ramenés à la température de référence (0°C).

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

Conclusion :

Dans ce chapitre on a vu les différents modes de transferts de chaleurs (conduction, convection et rayonnement) et leurs différentes lois thermodynamiques, ainsi que les types des fours tubulaires et leurs utilisations.

5

Partie calcul

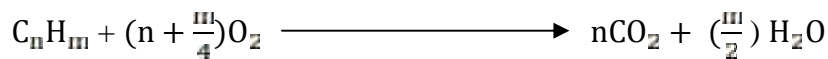
V.1. Méthode de calcul :

Notre étude sera effectuée sur un four suivant ces étapes:

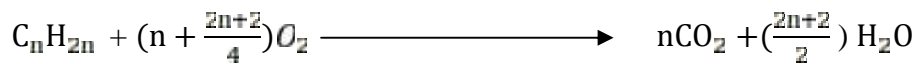
- Calcul de la combustion.
- Bilan thermique du four.

V.1.1. La combustion :

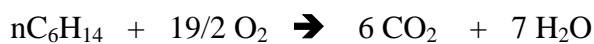
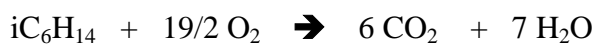
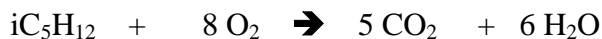
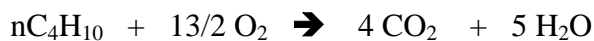
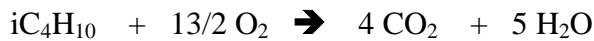
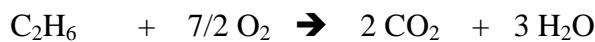
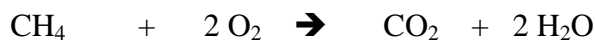
Le calcul est basé sur l'équation stœchiométrique de la combustion des hydrocarbures ayant la formule suivante :



D'après cette équation, on détermine la quantité théorique d'oxygène nécessaire à la combustion et la quantité de fumées obtenues (CO₂ et H₂O).



Avec: $1 < n < 7$



-Quantité d'O₂ dans l'air de combustion :

Pour avoir une combustion complète sans présence de CO dans les fumées sortantes du four, il est nécessaire d'introduire dans le four une quantité d'air supérieure à celle nécessaire à la combustion d'une valeur de α comprise entre 1,1 et 1,4.

$$= \frac{Q_p}{Q_t} = \frac{L_p}{L_t}$$

: l'excès d'air.

Q_p : Quantité d'oxygène pratique (kmole).

Q_{th} : Quantité d'oxygène théorique (kmole).

L_p : Quantité d'air pratique (kmole).

L_{th} : Quantité d'air théorique (kmole).

On prend $\alpha = 1,25$

$$Q_p = \alpha Q_{th}$$

Avec : $Q_{th} = Q_i$

- Nombre de kmoles d'air de combustion pour 100 moles de gaz combustible :

$$L_p = \frac{1}{2} \cdot Q_p$$

Où :

21% : pourcentage d'oxygène dans 100%.

- Azote dans l'air de combustion :

$$N_{(N_2)} = L_p - Q_p$$

Où :

$N_{(N_2)}$: N₂ dans l'air de combustion, en **kmoles**.

- Oxygène dans l'excès d'air :

Pour avoir une combustion complète sans présence de CO dans les fumées sortantes du four, il est nécessaire d'introduire dans le four une quantité d'air supérieur à celle théorique pour la combustion, c'est ce qu'on appelle « excès d'air ».

$$Q_e = Q_p - Q_{th}$$

- La teneur en vapeur d'eau dans l'air de combustion à 20°C :

La teneur en vapeur d'eau dans l'air de combustion à 20°C est donnée par la formule d'AVOGADRO-DALTON :

$$\frac{P_{H_2O}}{P - P_{H_2O}} = \frac{N_{H_2O}}{N_{air}}$$

Où :

P_{H_2O} : Tension de vapeur de l'eau à 45°C.

P : Pression atmosphérique.

N_{air} : Nombre de kmole d'air de combustion pour 100 moles de gaz combustible.

D'après le diagramme de COX CHART, $P_{H_2O} = 24 \text{ mmHg}$ à 45°C.

$$N_{H_2O} = \frac{P_{H_2O}}{P - P_{H_2O}} \cdot N_{air}$$

En tenant compte de l'humidité relative de l'air, on a :

$$N_{H_2O} = \frac{P_{H_2O}}{P - P_{H_2O}} \cdot 0,45 \cdot N_{air}$$

- **Calcul des spécifications des fumées et du combustible :**

- **Masse moléculaire des fumées :**

$$M_f = \sum M_i Y_i'$$

Où :

M_i : Masse moléculaire des constituants (CO_2 , H_2O , N_2 et O_2), en **kg/kmole**.

Y_i' : Fraction molaire.

- **Masse volumique des fumées aux conditions normales :**

$$\rho_f = \frac{M_f}{22,4}$$

- **Volume des fumées par la combustion de 1Nm³ de gaz combustible :**

$$V_f = \frac{N_f}{1}$$

Où :

N_f : Nombre totale de kmoles de fumées.

- **Masse moléculaire du gaz combustible :**

$$M_{\text{combustible}} = \sum M_i Y_i'$$

Où :

M_i : Masse moléculaire des constituants du gaz combustible, en **kg/kmole**.

Y_i' : Fraction molaire de ses constituants.

- **Masse volumique du gaz combustible aux conditions normales :**

$$\rho_{cc} = \frac{M_{cc}}{22,4}$$

- **Débit d'air sec pour la combustion de 1kg de gaz combustible :**

$$L_s = \frac{L_p}{1} \cdot \frac{\frac{m}{a}}{\frac{m}{cc}}$$

Où :

L_p : Nombre de kmoles d'air de combustion pour 100 moles de gaz combustion.

$\frac{m}{a}$: Masse volumique de l'air, $\frac{m}{a} = 1,293 \text{ kg/Nm}^3$.

- **Quantité des fumées rapportée à 1kg de combustible :**

En négligeant l'humidité de l'air, la quantité de fumées rapportée à 1kg de gaz combustible est égale approximativement à :

$$G_f = L_s + 1$$

Si l'on ne néglige pas l'humidité de l'air, on peut calculer la quantité précise des fumées par la combustion de 1kg de gaz combustible :

$$G_f = \frac{N_f}{1} \cdot \frac{\frac{m}{cc}}{\frac{m}{cc}} \quad (\text{Kg/Kg comb})$$

- **Quantité d'air réelle :**

$$L_{\text{réelle}} = G_f - 1 \quad (\text{Kg/Kg comb})$$

- **Pouvoir calorifique inférieur du gaz combustible :**

Le pouvoir calorifique inférieur d'un gaz combustible est donné par la formule suivante :

$$PCI = PCS - 10,9N$$

Où:

PCI : Pouvoir calorifique inférieur exprimé en kcal/Nm^3 .

PCS : Pouvoir calorifique supérieur exprimé en kcal/Nm^3 .

N : Nombre de mole de H_2O .

V.1.2. Bilan thermique du four :

La quantité de chaleur absorbée par la charge est déterminée d'après la formule suivante :

$$Q_a = G [(h_T - h_r) + e(H_T - h_r)]$$

Où:

Q_a : la quantité de chaleur absorbée par la charge, en kcal/h .

G : Débit de la charge, en kg/h .

h : Enthalpie de la phase liquide, en **kcal/kg**.

H : Enthalpie de la phase vapeur, en **kcal/kg**.

e : Taux de vaporisation.

T : Température de sortie, en °C.

t : Température d'entrée, en °C.

La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion sera :

$$Q_{\text{réelle}} = \frac{Q_a}{\tau} \quad (\text{kcal/h}).$$

Où :

τ : Rendement du four en %.

- **Débit du gaz combustible (B) :**

$$B = \frac{Q_a}{P} \quad (\text{Nm}^3/\text{h}).$$

- **Débit des fumées (B_f) :**

$$B_f = B \times G_f \quad (\text{Nm}^3/\text{h}).$$

V.1.2.1. La zone de radiation :

Le calcul de transfert de chaleur dans la zone de radiation se fait en général par approximation successive.

D'après les données pratiques, Q_{rad} constitue 65% à 75% de Q_a . Admettons que 70% de la chaleur est absorbée par radiation.

$$Q_{\text{rad}} = 0.7 \times Q_a$$

Où :

Q_{rad} : La quantité de chaleur dégagée dans la zone de radiation en **kcal/h**.

Par la suite il est nécessaire de connaître la température moyenne du pétrole brut dans la zone de radiation.

La température de passage du pétrole de la zone de convection à la zone de radiation pour la valeur admise de Q_{rad} est déterminée d'après la variation de l'enthalpie du produit.

$$h = \frac{Q_r}{G} \quad (\text{Kcal/kg}).$$

- L'enthalpie de 1 kg de pétrole à la sortie du four :

$$H_S = h_T + e (H_T - h_T) = e.H_T + (1-e) .h_T \quad (\text{Kcal/kg}).$$

- L'enthalpie de 1 kg de pétrole à la sortie de la zone de convection ou à l'entrée de la zone de radiation :

$$h_S^c = h_e^r = H_S - \frac{Q_r}{G}$$

A partir de la **figure V.1** (voire l'annexe) on trouve la température (t_e^r ou t_s^c) correspondante à l'enthalpie calculée ci-dessus.

La température moyenne du pétrole dans la zone de radiation sera :

$$t_m = \frac{t_e^r + t_s^c}{2} \quad (^\circ\text{C}).$$

t_e^r : Température du pétrole à l'entrée de la zone de radiation, en $^\circ\text{C}$.

t_s^c : Température du pétrole à la sortie de la zone de radiation, en $^\circ\text{C}$.

V.1.2.2. La zone de convection :

La chaleur à transmettre en convection est égale :

$$Q_{\text{con}} = Q_a - Q_{\text{rad}}$$

Où :

Q_{cov} : La quantité de chaleur dégagée dans la zone de convection en **kcal/h**.

- **Calcul de la différence de température logarithmique :**

La différence de température logarithmique moyenne est donnée par la formule :

$$T_m = (T_1 - T_2) / 2.3 \log (T_1 / T_2) \quad (^\circ\text{C}).$$

Où : $T_1 = T_{\text{sc}} - T_m$

$$T_1 = T_{\text{ec}} - T_e$$

T_{ec} : Température d'entrée de la zone de convection du fluide ($^\circ\text{C}$).

T_{sc} : Température de sortie de la zone de convection du fluide ($^\circ\text{C}$).

T_e : Température d'entrée du fluide dans le four ($^\circ\text{C}$).

T_m : Température moyenne des fumées de la zone de radiation ($^\circ\text{C}$).

- La température moyenne du produit :

$$T_{m \text{ prod}} = (T_m + T_e)/2$$

- La température moyenne des fumées :

$$T_{m \text{ fumées}} = T_{m \text{ prod}} + T_m$$

- La température moyenne du film gazeux :

$$T_{mf} = T_{m \text{ prod}} + (T_m/2)$$

V.2. Résultats et discussion :

Notre étude a été effectuée sur un four, dont les conditions de fonctionnement sont représentées dans les tableaux ci-dessous.

V.2.1. Données de départ :

Débit de la charge (brut)	300000 Kg/h.
Température de l'entrée	$t_e = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.
Température de la sortie	$t_s = 43 \text{ }^\circ\text{C}$.
Pression d'entrée	$P_e = 13 \text{ bar}$.
Pression de sortie	$P_s = 11 \text{ bar}$.
Rendement	80 %
Excès d'air	20%
Taux de vaporisation	$e = 6.4 \text{ } \%$
Humidité relative	45 %
Température de l'air de combustion	$t_{\text{air}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tableau V.1 : Données de départ.

