

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique**  
**Université Echahid Hamma Lakdhar- EL Oued**

**Faculté de la Sciences et Technologie**  
**Département de Génie des Procédés et la Pétrochimie**  
**Mémoire Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master Académique**  
**Spécialité : Génie de Raffinage**

**Présenté par :**

- DAEL Dael Hamoud
- HAMMIA Ramzi
- ALTAWILY Amjad

Thème:

**L'étude d'un échangeur de chaleur dans l'unité de  
récupération de gaz associée (unité de réinjection)**

Soutenu le : 17/06 /2021

Devant le jury composé de :

**Dr : Djamel Barani**

Examineur

**Dr : Salah Eddine Laouini**

Président

**Dr : Guerram Abdelmadjid**

Encadreur

**Année universitaire 2020/2021**

## **DEDICACES**

*Je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir permis  
D'accomplir cet humble travail, fruit d'années d'études.*

*Je dédie ce modeste travail à:*

*mes chers parents pour leur amour, leurs encouragements  
et leurs sacrifices.*

*A mes très chers frères et soeurs  
ainsi que toute la famille.*

*A mes amis, Suliman Alaghbari Dr. Gamil Hasan, Ahmed Selman*

*A tous ceux qui m'aiment.*

*Dael hamoud sarhan*

## *Dédicaces*

*Je tiens à dédier ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers à ceux qui ont fait de moi ce que je suis mes très chers parents pour qui je n'oublierai jamais leur grande affection ; leur soutiens et leur encouragements ; tout le long de ma vie.*

- *A mon cher grand-père :Mohammed*
- *A mes chères grandes mères: Fatna et Aida*
- *A mon père :Saci*
- *A ma mère: Warda*
- *A mes très chères sœurs :Wissal Widad*
- *A ma chère tante :Naima*
- *A mes chers oncles et leurs familles.*
- *A mon très chère frère SABER*
- *A mes amis de Face book*
- *A mes frères au YEMEN.*
- *A tous mes collègues.*
- *A mes amis de l'ingénierie de raffinage.*
- *A tous ceux qui me sont chères.*

*Ramzi*

## **Remerciements**

*Nous remercions notre Dieu, pour le courage qu'il nous a donné pour surmonter toutes les difficultés durant nos années d'étude.*

*Ce travail est le fruit de la collaboration de plusieurs personnes qui méritent toute notre gratitude.*

*Nous remercions vivement notre encadreur **Dr. Guerram Abdelmadjid** qui nous avons fait le grand honneur de diriger ce travail. Votre compréhension, votre collaboration et vos précieuses directives nous ont été d'un grand secours afin de mener à bien notre mémoire.*

*Egalement, nous remercions vivement les différents Membres du Jury: **Dr. Salah Eddine Laouini** pour l'honneur qu'il nous a fait en présidant ce jury. Je témoigne également ma reconnaissance à **Dr. Djamel Barani** d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*qui nous avons fait le très grand honneur d'accepter de juger notre travail.*

*Je ne saurais, enfin, oublier de remercier tous mes enseignants et collègues et tous ceux qui m'ont aidés de près ou de loin.*

# ***SOMMAIRE***

**SOMMAIRE**

*Dédicace*

*Remerciement*

*Sommaire*

*Liste des figures*

*Liste des tableaux*

*Introduction générale*

*Chapitre I : GAZ NATUREL ET GAZ ASSOCIES*

<b>I.1.Introduction .....</b>	<b>2</b>
<b>I.2. Gaz Naturel .....</b>	<b>2</b>
<b>I.2.1 Définition .....</b>	<b>2</b>
<b>I.3. Nature Différents types de gaz naturel .....</b>	<b>3</b>
<b>I.4. La composition du gaz naturel .....</b>	<b>5</b>
<b>I.5. Propriétés physiques et chimiques .....</b>	<b>6</b>
I.5.1. Propriétés physiques.....	6
I.5.2.Propriétés chimiques .....	7
<b>I.6. Origine du gaz naturel .....</b>	<b>7</b>
<b>I.7. Extraction et traitement .....</b>	<b>8</b>
I.7.1. Extraction .....	8
I.7.2. Traitement .....	8
<b>I.8. Stockage et transport du gaz naturel .....</b>	<b>10</b>
I.8.1. Stockage .....	10
I.8.2. Le transport de gaz nature .....	11
<b>I.9. Utilisation du gaz naturel .....</b>	<b>13</b>
<b>I.10. Les risques du gaz naturel .....</b>	<b>14</b>
I.10.1. Risques directs .....	14
I.10.2. Risques indirects .....	14
<b>I.11. Gaz associés .....</b>	<b>15</b>