V.2.2. Les caractéristiques physico-chimiques de combustible :

PM (g /mol)	23.96
PCS (kcal/m ³)	12707
Densité	0.8286

Tableau V.2 : Caractéristiques physico-chimiques de combustible.

V.2.3. les caractéristiques physico-chimiques de brut :

Densité à 15°C	0.8103
Poids moléculaire (g/mol)	2.79
Vitesse limite (m/s)	10

Tableau V.3: Les caractéristiques physico-chimiques de brut.

V.2.4. La composition du combustible :

Composants	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	iC ₆	nC ₆	iC ₇	nC ₇	totale
(%mol)	3.06	0.75	62.13	21.43	8.63	0.73	2.30	0.29	0.45	0.12	0.09	0.01	0.01	100

Tableau V.4: Composition du combustible.

V.3. Calcul de la combustion :**V.3.1. Quantité d'oxygène (O₂) nécessaire à la combustion :**

D'après les réactions de combustion de gaz HP de HBK :

$$Q_t = 2 \cdot (0,6213) + 7/2 \cdot (0,2143) + 5 \cdot (0,0863) + 13/2 \cdot (0,0073) + 13/2 \cdot (0,023) + 8 \cdot (0,0029) + 8 \cdot (0,0045) + 19/2 \cdot (0,0012) + 19/2 \cdot (0,0009) + 19/2 \cdot (0,0001) + 11 \cdot (0,0001)$$

$$\rightarrow Q_t = 2,7024 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

La quantité pratique d'O₂ en tenant compte l'excès d'air (=20%).

$$\text{Donc: } Q_p = (1 + 0,2) \cdot Q_t \rightarrow Q_p = 1,2 \cdot 2,7024$$

$$\rightarrow Q_p = 3,2428 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

V.3.2. Quantité d'air nécessaire à la combustion :

Comme la teneur de l'air en O₂ est 21%, alors la quantité d'air théorique :

$$L_t = Q_t \cdot \frac{100}{21} \rightarrow L_t = 2,7024 \cdot \frac{100}{21}$$

$$\rightarrow L_t = 12,8685 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

La quantité pratique de l'air en tenant compte l'excès (=20%) est :

$$L_p = (1 + \lambda) \cdot L_t \rightarrow L_p = (1 + 0,2) \cdot 12,8685$$

$$\rightarrow L_p = 15,4422 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

V.3.3. Quantité d'oxygène (O₂) dans l'excès d'air :

$$Q_{O_2} = Q_p - Q_t \rightarrow Q_{O_2} = 3,2428 - 2,7024$$

→

$$Q_{O_2} = 0,5404 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

V.3.4. Les quantités des produits de la combustion (Composition des fumées) :

➤ La quantité dioxyde de carbone (CO₂) dégagée :

$$Q_{CO_2} = 0,6213 + 2 \cdot (0,2143) + 3 \cdot (0,0863) + 4 \cdot (0,0073) + 4 \cdot (0,023) \\ + 5 \cdot (0,0029) + 5 \cdot (0,0045) + 6 \cdot (0,0012) + 6 \cdot (0,0009) + 7 \cdot (0,0001) + 7 \cdot (0,0001)$$

→

$$Q_{CO_2} = 1,4810 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

➤ La quantité d'eau (H₂O) théorique dégagée :

$$N_{H_2O} = 2 \cdot (0,6213) + 3 \cdot (0,2143) + 4 \cdot (0,0863) + 5 \cdot (0,0073) + 5 \cdot (0,023) \\ + 6 \cdot (0,0029) + 6 \cdot (0,0045) + 7 \cdot (0,0012) + 7 \cdot (0,0009) + 8 \cdot (0,0001) + 8 \cdot (0,0001)$$

→

$$N_{H_2O(\text{theorique})} = 2,4429 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

➤ La quantité d'eau (H₂O) dans l'air de combustion :

En utilisant l'équation d'AVOGADRO-DALTON suivante :

$$N_{H_2O} = N_{\text{air}} \cdot P_{H_2O} / (P - P_{H_2O})$$

Avec :

- P_{H_2O} : La tension de vapeur d'eau (23,8 mmHg).
- P : La pression atmosphérique (760 mmHg).
- N_{Air} : La quantité de l'eau contenue dans l'air (Kmol).

$$N_{H_2O} = 23,8 \cdot 15,4422 / (760 - 23,8)$$

$$\rightarrow N_{H_2O(\text{dans l'air de combustion})} = 0,4992 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

➤ **La quantité d'eau totale :**

$$Q_{H_2O} = N_{H_2O(\text{theorique})} + N_{H_2O(\text{dans l'air de combustion})}$$

$$Q_{H_2O} = 2,4429 + 0,4992$$

$$\rightarrow Q_{H_2O} = 2,9421 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

➤ **La quantité d'azote (N₂) pratique dans l'air de combustion :**

$$Q_{pN_2} = 0,79 \cdot 15,4422$$

$$\rightarrow Q_{PN_2} = 12,1993 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

➤ **La quantité d'azote (N₂) totale dans les fumées :**

$$Q_{N_2 \text{ fumées}} = Q_{pN_2} + Q_{N_2 \text{ gaz}}$$

$$\rightarrow Q_{N_2 \text{ fumées}} = 12,1993 + 0,0306$$

$$\rightarrow Q_{N_2 \text{ fumées}} = 12,2299 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

V.3.5. Caractéristique des fumées :

➤ **Le pourcentage des constituants dans les fumées :**

$$Q_i \% = (Q_i \times 100) / Q_{\text{fumées}}$$

Avec :

$$Q_{\text{fumées}} = Q_{O_2} + Q_{CO_2} + Q_{H_2O} + Q_{N_2 \text{ fumée}}$$

$$\rightarrow Q_{\text{fumées}} = 0,5404 + 1,4810 + 2,9421 + 12,2299$$

$$\rightarrow Q_{\text{fumées}} = 17,1943 \text{ Kmol/Kmol}_{\text{gaz}}$$

Composant	PM (Kg/Kmol)	Quantité Q_i (Kmol)	% mol	$M_i X_i$
CO ₂	44	1,4810	8,6137	3,7900
H ₂ O	18	2,9421	17,1117	3,0801
N ₂	28	12,2299	71,1313	19,9167
O ₂	32	0,5404	3,1430	1,0057
Totale	-	17,1934	100	27,7925

Tableau V.5 : Composition des fumées.

composant du combustible	%mol	O2 pour la combustion K mole	composition des fumées				composant du combustible
			CO ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂	
N ₂	3,03	-	-	-	-	3,03	N ₂
CO ₂	0,75	-	0,75	-	-	-	CO ₂
CH ₄	62,13	124,260	62,13	124,26	-	-	CH ₄
C ₂ H ₆	21,43	75,005	42,86	64,29	-	-	C ₂ H ₆
C ₃ H ₈	8,63	43,15	25,89	34,52	-	-	C ₃ H ₈
I-C ₄ H ₁₀	0,73	4,745	2,92	3,65	-	-	I-C ₄ H ₁₀
n-C ₄ H ₁₀	2,30	14,95	9,2	11,5	-	-	n-C ₄ H ₁₀
I-C ₅ H ₁₂	0,29	2,32	1,45	1,74	-	-	I-C ₅ H ₁₂
n-C ₅ H ₁₂	0,45	3,6	2,25	2,7	-	-	n-C ₅ H ₁₂
I-C ₆ H ₁₄	0,12	1,14	0,72	0,84	-	-	I-C ₆ H ₁₄
n-C ₆ H ₁₄	0,09	0,855	0,54	0,63	-	-	n-C ₆ H ₁₄
I-C ₇ H ₁₆	0,01	0,11	0,07	0,08	-	-	I-C ₇ H ₁₆
n-C ₇ H ₁₆	0,01	0,11	0,07	0,08	-	-	n-C ₇ H ₁₆
TOTAL	100	266,645	148,85	244,29	324,28	1219,93	Air de combustion
O ₂ dans l'excès d'air		54,048	148,10	292,21	54,048	1222,99	TOTAL
O ₂ dans l'air de combustion		324,28	8,6137	17,1117	3,1430	71,1313	%molaire
N ₂ dans l'air de combustion		1219,93	1719,34				Nombre total de K moles des fumées pour 100 K moles de combustible
Nombre de K moles d'air de combustion pour 100 K moles de gaz combustible		1544,22					

Tableau V.6 : Résultats de calcul de la combustion. [19]

V.3.6. Calcul les spécifications des fumées et de gaz combustible :**V.3.6.1- La masse moléculaire des fumées :**

$$M_f = \sum_i^4 M_i X_i$$

$$\rightarrow M_f = 44 \cdot (0,0861) + 18 \cdot (0,1711) + 28 \cdot (0,7113) + 32 \cdot (0,0314)$$

$$\rightarrow \boxed{M_f = 27,7925 \text{ Kg/Kmol}}$$

V.3.6.2- La masse volumique des fumées aux conditions normales :

$$\dots f = \frac{M_f}{22,4}$$

$$\rightarrow f = 27,7925/22,4$$

$$\rightarrow \boxed{f = 1,2407 \text{ Kg/Nm}^3}$$

V.3.6.3- Volume des fumées formées par la combustion de 1Nm³ de fuel gaz :

$$V_f = Q_{\text{fumées}}/100$$

$$\rightarrow V_f = 1719,34/100$$

$$\rightarrow \boxed{V_f = 17,1934 \text{ Nm}^3}$$

V.3.6.4- La masse moléculaire de gaz combustible :

$$M_{\text{gaz comb}} = (M_i \cdot Y_i)$$

$$M_f = 16 \cdot (0,6213) + 30 \cdot (0,2143) + 44 \cdot (0,0863) + 58 \cdot (0,0073) + 58 \cdot (0,023) + 72 \cdot (0,0029) \\ + 72 \cdot (0,0045) + 86 \cdot (0,0012) + 86 \cdot (0,0009) + 100 \cdot (0,0001) + 100 \cdot (0,0001) + 44 \cdot \\ (0,0075) + 28 \cdot (0,0306)$$

$$\rightarrow \boxed{M_{\text{gaz comb}} = 23,96 \text{ Kg/Kmol}}$$

V.3.6.5- La masse volumique de combustible aux conditions normales :

$$\dots \text{com} = \frac{M_{\text{com}}}{22,4}$$

$$\rightarrow \text{com} = 23,96/22,4$$

$$\rightarrow \rho_{\text{com}} = 1,0696 \text{ Kg/m}^3$$

V.3.6.6- Le débit d'air sec pour un 1 Kg de combustible :

La masse volumique de l'air : $\rho_{\text{air}} = 1,293 \text{ Kg/m}^3$

$$L = 1,293 \cdot (N_{\text{air}} / \rho_{\text{com}})$$

$$\rightarrow L = 1,293 \cdot (15,4422 / 1,0696)$$

$$\rightarrow L = 18,66 \text{ Kg/Kg}_{\text{comb}}$$

V.3.6.7- La quantité des fumées rapportée à 1Kg de gaz :

1- En négligeant l'humidité de l'air :

$$G_f = L + 1 \quad \rightarrow G_f = 19,4341 \text{ Kg/Kg}_{\text{comb}}$$

2- On ne néglige pas l'humidité de l'air :

On peut calculer la quantité de fumées par la combustion de 1 Kg de gaz combustible comme suit :

$$G_f = V_f \cdot (\rho_f / \rho_{\text{comb}})$$

$$\rightarrow G_f = 17,1934 \cdot (1,2407 / 1,0696)$$

$$\rightarrow G_f = 19,93 \text{ Kg}_{\text{fumées}} / \text{Kg}_{\text{comb}}$$

V.3.6.8-La quantité d'air réel :

$$L_{\text{réel}} = G_f - 1$$

$$\rightarrow L_{\text{réel}} = 18,93 \text{ Kg}_{\text{air}} / \text{Kg}_{\text{comb}}$$

V.3.6.9- Masse molaire de l'air humide :

$$M_{\text{air humide}} = \frac{N_{\text{air}} \cdot 29 + N_{\text{H}_2\text{O}} \cdot 18}{N_{\text{air}}} = \frac{15,4422 \cdot 29 + 0,4992 \cdot 18}{15,4422}$$

$$\rightarrow M_{\text{air humide}} = 29,5819 \text{ Kg / kmoles}$$

Avec :

$M_{\text{air humide}}$: la masse moléculaire de l'air humide (kg /kmol).

$M_{\text{air}} = 29$ kg /kmole la masse moléculaire de l'air.

$M_{\text{H}_2\text{O}} = 18$ kg /kmole la masse moléculaire de l'eau.

N_{air} : la quantité d'air nécessaire pour la combustion (kmol /kmol_{de gaz}).

$N_{\text{H}_2\text{O}}$: la quantité d'eau dans l'air de combustion (kmol /kmol_{de gaz}).

V.3.6.10- Masse volumique de l'air humide aux conditions normales ($\rho_{\text{air humide}}$) :

$$\rho_{\text{air humide}} = \frac{M_{\text{air humide}}}{22,4} = \frac{29,5819}{22,4}$$

→

$$\rho_{\text{air humide}} = 1,3206 \text{ Kg/Nm}^3$$

V.3.6.11-Masse volumique de la vapeur d'eau :

$$\rho_{\text{ve}} = M_{\text{ve}}/22,4$$

→

$$\rho_{\text{air humide}} = 0,8036 \text{ Kg/Nm}^3$$

V.3.6.12- La quantité d'air humide :

$$G_{\text{air humide}} = L_{\text{réel}} \cdot (\rho_{\text{com}} / \rho_{\text{air humide}})$$

$$\rightarrow G_{\text{air humide}} = 18,93 \cdot (1,0696 / 0,8036)$$

→

$$G_{\text{air humide}} = 25,1960 \text{ Kg}$$

V.3.6.13- Pouvoir calorifique du combustible :

- Calcul du pouvoir calorifique inférieur du combustible : (PCI)

$$\text{PCI} = \text{PCS}_{\text{moy}} - 10,9 \cdot N \quad (\text{pour un gaz}).$$

Avec : N : Nombre de mole d'eau (kmol) .

$$N = Q_{\text{H}_2\text{O}} / 22,4 \cdot 10^{-3} = 2,9421 / 22,4 \cdot 10^{-3}$$

→

$$N = 131,34 \text{ moles de H}_2\text{O}$$

- Calcul du pouvoir calorifique supérieur du combustible : (PCS)

$$\text{PCS}_{\text{moy}} = \sum (Y_i \cdot \text{PCS}_i)$$

→

$$\text{PCS}_{\text{moy}} = 12707 \text{ Kcal/Nm}^3$$

Avec :

PCS_{moy} : pouvoir calorifique supérieur moyen (kcal /Nm³).

PCS_i : pouvoir calorifique supérieur pour chaque constituants (kcal /Nm³).

Y_i : fraction molaire pour chaque constituant.

Donc : $PCI = 12707 - 10,9 \cdot 131,34$

$$\rightarrow \boxed{PCI = 11275,394 \text{ Kcal/Nm}^3}$$

- **Pouvoir calorifique inférieur de 1Kg du combustible :**

$$Q_{\text{inf}} = PCI / \text{comb}$$

$$\rightarrow Q_{\text{inf}} = 11275,394 / 1,0696$$

$$\rightarrow \boxed{Q_{\text{inf}} = 10541,692 \text{ Kcal/kg}}$$

V.4. Bilan thermique du four [22]:

Pour réaliser les calculs on va choisir un four tubulaire (cabine)

V.4.1. La quantité de chaleur absorbée par la charge :

Elle est déterminée d'après la formule suivante :

$$Q_a = G [(h_{43^\circ\text{C}} - h_{5^\circ\text{C}}) + e (H_{43^\circ\text{C}} - h_{43^\circ\text{C}})] \quad (\text{Kcal/h}).$$

G - débit de la charge, Kg/h (G = 300000 Kg/h)

Les enthalpies des phases liquides et vapeur sont déterminées graphiquement aux températures considérées.

On trouve:

$$h_{5^\circ\text{C}} = 4 \text{ Kcal/Kg.}$$

$$h_{43^\circ\text{C}} = 19 \text{ Kcal/Kg.}$$

$$H_{43^\circ\text{C}} = 91 \text{ Kcal/Kg}$$

(Déterminée graphiquement (Sur la figure -1-))

$e = 0,3$ - taux de vaporisation de la charge à la sortie du four.

$$Q_a = 300000 [(19 - 4) + 0,064 (91 - 19)]$$

$$\rightarrow \boxed{Q_a = 5882400 \text{ Kcal/h}}$$

V.4.2. La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion :

$$Q_{réel} = Q_a / y = 5882400 / 0,8$$

→

$$Q_{réel} = 7353000 \text{ Kcal/h}$$

V.4.3. Le débit de combustible :

$$B = Q_{réel} / Q_{inf} = (7353000 / 10541,692)$$

→

$$B = 697,51 \text{ Kg/h}$$

V.4.4. Le débit des fumées :

$$G_F = B \cdot G_f$$

→

$$G_F = 13901,37 \text{ Kg/h}$$

V.4.5. Le nombre de brûleurs :

Le nombre de brûleurs dans le four est déterminé à partir du débit de combustible brûlé dans un brûleur.

En général ce débit est de : 150 - 180 Kg/h. En admettant une valeur de 180 Kg/h, le nombre de brûleur sera alors :

$$N = 697,51 / 180 = 3,875$$

→

$$N \approx 4 \text{ brûleurs}$$

V.5. Calcul de la zone de radiation :

Le calcul du transfert de chaleur dans la zone de radiation se fait en général par approximations successives. D'abord on fixe la quantité de chaleur utile absorbée Q_a par les tubes de radiation puis on la vérifie par calcul.

D'après les données pratiques cette grandeur constitue 65 ÷ 75 % de Q_a .

En admettant que 70 % de la chaleur est absorbée par radiation :

$$Q_{rad} = 0,7 \cdot Q_a$$

$$\rightarrow Q_{rad} = 0,7 \cdot 5882400$$

$$\rightarrow \boxed{Q_{rad} = 4117680 \text{ kcal/h}}$$

Dans ce cas le coefficient de transfert direct est égal :

$$\sim = Q_{rad} / Q_{réel}$$

$$\rightarrow \mu = 4117680 / 7353000$$

$$\rightarrow \boxed{\mu = 0,56}$$

Par la suite il est nécessaire de connaître la température moyenne de la charge dans la zone de radiation.

La température de passage de la charge à la zone de radiation par la valeur admissible Q_{rad} est déterminée d'après la variation de l'enthalpie de charge.

V.5.1. La variation de l'enthalpie de 1 Kg de charge dans la zone de radiation :

$$Q_{rad} / G = 4117680 / 300000$$

$$\rightarrow \boxed{Q_{rad} / G = 13,72 \text{ kcal /kg}}$$

V.5.2. L'enthalpie de 1 Kg de charge à la sortie du four :

$$H_s = h_{43^\circ\text{C}} + e \cdot (H_{43^\circ\text{C}} - h_{43^\circ\text{C}}) = e \cdot H_{43^\circ\text{C}} + (1 - e) \cdot h_{43^\circ\text{C}}$$

$$H_s = 0,064 \cdot 91 + (1 - 0,064) \cdot 19$$

$$\rightarrow \boxed{H_s = 23,6 \text{ Kcal/Kg}}$$

V.5.3. L'enthalpie de 1 Kg de charge à l'entrée de la zone de radiation :

$$h_e^{\text{rad}} = H_s - (Q_{rad} / G) = 13,72 - (4117680 / 300000)$$

$$\rightarrow \boxed{h_e^{\text{rad}} = 9,88 \text{ Kcal/Kg}}$$

La température correspondante à cette enthalpie est de 21°C (déterminée graphiquement d'après la **figure V.1** « Annexe »).

La température moyenne dans la zone de radiation est alors :

$$t_m = (21 + 43) / 2 \quad \rightarrow \quad \boxed{t_m = 32 \text{ } ^\circ\text{C}}$$

En général la température moyenne des parois des tubes de la zone de radiation est de $40 \div 45^\circ\text{C}$ plus grande que celle du fluide circulant dans les tubes.

$$t_m = 32 + 40 \quad \rightarrow \quad \boxed{t_m = 72^\circ\text{C}}$$

V.5.4. La surface d'échange des tubes de radiation :

$$F_{\text{rad}} = Q_{\text{rad}} / q_{\text{rad}} = 4117680 / 40000$$

$$\rightarrow \quad \boxed{F_{\text{rad}} = 102,942 \text{ m}^2}$$

$q_{\text{rad}} = 40000 \text{ Kcal/m}^2\cdot\text{h}$ - taux de transfert pour les tubes de radiation valeur admise d'après le manuel du four (d'après le **tableau 7** « Annexe »)

Il faut choisir le diamètre des tubes et leur disposition.

- | | |
|------------------------|-----------------------------------|
| 1. Diamètre extérieur, | $D_{\text{ex}} = 0,128 \text{ m}$ |
| 2. Diamètre intérieur, | $D_{\text{in}} = 0,116 \text{ m}$ |
| 3. Entre axe | $C = 0,215 \text{ m}$ |

Pendant le calcul des résistances hydrauliques et la détermination de la pression à l'entrée du four on prendra une résolution définitive sur le nombre de passes.

En utilisant la surface approximative des tubes de la zone de radiation du four.

La surface extérieure de 1 m de tube sera :

$$F_{\text{ext}} = 3,14 \cdot D_{\text{ex}} = 3,14 \cdot 0,128$$

$$\rightarrow \quad \boxed{F_{\text{ext}} = 0,402 \text{ m}^2/\text{m de tubes}}$$

On a des tubes d'une longueur de 5,5 m alors la surface utile d'un tube :

$$F_u = F_{\text{ext}} \cdot L = 0,402 \cdot 5,5$$

$$\rightarrow \quad \boxed{F_u = 2,211 \text{ m}^2/\text{m de tubes}}$$

Longueur utile totale des tubes de la zone de radiation :

$$L_{\text{ut}} = F_{\text{rad}} / F_{\text{ext}} = 102,942 / 0,402$$

$$\rightarrow \quad \boxed{L_{\text{ut}} = 256,075 \text{ m}}$$

Dans ce cas le nombre de tubes dans la zone de radiation sera :

$$N_t = F_{\text{rad}} / F_u = 102,942 / 2,211 = 46,559$$

$$\rightarrow \boxed{N = 47 \text{ tubes}}$$

Surface des tubes dans la zone de radiation :

$$F_{\text{TU}}^T = F_u \times N_T = 2,211 \cdot 47$$

$$\rightarrow \boxed{F_{\text{TU}}^T = 103,917 \text{ m}^2}$$

Taux de transfert en radiation :

$$q_{\text{rad}} = Q_{\text{rad}} / F_{\text{TU}}^T = 4117680 / 103,917$$

$$\rightarrow \boxed{q_{\text{rad}} = 39624,700 \text{ kcal/m}^2}$$

V.6. Calcul de la zone de convection :

V.6.1. La chaleur à transmettre en convection :

$$Q_{\text{conv}} = Q_a - Q_{\text{rad}}$$

$$Q_{\text{conv}} = 5882400 - 4117680$$

$$\rightarrow \boxed{Q_{\text{conv}} = 1764720 \text{ Kcal/h}}$$

On admet que la largeur est $L_{\text{four}} = 3\text{m}$, et on fixe 4 tubes dans la rangée de protection , donc :
Largeur de la zone de convection :

$$L_{\text{conv}} = (n_T + 1) \cdot C$$

$$\rightarrow L_{\text{conv}} = (1+4) \cdot 0,125$$

$$\rightarrow \boxed{L_{\text{conv}} = 1,075 \text{ m}}$$

La longueur du mur incliné avec $\alpha = 30^\circ$ est :

$$L_{\text{inc}} = (L_{\text{four}} - L_{\text{conv}}) / 2 \cos 30$$

$$L_{\text{inc}} = (3 - 1,075) / 2 \cos 30$$

$$\rightarrow \boxed{L_{\text{inc}} = 1,11 \text{ m}}$$

Nombre de tubes sur les murs inclinés :

$$N_{inc} = 2 \cdot L_{inc} / C$$

$$\rightarrow N_{inc} = 2 \cdot 1,11 / 0,215$$

$$\rightarrow N_{inc} = 10,00 \text{ tubes}$$

Donc 5 tubes sur chaque mur incliné.

Nombre de tubes sur les murs verticaux :

$$N_v = 47 - (4 + 10)$$

$$\rightarrow N_v = 33 \text{ tubes}$$

Donc 17 tubes sur chacun des murs verticaux.

La hauteur du mur verticale est de :

$$h_v = 17 \cdot 0,215 \rightarrow h_v = 3,65 \text{ m}$$

La hauteur du four jusqu'à la zone de convection est de :

$$h_{rad} = h_v + h_{inc} = 3,65 + 1,1 \sin 30$$

$$\rightarrow h_{rad} = 2,563 \text{ m}$$

Volume de la chambre de combustion :

$$V_{com} = (L_f \cdot h_v + (L_f + l_{conv}) \cdot 0,5 \cdot l_{inc} \cdot \sin 30) \cdot l_{tube}$$

$$= (3 \cdot 3,65 + (3 + 1,075) \cdot 0,5 \cdot 1,11 \cdot \sin 30) \cdot 5,5$$

$$\rightarrow V_{com} = 47,93 \text{ m}^3$$

Taux de transfert de chaleur :

$$T = Q_{reel} / V_{com} = 7353000 / 47,93$$

$$\rightarrow T = 153411,22 \text{ kcal /hm}^3$$

V.6.2. Le calcul de la surface équivalente des tubes :

$$C/D_{ext} = 0,215 / 0,128 = 1,67$$

La surface de plan d'absorption A

- Pour les tubes de protection : $A' = 4 \cdot C \cdot l_{tube} = 4 \cdot 0,215 \cdot 5,5 = 4,73 \text{ m}^2$
- Pour les tubes latéraux : $A'' = (N_t - 4) \cdot C \cdot l_{tube} = (47 - 4) \cdot 0,12 \cdot 5,5 = 50,85 \text{ m}^2$
- facteur de forme pour les tubes de protection est : $K' = 0,99$

- facteur de forme pour les tubes latéraux : $K'' = 0,93$ (d'après la **figure V.2** « Annexe »).

$$S_{eq} = KA = K'A' + K''A'' = 0,99 \cdot 4,73 + 0,93 \cdot 50,85$$

→

$$S_{eq} = 51,97 \text{ m}^2$$

V.6.3. La longueur totale des murs sur les quelles sont montés les tubes :

$$L_{mur} = (N_T - 4) \cdot C = (47 - 4) \cdot 0,215$$

→

$$L_{mur} = 9,245 \text{ m}$$

V.6.4. Calcul du produit :

Le four choisie : 2.92, 3, 5.5 correspond aux rapports : 1, 1.02, 1.88

(D'après le **tableau 8 (Annexe)**) donc l'épaisseur utile de rayonnement est :

$$I = (2/3)^3 \quad v_{com} = (2/3)^3 \quad 47,93 \quad \rightarrow \quad I = 2,42 \text{ m}$$

V.6.5. La pression partielle de H₂O et CO₂ :

$$P_i = P_{H_2O} + P_{CO_2} = 0,0853 + 0,1613 = 0,2466 \text{ atm}$$

Le produit $P_i \cdot I = 0,2466 \cdot 2,42 = 0,5967 \text{ atm} \cdot \text{m}$

Calcul de la fraction de la chaleur libérée par la combustion : qui est absorbée par radiation (coefficient de transfert direct) donne :

$$M = 1 / (1 + (L_s \cdot (Q_{réel} / KA)) / 6940) = 1 / (1 + (18,66 \cdot (7353000 / 51,97)) / 6940)$$

→

$$M = 0,49$$

Donc on a 0,49 au lieu de 0,56.

V.6.6. Le facteur global d'échange :

- Les pertes :

Les pertes par les parois en zone de radiation 1%.

Les pertes par la zone de convection 0,5%.

Les pertes par la cheminée 18,5%.

- La température des fumées à la sortie de la zone de convection :

Pertes par la cheminée est 18.5% donc d'après la **figure V.5** « Annexe »

$T_{sc} = 385 \text{ }^\circ\text{C}$.

- La température des fumées à l'entrée de la zone de convection :

On a les pertes dans la zone de radiation sont 1%.

$(100 - M - 1) = 100 - 49 - 1 = 50\%$ (d'après la **figure V.5** « Annexe »).

$T_{ec} = 955 \text{ °C}$.

Donc la température de gaz dans la zone de radiation est $T_g = 955 + 20 = 975 \text{ °C}$

Et d'après la **figure V.3** « Annexe » le facteur d'émission de la flamme et $E = 0,48$

La différence de température logarithmique moyenne est donnée :

$$T_m = (T_1 - T_2) / 2.3 \log (T_1 / T_2)$$

La différence de température à chaque extrémité de la zone de convection est

$$T_1 = T_{ec} - T_2 = 955 - 21 = 934 \text{ °C}$$

$$T_2 = T_{sc} - T_1 = 385 - 5 = 380 \text{ °C}$$

$$T_1 / T_2 = 2,45$$

$$T_m = 618,24 \text{ °C}$$

- La température moyenne du produit est :

$$T_{m \text{ prod}} = (T_1 + T_2) / 2 = (934 + 380) / 2 = 657 \text{ °C}$$

- La température moyenne des fumées :

$$T_{m \text{ fumées}} = T_{m \text{ prod}} + T_m = 657 + 618,24 = 1275,24 \text{ °C}$$

- La température moyenne du film gazeux :

$$T_{mf} = T_{m \text{ prod}} + (T_m / 2) = 657 + 309,12 = 966,12 \text{ °C}$$

- Section de la zone de convection : $S_{conv} = L_{conv} \cdot l_{tube} = 1,075 \cdot 5,5 = 5,91 \text{ m}^2$
- Surface occupée par les tubes : $S_{tube} = 4 \cdot D_{ext} \cdot l_{tubes} = 4 \cdot 0,128 \cdot 5,5 = 2,816 \text{ m}^2$
- Surface de passage : $S_p = S_{conv} - S_{tube} = 5,91 - 2,816 = 3,1 \text{ m}^2$

V.6.7. Vitesse massique des fumées:

$$V_F = G_F / S_p = (13901,37 / 3600) / 3,1 = 1,21 \text{ kg/Sm}^2$$

V.6.8. Le Calcul du coefficient de convection :

Formule de MONRAD :

$$h_{conv} = 0,015 C_p (G_F^{2/3} \cdot T_F^{0.3}) / D_{ext}^{1/3} \dots\dots\dots \text{Kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}$$

Où :

G_F : vitesse massique des fumées, $\text{Kg/m}^2\text{h}$.

T_F : température moyenne des fumées, $^\circ\text{K}$.

C_p : chaleur spécifique moyenne des fumées, $\text{Kcal/kg}^\circ\text{C}$.

D_{ext} : diamètre extérieur du tube, m.

$$T_m = (T_{ec} + T_{sc}) / 2 = (955 + 385) / 2 = 670 \text{ °C}$$

$$C_p = 0,258 + 4,5 \cdot 10^{-5} t_m = 0,288 \text{ Kcal/kg } ^\circ\text{C}.$$

$$h_{conv} = 21,51 \text{ Kcal/m}^2\text{h} \cdot ^\circ\text{C}$$

V.6.9. Le calcul du coefficient de radiation :

$$h_r = 0,022 \cdot T_{m \text{ fumées}}^2 - 2 = 12,74 \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}$$

V.6.10. Le calcul du coefficient de radiation des murs :

On peut utiliser la formule suivante (formule de MONRAD).

$$h_m = 0,175 \cdot E \cdot (T_{tm}/100)^3 \quad (\text{Kcal/h} \cdot \text{m}^2)$$

Où : T_{tm} : la température moyenne des parois du tube, nous l'estimerons à 50 °C plus grande que celle du fluide.

$$T_{tm} = T_{mprod} + 50 + 273 = (13 + 50) + 273 = 336 \text{ K}.$$

E = facteur d'émission des murs = 0.95.

$$\text{Ce qui fait que} \quad h_m = 0,175 \cdot 0,95(336/100)^3$$

$$h_m = 7,02 \text{ kcal/m}^2\text{hK}$$

L'entraxe de deux rangée dans la zone de convection est égale à :

$$C_2 = 0,5 C(3)^{1/2} = 0,8660 \text{ C}$$

C : l'entraxe du tube C = 0,215 on aura par conséquent : $C_2 = 0,186 \text{ m}$.

V.6.11. Surface du mur pour une rangée :

$$A_{mur}^I = 2 \cdot C_2 \cdot l = 2 \cdot 0,186 \cdot 5,5 = 2,046 \text{ m}^2$$

V.6.12. Surface extérieur du tube dans une rangée :

Nombre de tube dans une rangée : $n = 4$

$$A_T^I = 4 \cdot D_{ext} L = 4 \cdot 0,16 \cdot 2 = 3,52 \text{ m}^2$$

V.6.13. L'effet de la radiation du mur est donné par :

$$E = [h_m / (h_{conv} + h_r + h_m)] \cdot (A_{mur}^I / A_{tube}^I) = 0,04$$

V.6.14. Le coefficient global du film (coté fumées) :

$$K_{conv}^I = (I + E) (h_{conv} + m)$$

$$K_{conv}^I = 29,67 \text{ Kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}$$

Le coefficient de transfert (coté fluide) est en général plus grand que K_{conv}^I et sa valeur varie de 480 à 490 Kcal/m²h[°]C.

Nous l'admettant égale à 480 Kcal/m²h[°]C. Alors le coefficient global de transfert de chaleur dans la zone de convection :

$$K_{con} = h_{conv}^I \cdot 480 / (K_{conv}^I + 480)$$

$$K_{con} = 27,94 \text{ Kcal/m}^2\text{h}^\circ\text{C}.$$

La surface nécessaire du tube dans la zone de convection :

$$F_{conv} = Q_{conv} / (K_{conv} \cdot T_m)$$

$$F_{conv} = 1764720 / (27,94 \cdot 618,24) = 10,16 \text{ m}^2$$

V.6.15. Le nombre de tube dans la zone de convection :

$$N_{conv} = F_{conv} / (D_{ext} \cdot L) = 10,16 / (3,14 \cdot 0,128 \cdot 5,5) = 48 \text{ tubes.}$$

V.6.16. Le nombre de tube total dans le four :

$$N_{rad} + N_{conv} = 47 + 48 = 95 \text{ tubes.}$$

V.6.17. Le nombre de rangée :

$$n_{rangée} = 48 / 4 = 12 \text{ rangées.}$$

V.6.18. Hauteur de la zone de convection :

$$h_{conv} = C_2 (n_{rangée} + 1) = 0,186 \cdot 13 = 2,42$$

V.7. Calcul de la cheminée :**V.7.1. La pression dynamique :**

Elle est donnée par la formule suivante, $P_{dyn} = 5,1 \cdot 10^{-2} \cdot (V_f^2 / \varphi)$ (mmH₂O)

Avec : V_f : la vitesse massique des fumées (kg/m²h).

φ : la masse volumique des fumées à leurs températures moyenne (kg/m³).

➤ La masse volumique des fumées à T_m :

$$\rho_f^{670} = 1,245 \cdot (273 / (273+670)) = 0,36 \text{ kg/m}^3$$

$$P_{\text{dyn}} = 5,1 \cdot 10^{-2} \cdot (1,21^2 / 0,36) = 0,2 \text{ mmH}_2\text{O}$$

V.7.2. Perte de charge due au passage des fumées dans la cheminée :

Cette perte est donnée par la formule suivante :

$$P_{\text{Ch}} = (3,5 + h_{\text{Ch}} / 50D) \cdot P_{\text{dyn}} \quad (\text{mmH}_2\text{O})$$

Avec : h_{Ch} : hauteur de la cheminée (m).

D : diamètre de la cheminée (m).

V.7.3. La température de la cheminée T_{Ch} :

$$T_{\text{Ch}} = T_{\text{SC}} - 60 = 385 - 60 = 325^\circ\text{C}$$

V.7.4. La masse volumique des fumées à T_{Ch} :

$$\rho_f^{325} = 1,245 \cdot (273 / (273+325)) = 0,56 \text{ kg/m}^3$$

V.7.5. La masse volumique dans la chambre de combustion à T_{EC} :

$$\rho_f^{955} = 1,245 \cdot (273 / (273+955)) = 0,27 \text{ kg/m}^3$$

V.7.6. La masse volumique de l'air à 20°C :

$$\rho_{\text{Air}}^{20} = 1,245 \cdot (273 / (273+20)) = 1,16 \text{ kg/m}^3$$

V.7.7. Perte de charge pour 12 rangées des tubes de convection :

$$P_r = n_{\text{ran}} \cdot P_{\text{dyn}} \cdot 0,5 = 12 \cdot 0,2 \cdot 0,5 = 1,2 \text{ mmH}_2\text{O}$$

V.7.8. Débit volumique des fumées dans la cheminée :

$$B_f = G_f / \rho_f^{325} = 13901,37 / 3600 \cdot 0,56 = 6,89 \text{ m}^3/\text{sec}$$

-Pour une cheminée de diamètre de 0,8 m , la section de la cheminée se calcul comme suit :

$$S_{\text{Ch}} = 3,14 \cdot D^2 / 4 = 0,5024 \text{ m}^2$$

-Pour un four de deux cheminées, la vitesse des fumées dans la cheminée se calcul comme

suit : $V_{Ch} = B_f / 2S_{Ch} = 6,89 / (2 \cdot 0,5024) = 6,86 \text{ m/s}$

V.7.9. La vitesse massique des fumées dans une cheminée :

$$V_{fCh} = G_f / 2S_{Ch} = 13901,37 / (2 \cdot 0,5024 \cdot 3600) = 3,76 \text{ Kg/m}^2 \text{ s}$$

V.7.10. La pression dynamique dans une cheminée :

$$P = 5,1 \cdot 10^{-2} \cdot (3,76)^2 / 0,56 = 1,28 \text{ mmH}_2\text{O}.$$

-Pour une cheminée de 11m de hauteur on peut écrire

$$h_{Ch} / 50D = 11 / (50 \cdot 0,8) = 0,275$$

-La pression dynamique dans la cheminée est exprimée par la somme des pertes de charge donc :

$$P_{Ch} = (3,5 + h_{Ch} / 50D) \cdot P = (3,5 + 0,275) \cdot 1,28 = 4,83 \text{ mmH}_2\text{O}.$$

-Le tirage nécessaire totale $P_t = P_r + P_{Ch} + P_{Tp} = 1,2 + 4,83 + 5 = 11,03 \text{ mmH}_2\text{O}$

Avec P_{Tp} pertes de charge au niveau des tubes de protection, le tirage doit être égale à

$$P_{Tp} = 5 \text{ mmH}_2\text{O} .$$

V.7.11. La hauteur de la cheminée :

$$h_{Ch} = P_t / (\varphi_{Air}^{20} - \varphi_f^{325}) = 11,03 / (1,16 - 0,56) = 18,38 \text{ m}$$

V.7.12. Hauteur total de four :

$$h_T = h_{rad} + h_{conv} + h_{Ch} = 2,56 + 2,42 + 18,38 = 23,36 \text{ m}$$

Caractéristiques	Zone de radiation	Zone de Convection	Cheminée
Nombre des tubes	47	48	...
Longueur de tubes (m)	256.075	264	...
Surfaces des tubes (m ²)	103.917	106.08	...
Hauteur (m)	2.56	2.42	18,38
Section (m ²)	...	5.91	0,5024
Diamètre (m)	0,8
Nombres des rangées	...	12	...
Largeur (m)	3	1.075	...
Nombre de bruleur	4		
Hauteur du four total (m)	23,36		
Nombre de tubes total	95		

Tableau V.7 : Paramètres de dimensionnement de four.

V.8. Interprétation des résultats et discussion :

L'analyse des résultats de calculs effectuée à donner les paramètres suivants :

1/ four tubulaire (cabine à tubes horizontaux) à deux cheminées de hauteur ($H= 18,38$ m), de diamètre ($D = 0,8$ m) pour chacune d'elles.

2/ La zone de radiation :

C'est une zone de transfert par radiation de hauteur ($H=2.56$ m) et de largeur (3m) contenant (47 tubes) de surface totale radiative de (103.917 m²) avec 4 bruleurs.

3/ La zone de convection :

C'est une zone de transfert par convection de hauteur ($H= 2.42$ m) et de largeur (1.075 m) contenant (48 tubes partagés en 12 rangées) de surface totale convective de (106.08 m²).

Ces valeurs demeurent logiques et sont incluses dans les zones permises.

V.9. Calcul de vérification mécanique :**V.9.1. calcul de vérification à la pression de service :****V.9.1.1. L'épaisseur calculée :**

Elle se calcule selon la formule suivante (issue de l'équation principale de calcul des enveloppes à parois minces en l'occurrence l'équation de LAPLACE).

$$e_{\text{cal}} = (P \cdot D_{\text{int}}) / (2 [\sigma] - P) \quad (\text{mm})$$

P : la pression de service = $13 \cdot 10^{-2}$ (daN/mm²)

D_{int} : diamètre intérieure des tubes = 116 (mm).

$[\sigma]$: la contrainte admissible (daN/mm²).

Pour le matériau choisit (des tubes) C35 (NORME AFNOR), les caractéristiques mécaniques sont : $\sigma_r^{20^\circ\text{C}}$: la limite de résistance à 20°C = 60 (daN/mm²).

$\sigma_e^{20^\circ\text{C}}$: la limite d'élasticité à 20°C = 35 (daN/mm²).

la contrainte admissible se calcule comme suit : $[\sigma] = \min(\sigma_r^{ts} / n_r; \sigma_e^{ts} / n_e)$

avec n_r , n_e : les coefficients de sécurité respectivement pour σ_r et σ_e .

NORME AFNOR : $n_r = 5$; $n_e = 3$

$$\sigma_r^{ts} = K \cdot \sigma_r^{20^\circ\text{C}}$$

$$\sigma_e^{ts} = K \cdot \sigma_e^{20^\circ\text{C}}$$

K : coefficient tenant compte des températures de service au niveau de la chambre de convection (pour $t_s = 385^\circ\text{C}$, $K = 0,9$).

$$\sigma_r^{385^\circ\text{C}} = K \cdot \sigma_r^{20^\circ\text{C}} = 0,9 \cdot 60 = 54 \text{ daN/mm}^2.$$

$$\sigma_e^{385^\circ\text{C}} = K \cdot \sigma_e^{20^\circ\text{C}} = 0,9 \cdot 35 = 31,5 \text{ daN/mm}^2.$$

Donc : $[\sigma] = \min(\sigma_r^{ts} / n_r; \sigma_e^{ts} / n_e) = \min(\sigma_r^{385^\circ\text{C}} / n_r; \sigma_e^{385^\circ\text{C}} / n_e) = \min(54 / 5; 31,5 / 3)$

$$[\sigma] = 10,5 \text{ daN/mm}^2$$

$$e_{\text{cal}} = (P \cdot D_{\text{int}}) / (2[\sigma] - P) = (0,13 \cdot 116) / (2 \cdot 10,5 - 0,13) , e_{\text{cal}} = 0,722 \text{ mm}$$

Tenant compte de la corrosion on ajoute une surépaisseur de corrosion $e_r = 2\text{mm}$

$$e_{\text{totale}} = e_{\text{cal}} + e_r = 0,722 + 2, \quad e_{\text{totale}} = 2,722 \text{ mm}$$

V.9.1.2. L'épaisseur choisit :

Selon notre four on a choisit $D_{\text{ext}} = 128 \text{ mm}$, $D_{\text{int}} = 116 \text{ mm}$
Alors, on aura $e_{\text{choisit}} = (D_{\text{ext}} - D_{\text{int}})/2$, $e_{\text{choisit}} = 6\text{mm}$.

En conclusion, l'épaisseur calculée $e_{\text{totale}} = 2,722 \text{ mm} \ll e_{\text{choisit}} = 6\text{mm}$, donc les tubes résistent à la pression de service.

V.9.2. calcul de vérification à la flexion :

V.9.2.1. Le module de résistance à la flexion :

Il se calcule comme suit : $W = (\pi/32) \cdot (D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4) / D_{\text{ext}}$ (m^3)

$$W = (\pi/32) \cdot (D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4) / D_{\text{ext}} = (\pi/32) \cdot (0,128^4 - 0,116^4) / 0,128$$

$$W = 6,6979 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3$$

V.9.2.2. La charge spécifique :

$$q = Q/l$$

avec :

q : La charge spécifique de tube (daN/mm).

Q : Le poids de tube avec le brut (daN) .

l : La longueur d'un tube (mm).

$$Q = \rho_m \cdot V = 0,8103 \cdot (\pi \cdot D_{\text{int}}^2 / 4) \cdot l$$

Avec ρ_m la masse volumique de brut, V le volume de tube (cylindre).

On aura donc :

$$q = Q/l = 0,8103 \cdot (\pi \cdot 0,116^2 / 4) ; \quad q = 8,5592 \cdot 10^{-3} \text{ kg/m}$$

V.9.2.3. Le schéma de calcul:

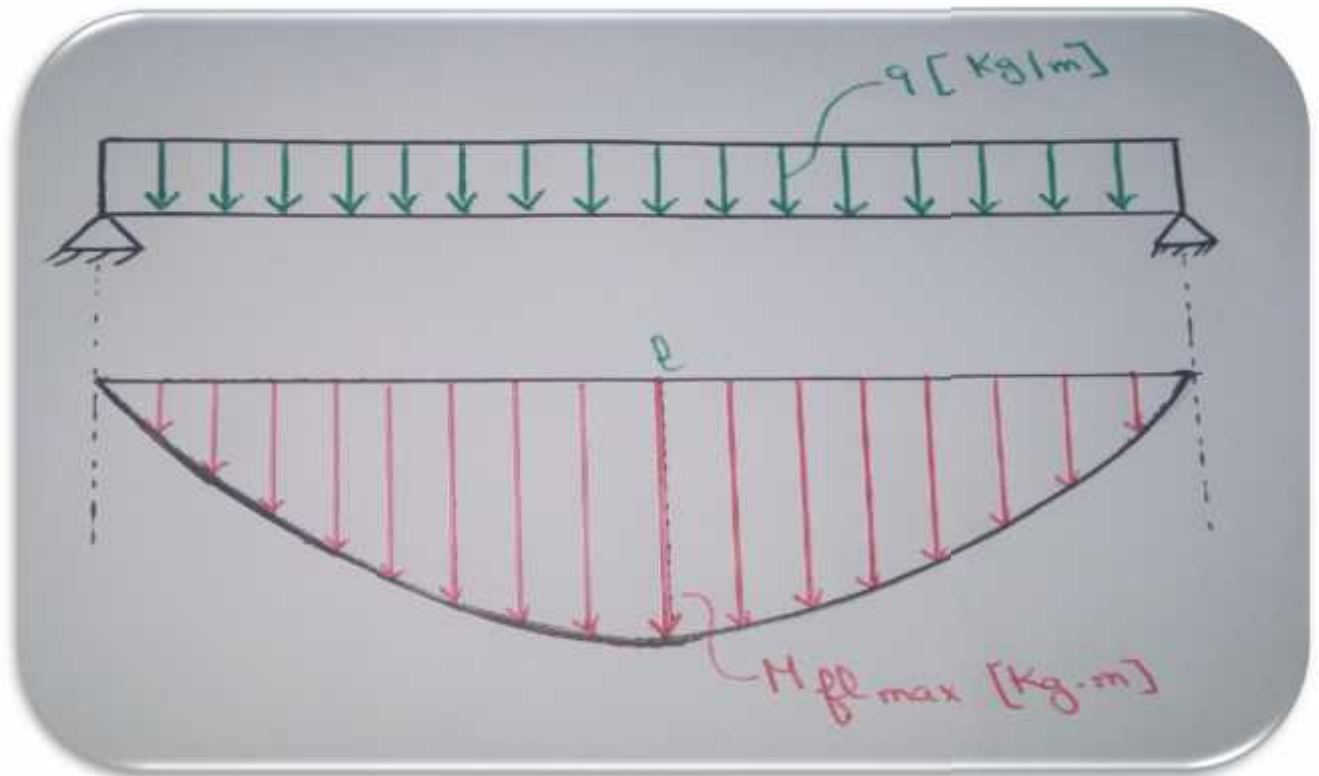


Figure V.1 : Diagramme des moments fléchissants.

V.9.2.4. Le moment de flexion maximale:

Le moment de flexion maximale pour une partie de tube chargée uniformément (sur deux appuis) se calcule comme suit :

$$M_{fl \max} = q \cdot l^2/8 \quad (\text{kg.m})$$

$$M_{fl \max} = q \cdot l^2/8 = 8,5592 \cdot 10^{-3} \cdot (5.5)^2/8 \quad , \quad M_{fl \max} = 32,36 \cdot 10^{-3} \text{ kg.m}$$

V.9.2.5. La contrainte à la flexion :

Cette contrainte se calcule selon la formule suivante :

$$[\sigma]_{fl} = \beta \cdot [\sigma]$$

β :coefficient dépend du matériau ($\beta=1,2$ pour les aciers au carbone , $\beta=1,3$ pour les aciers spéciaux), dans notre cas $\beta=1,2$.

$$[\sigma]_{fl} = \beta \cdot [\sigma] = 1,2 \cdot 10,5 \text{ , } [\sigma]_{fl} = 12,6 \text{ daN/mm}^2$$

V.9.2.6.La contrainte à la flexion maximale:

$$f_{l \max} = M_{fl \max} / W \text{ , } f_{l \max} = 4,83 \cdot 10^2 \text{ kg/m}^2 = 4,83 \cdot 10^{-4} \text{ daN/mm}^2$$

Condition de résistance à la flexion :

$$f_{l \max} = 4,83 \cdot 10^{-4} \text{ daN/mm}^2 \ll \ll \ll [\sigma]_{fl} = 12,6 \text{ daN/mm}^2$$

Donc, la condition de résistance à la flexion est vérifiée.

Conclusion :

Dans cette partie on a vérifié la résistance des tubes ;

- A la pression de fonctionnement.
- A la flexion contre la charge de fonctionnement.

Les résultats montrent que les dimensions des tubes choisies initialement vérifient complètement la résistance mécanique.

Conclusion Générale

Dans le champ de HAOUD BERKAOUI les eaux produites avec le pétrole sont chargées de différents sels, ils sont présents dans le brut sous forme de cristaux ou de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le brut.

Les dépôts de sel qui se forment au cours de l'exploitation représentent un grand problème pour la production (encrassement, bouchage, diminution de la productivité et de la qualité des produits, augmentation de la consommation en énergie des pompes de transfert, augmentation des pertes de charges....etc).

En hiver, le traitement chimique n'est pas efficace à cause de la diminution de la température d'huile, cette diminution consiste à former des dépôts de paraffines, ces dernières renferment dans leurs molécules les cristaux de sel et formants ainsi une couche isolante ce qui va protéger les sels contre l'agent chimique traitant. Les agents chimiques sont très chers et moins efficaces surtout en hiver.

Une solution à ce problème a été proposée à savoir : l'installation d'un four tubulaire de type cabine. Les calculs nous ont permis de dimensionner le four proposé à savoir :

- La surface totale d'échange répartie sur deux zones de radiation et de convection ($F_{\text{rad}} = 102,942 \text{ m}^2$; $F_{\text{conv}} = 102,16 \text{ m}^2$).
- Le nombre de tubes dans les deux zones ($N_{\text{tube rad}} = 47\text{tubes}$; $N_{\text{tube conv}} = 48\text{tubes}$).
- Le nombre de brûleurs $N = 4$ brûleurs.
- La cheminée de la hauteur $H = 18,38 \text{ m}$.
- Les calculs de vérification à la résistance mécanique des tubes à la charge de pression ainsi qu'à la charge de flexion.

On recommande d'utiliser la chaleur des fumées pour préchauffer l'air de combustion en amont de la zone de radiation, ou bien l'utiliser comme source d'énergie récupérée dans des échanges de chaleur.

NOMENCLATURE ET INDEX

COV	Composés Organiques Volatils.
HAP	Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques.
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur.
PCI	Pouvoir calorifique inférieur.
PFD	Process Flow Diagram.
RK	REDLICH-KWONG.
SRK	SOAVE-REDLICH-KWONG.
PR	PENG-ROBINSON.
DRT	DRÀA TAMRA.
HBK	HAOUD BERKAOUI.
BKH	BENKAHLA.
GLA	GUELLELA.
BKHE	BENKAHLA EST.
U.T.G	Unité de Traitement de Gaz.
HP	Gaz Haut Pression.
MP	Gaz Moyenne Pression.
BP	Gaz Basse Pression.
CFPA	Compagnie française de pétrole algérien.
E.T.L	Equilibre Thermodynamique Local.
E.T.G	Equilibre Thermodynamique Global.
P	La pression (bar).
F	Débit molaire (kmol/s).
X_i	Fractions molaires.

C_p	La capacité thermique ($J/kg \cdot K$).
q_s	Le flux surfacique de chaleur (W/m^2).
r	Le vecteur position.
Ra_y	Le nombre de Rayleigh.
Q	Débit de chaleur ($Kcal/h$).
$\Delta\theta$	Potentiel de température ($^{\circ}C$).
R	La Résistance au transfert ($h \cdot m^2 \cdot ^{\circ}C/Kcal$).
dQ	La Quantité de chaleur transmise (J/h).
λ	Conductivité thermique ($J/m \cdot h \cdot ^{\circ}C$).
(dt/dx)	Gradient de température.
dF	Temps (h).
QT	L'énergie totale.
QA	L'énergie absorbe.
T	La Température (K).
E_0	Constante de STEPHANE-BOLTZMANN égale à $5,67 \cdot 10^{-8} W/m^2 K^4$.
C_0	Pouvoir d'émission d'un corps noir absolu (W/m^2).
σ	Constante de BOLTZMANN égale à $4,96 \cdot 10^{-8} Kcal/hm^2 K^4$.
Re	Nombre de Reynolds.
Pr	Nombre de Prandtl.
Le	Nombre de Lewis.
Nu	Nombre de Nusselt.
Gr	Nombre de Grashof.
Ra	Nombre de Rayleigh.
P_{comb}	La puissance dégagée par combustion (MW).
C_0	la vitesse de la lumière (km/s).
E_b	la puissance émise par un corps noir (MW).

E_v	la puissance spectrale émise par le corps gri (MW).
Dt/dx	gradient de température.
q	Densité de flux de chaleur (W/m²).
n	indice indiquant le corps noir.
PCI	Pouvoir calorifique inférieur du combustible.
PCS	Pouvoir calorifique supérieur du combustible.
t_e	Température de l'entrée (°C).
P_e	Pression d'entrée (bar).
e	Taux de vaporisation (%).
t_{air}	Température de l'air de combustion (°C).
Q_{O_2}	Quantité d'oxygène (O_2) (Kmol/Kmol gaz).
Q_{CO_2}	La quantité dioxyde de carbone (Kmol/Kmol gaz).
N_{H_2O}	La quantité d'eau (Kmol/Kmol gaz).
P_{H_2O}	La tension de vapeur d'eau (23,8 mmHg).
P	La pression atmosphérique (760 mmHg).
N_{Air}	La quantité de l'eau contenue dans l'air (Kmol).
$Q_{p N_2}$	La quantité d'azote (N_2) pratique dans l'air de combustion (Kmol/Kmol gaz).
$Q_{N_2 f}$	La quantité d'azote (N_2) totale dans les fumées (Kmol/Kmol gaz).
M_f	La masse moléculaire des fumées (Kg/Kmol).
ρ_f	La masse volumique des fumées (Kg/Nm³).
V_f	Volume des fumées formées par la combustion de $1Nm^3$ de fuel gaz (Nm³).
$M_{gaz c}$	La masse moléculaire de gaz combustible (Kg/Kmol).
ρ_{com}	La masse volumique de combustible (Kg/m³).
ρ_{air}	La masse volumique de l'air (1,293 Kg/m³).
L	Le débit d'air sec pour un 1 Kg de combustible (Kg/Kg comb).

$L_{\text{réel}}$	La quantité d'air réel (Kg air / Kg comb) .
$M_{\text{air hu}}$	La masse moléculaire de l'air humide (kg /kmol).
M_{air}	La masse moléculaire de l'air (kg /kmole).
$M_{\text{H}_2\text{O}}$	La masse moléculaire de l'eau. (kg /kmole).
N_{air}	La quantité d'air nécessaire pour la combustion (kmol /kmol de gaz) .
$N_{\text{H}_2\text{O}}$	La quantité d'eau dans l'air de combustion (kmol /kmol de gaz) .
$G_{\text{air hu}}$	La quantité d'air humide (Kg).
ρ_{ve}	Masse volumique de la vapeur d'eau (Kg/Nm³).
N	Nombre de mole d'eau (kmol).
PCS_m	Pouvoir calorifique supérieur moyen (kcal /Nm³).
PCS_i	Pouvoir calorifique supérieur pour chaque constituants (kcal /Nm³).
Y_i	Fraction molaire pour chaque constituant.
Q_a	La quantité de chaleur absorbée par la charge (Kcal/h).
B	Le débit de combustible (Kg/h).
G_F	Le débit des fumées (Kg/h).
N	Le nombre de brûleurs.
μ	Le coefficient de transfert direct.
H_s	L'enthalpie a la sortie du four (Kcal/Kg).
h_e^{rad}	L'enthalpie de 1 Kg de charge à l'entrée de la zone de radiation (Kcal/Kg) .
F_{rad}	La surface d'échange des tubes de radiation (m²).
D_{ex}	Diamètre extérieur (m).
D_{in}	Diamètre intérieur (m).
C	Entre axe (m).
F_u	La surface utile (m).

L_{ut}	Longueur utile (m).
q_{rad}	Taux de transfert en radiation (kcal/m²).
Q_{conv}	La chaleur à transmettre en convection (Kcal/h).
L_{conv}	Largeur de la zone de convection (m).
L_{inc}	La longueur du mur incliné (m).
N_{inc}	Nombre de tubes sur les murs inclinés.
N_v	Nombre de tubes sur les murs verticaux.
h_v	La hauteur du mur verticale (m).
h_{rad}	La hauteur du four jusqu'à la zone de convection (m).
V_{com}	Volume de la chambre de combustion (m³).
T	Taux de transfert de chaleur (kcal /hm³).
K''	Facteur de forme.
L_{mur}	La longueur totale des murs sur les quelles sont montés les tubes (m).
P_i	La pression partielle (atm).
T_g	La température de gaz dans la zone de radiation (°C).
ΔT_m	La différence de température logarithmique moyenne (°C).
$T_{m\ prod}$	La température moyenne du produit (°C).
$T_{m\ fum}$	La température moyenne des fumées.
T_{mf}	La température moyenne du film gazeux.
S_{conv}	Section de la zone de convection (m²).
S_{tube}	Surface occupée par les tubes (m²).
S_p	Surface de passage (m²).
V_F	Vitesse massique des fumées (kg/Sm²).
G_F	Vitesse massique des fumées (Kg/m²h).

T_F	Température moyenne des fumées ($^{\circ}\mathbf{k}$).
C_p	Chaleur spécifique moyenne des fumées ($\mathbf{Kcal/kg}^{\circ}\mathbf{c}$).
D_{ext}	Diamètre extérieur du tube (\mathbf{m}).
α_r	Coefficient de radiation ($\mathbf{kcal/m}^2\mathbf{h}^{\circ}\mathbf{c}$).
T_{tm}	La température moyenne des parois du tube.
C	L'entraxe du tube.
A_{mur}^I	Surface du mur pour une rangée (\mathbf{m}^2).
A_T^I	Surface extérieur du tube dans une rangée (\mathbf{m}^2).
E	L'effet de la radiation du mur.
N_{conv}	Le nombre de tube dans la zone de convection.
n_{rang}	Le nombre de rangée.
h_{conv}	Hauteur de la zone de convection (\mathbf{m}).
h_T	Hauteur totale de four (\mathbf{m}).
P_{dyn}	La pression dynamique ($\mathbf{mmH}_2\mathbf{O}$).
ΔP_{Ch}	Perte de charge due au passage des fumées dans la cheminée ($\mathbf{mmH}_2\mathbf{O}$).
T_{Ch}	La température de la cheminée ($^{\circ}\mathbf{C}$).
ω_f^{325}	La masse volumique des fumées à T_{Ch} ($^{\circ}\mathbf{C}$).
ω_f^{955}	La masse volumique dans la chambre de combustion à T_{EC} ($\mathbf{kg/m}^3$).
ω_{Air}^{20}	La masse volumique de l'air à $20^{\circ}\mathbf{C}$ ($\mathbf{kg/m}^3$).
B_f	Débit volumique des fumées dans la cheminée ($\mathbf{m}^3/\mathbf{sec}$).
V_{fCh}	La vitesse massique des fumée dans une cheminée ($\mathbf{Kg/m}^2\mathbf{s}$).
h_{Ch}	La hauteur de la cheminée (\mathbf{m}).
e_{cal}	L'épaisseur calculée (\mathbf{mm}).

e_{choisit}	L'épaisseur choisit (mm).
W	Le module de résistance (m³).
q	La charge spécifique (daN/mm).
$M_{\text{fl max}}$	Le moment de flexion maximale (kg.m).
$[\delta]_{\text{fl}}$	La contrainte admissible à la flexion (daN/mm²).

Références et bibliographie liées au thème

- [1] *Pétroles brut et produits pétroliers – par Dr Mimoun.*
- [2] *L'industrie chimique et le pétrole – « les jeune, la chimie et les sciences de la vie » par Jean-Noel Bertrand.*
- [3] *Pétrole : Origine, production et traitement- Union pétrolière. Lowenstrasse 25, 8001 Zurich. www.swissoil.ch*
- [4] <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-de-petrole-liquefies-gpl>
- [5] A.ROJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; «Le gaz naturel : production, traitement, transport»; Editions Technip-Paris ; 1994.
- [8] *Documentation et recherche – Centre Haoud Berkaoui.*
- [9] « Emission of ultrafine particles from natural gas domestic burners “ Environmental engineering Science, Décembre 2008 (Etudes de l'université Federico 11 de naples).
- [10] *Gaz naturel .ADEME, Base carbonne.*
- [11] *PRG values and lifetimes from IPCC TAR, GIEC 2007.*
- [12] *Fr.wikipedia.org.*
- [13] *F-ztalatikite: « Sumposium Binnal» 1997.volume I
Session 2: (la chaîne des GPL: de la production des GPL à leur utilisation)'*
- [14] *Favenne, J.P:«5 Exploitation et gestion de la raffinerie» 1997. Edition Technip*
- [15] *J.CRABOL : Transfert de matière et transfert de chaleur « Les équipements des unités pétrolières.*
- [16] **LES ÉQUIPEMENTS - LES ÉCHANGEURS : SUPPORT DE FORMATION**
Cours EXP-PR-EQ120 - Révision 0.1
- [17] *Technique de l'ingénieur (fours industriels)*
Auteur : JACUBOWIEZ Isidore
- [18] *Equipement – Réchauffeurs et Fours – manuel de formation cours Exp – Pr-EQ110 – Révision 0.1*
- [19] *Le pétrole «raffinage et génie chimique» tome I*
Auteur: P.WUITHIER
Editeur : Edition technip 1972 (paris)
- [20] *Opération training-FOR AGL, 102*

Editeur ; Edition technip 1992.

[21] Le raffinage du pétrole (matériels et équipements) tome 4

Auteur : P.TRAMBOUZE

Editeur : édition technip 1999

Dimensionnement d'un four pétrochimique

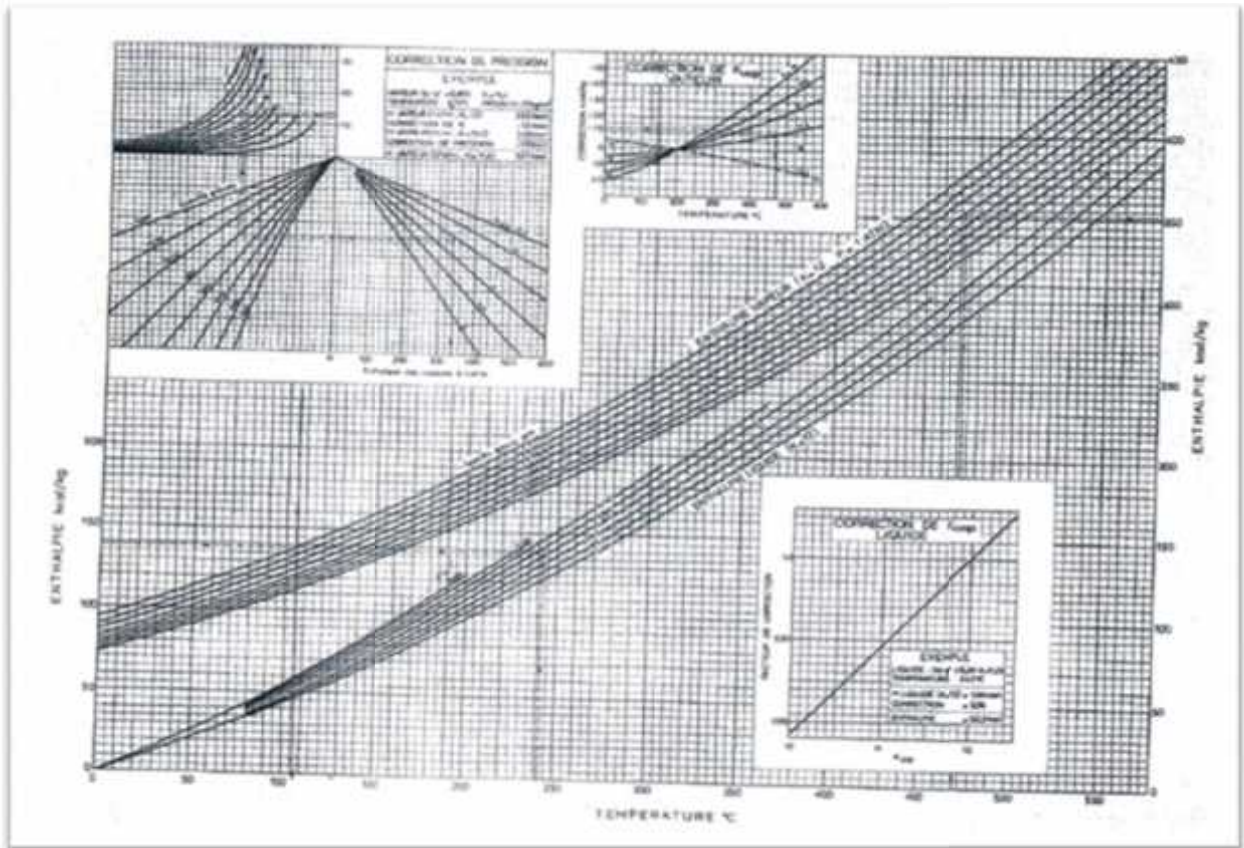


Figure V.1 : Diagramme enthalpique des coupes pétrolières.

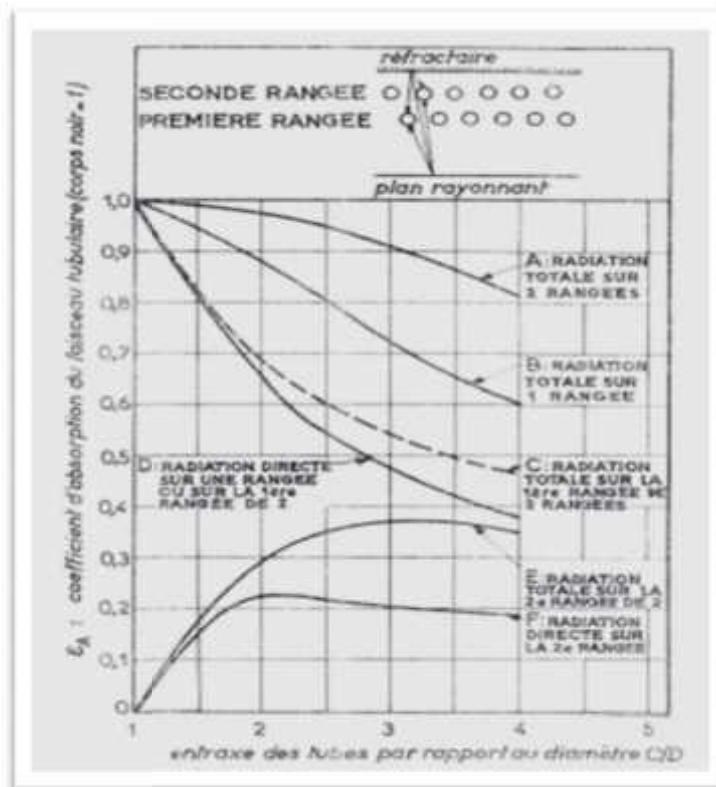


Figure V.2 : Coefficient d'absorption des faisceaux tubulaires.

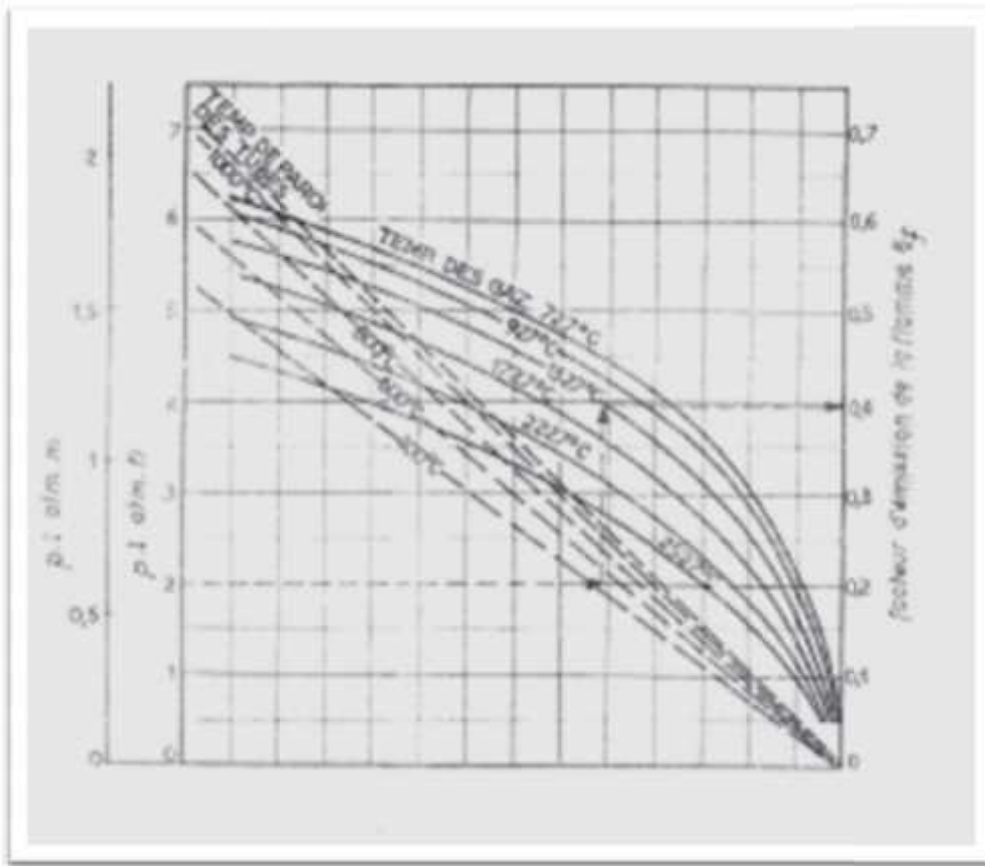


Figure V.3 : Facteur d'émission de la flamme.

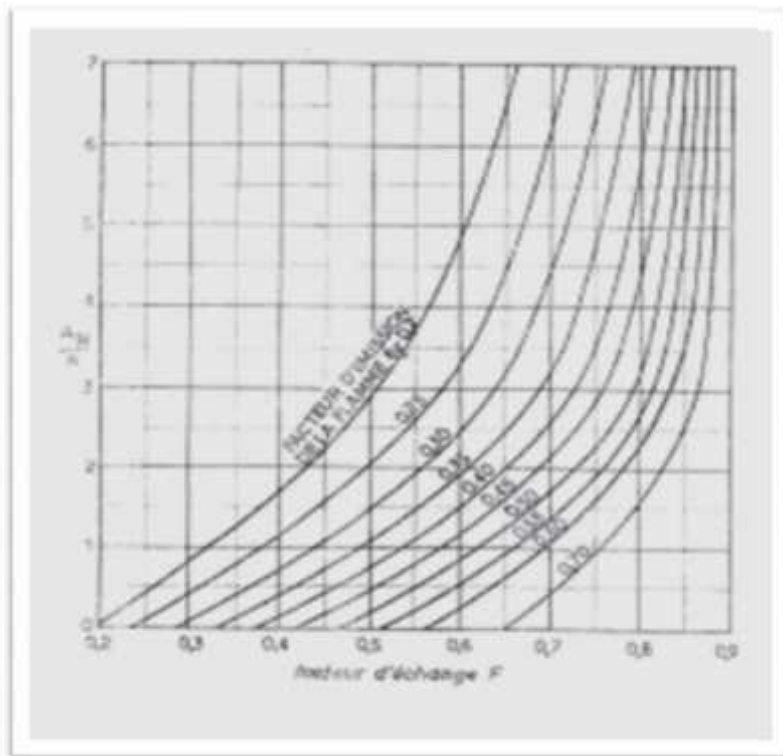


Figure V.4 : Facteur globale d'échange.

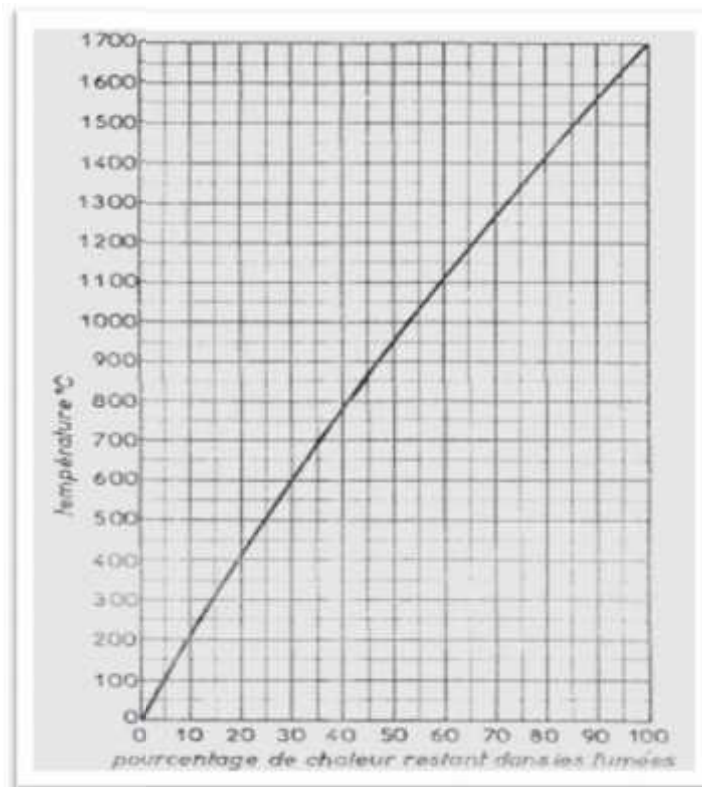


Figure V.5 : Pourcentage de chaleur restant dans les fumées en fonction de la température.

SERVICE	TAUX DE TRANSFERT SUR SURFACE EXTÉR. DES TUBES kcal h ⁻¹ . m ⁻²
Réchauffage sans vaporisation .	40 000
Distillation atmosphérique	20 000 - 40 000
Four rebouilleur	50 000
Distillation sous vide	20 000 - 30 000
Craquage thermique	20 000 - 35 000
Réformation thermique	30 000 - 50 000
Réduction de viscosité	25 000 - 55 000
Redistillation d'huiles ou de distillats	15 000 - 20 000

Tabelau 7 : Le taux de transfert.

ÉPAISSEUR UTILE DE LA COUCHE DE GAZ	
FORME ET DIMENSIONS DU FOUR	ÉPAISSEUR I
FOURS CLASSIQUES 1 × 1 × 1 à 1 × 1 × 3 1 × 2 × 1 à 1 × 2 × 4 1 × 1 × 4 à 1 × 1 × ∞	$2/3 \sqrt[3]{\text{volume}}$ Plus petite dimension
FOURS CABINES 1 × 2 × 4 1 × 2 × 5 à 1 × 2 × 8	$2/3 \sqrt[3]{\text{volume}}$ 1,3 fois la plus petite dimension
FOURS CYLINDRIQUES d × l d × l × d à d × ∞	$2/3 \times \text{diamètre}$ 1 fois le diamètre

Tableau 8 : L'épaisseur utile de la couche de gaz.

DIMENSIONS ET TOLÉRANCES DIMENSIONNELLES DES TUBES DE FOUR (d'après la norme AFNOR NF 81-270)										
Ø4 mm Ø8 mm	DIAMÈTRES EXTÉRIEURS									
	76,2	88,8	101,4	114,2	127	140,2	153	171,4	203,2	
	± 0,2	± 0,2	± 0,4	± 0,5	± 0,5	± 0,5	± 0,5	± 0,5	± 0,8	
Ø4 mm Ø8 mm	ÉPAISSEURS									
	2	3	4	5	6					
Ø4 mm Ø8 mm	TOLÉRANCES									
	± 0,25 %									
	a) Tolérances normales		0 < 101,6		± 0,2		± 0,4 mm			
			11 > 101,6		± 0,25%		± 0,4 mm			
	b) Tolérances réduites		0 < 101,6		± 0,1		± 0,2 mm			
			11 > 101,6		± 0,15%		± 0,2 mm			
	c) Collage		Non applicable							
	Note: Les tubes de 203 mm de longueur sont en réalité composés de 200 mm de tube avec une section de tube en sautoir des deux côtés. Les tubes de 203 mm de longueur ont une longueur de 200 mm à l'intérieur seulement, avec des sections à épaisseur réduite, de 10 mm de longueur.									

Tableau 10 : Dimensions des tubes.

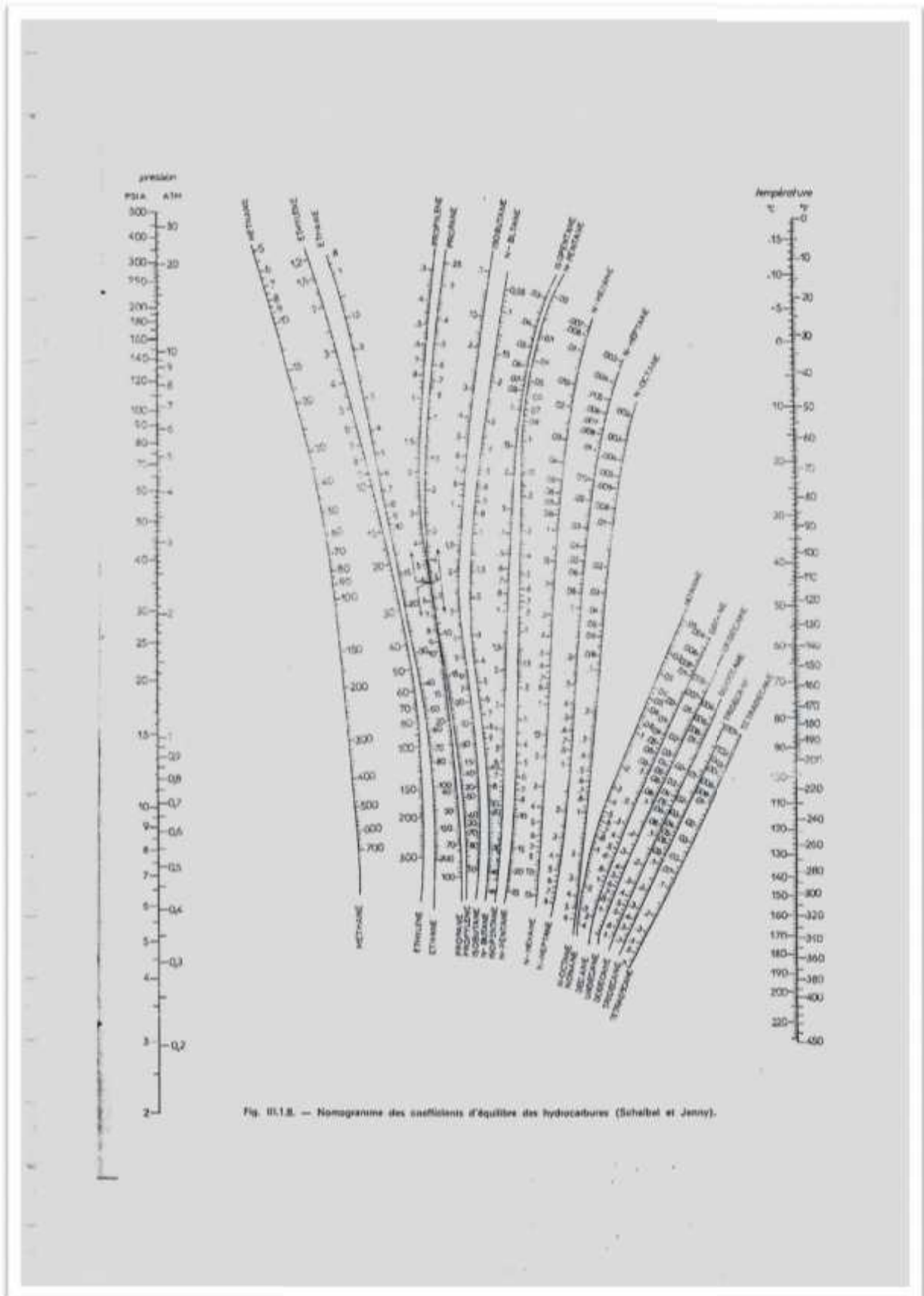


Figure V.8 : Nomogramme des coefficients d'équilibre des hydrocarbures (Scheibel et Jenny)