## Chapitre II : Généralité sur le transfert de chaleur

<b>II.1. Introduction .....</b>	<b>23</b>
<b>II.2. Transfert de chaleur .....</b>	<b>23</b>
II.2.1. Modes de transfert de chaleur .....	24
<b>II.3. Généralités sur les échangeurs .....</b>	<b>27</b>
II.3.1. Introduction .....	27
II.3.2. Définition d'un échangeur thermique .....	27
<b>II.4. Les fonctions des échangeurs .....</b>	<b>27</b>
II.4.1. Fonction réfrigération .....	28
II.4.2. Fonction réchauffage .....	28
II.4.3. Fonction condensation .....	29
II.4.4. Fonction vaporisation .....	29
<b>II.5. Critères de classement des échangeurs .....</b>	<b>29</b>
II.5.1. Classement technologique .....	29
II.5.2. Classement suivant le mode de transfert de chaleur .....	30
II.5.3. Classement fonctionnel .....	30
II.5.4. Classement suivant la compacité de l'échangeur .....	30
II.5.5. Classement suivant la nature du matériau de la paroi d'échange .....	30
<b>II.6. Différents types d'échangeurs de chaleur .....</b>	<b>30</b>
II.6.1 Echangeurs tubulaires .....	30
II.6.2 Echangeurs à plaques .....	32
<b>II.7. Principe de fonctionnement .....</b>	<b>33</b>
<b>II.8. Principe de réalisation technologique et mode de circulation .....</b>	<b>33</b>
II.8.1. Circulation à co-courant .....	33
II.8.2. Circulation à contre-courant .....	34
II.8.3. Circulation à courant croisés .....	35

<b>II.9.Recommandation sur le choix des paramètres de l'échangeur .....</b>	<b>36</b>
<b>II.10. Paramètres influençant la performance d'un échangeur.....</b>	<b>38</b>
II.10.1. La qualité de transfert local .....	38
II.11. Impératifs à prendre en tenant compte du choix du type et de la conception technologique des échangeurs de chaleur .....	42

## Chapitre III: Calcul et vérification

<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>48</b>
<b>III.2. Présentation du circuit de l'échangeur .....</b>	<b>48</b>
<b>III.3. Les formules de calcul .....</b>	<b>49</b>
<b>III.4. Exemple de calcul cas n° 01.....</b>	<b>51</b>
<b>III.5. Exemple n°=2.....</b>	<b>54</b>
<b>III.6. Efficacité de l'échangeur .....</b>	<b>55</b>
III.6.1. Définition .....	55
<b>III.7. Exemple n°=3.....</b>	<b>58</b>
III.7.1.Calcul de la différence de température moyenne logarithmiqueentre les deux fluides ( $\Delta T_{Tm}$ ) ...	59
III.7.2.Calcul du nombre d'unités de transfert NUT .....	60
III.7.3.Coefficient d'échange global (K) .....	61
III.7.4.Coefficient d'échange coté chaud ( $K_c$ ) .....	61
III.7.5.Calcul du Coefficient d'échange de chaleur par convection ( h ) .....	64
III.7.6.calcul le nombre de tubes ( $N_t$ ) .....	67
III.7.7.Calcul la surface coté froid ( $\Sigma_f$ ) .....	72
III.7.8.Calcul la surface coté chaud ( $\Sigma_c$ ) .....	72
III.7.9.Calcul la surface moyenne ( $\Sigma_m$ ) .....	72
III.7.10.Coefficient d'échange coté froid ( $K_f$ ) .....	73

## Références bibliographiques

## Résumé

## ملخص

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
Fig. (I.1)	<i>Schéma des différentes types de source écologique du gaz naturel</i>	5
Fig. (I.2)	<i>Vue d'une installation de traitement du gaz naturel</i>	10
Fig. (I.3)	<i>Stockage du gaz naturel</i>	11
Fig. (I.4)	<i>Transport du gaz naturel par gazoduc</i>	12
Fig. (I.5)	<i>Le transport du gaz naturel par méthaniers</i>	12
Fig. (II.1)	<i>Transfert thermique par conduction</i>	22
Fig. (II.2)	<i>Transfert thermique par convection</i>	23
Fig. (II.3)	<i>Schéma des différentes types de source écologique du gaz naturel</i> <i>Transfert thermique par rayonnement</i>	24
Fig. (II.4)	<i>Les différents types d'échangeurs tubulaires</i>	29
Fig. (II.5)	<i>Echangeur à plaques brasées : assemblage de plaques</i>	30
Fig. (II.6)	<i>Evolution qualitative des températures dans un échangeur tubulaire cocourant</i>	31
Fig. (II.7)	<i>Evolution qualitatives des températures dans un échangeur tubulaire ou à plaques à contre courant</i>	32
Fig. (II.8)	<i>Exemples d'échangeurs à courants croisés</i>	33
Fig. (II.9)	<i>appareils a une passe cote calandre</i>	43
Fig. (III.1)	<i>représente le schéma de circulation des fluides à travers l'échangeur à plaques</i>	45
Fig. (III.2)	<i>Diagramme des températures d'un échangeur à contre courant</i>	46
Fig. (III.3)	<i>Schéma de l'écoulement contre-courant</i>	55
Fig. (III.4)	<i>Résistance thermique des cylindres creux</i>	56

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
Tableau. I .1	<i>Composition et caractéristiques techniques du Gaz Naturel</i>	6
Tableau. I .2	<i>propriétés physiques du gaz naturel</i>	7
Tableau. I .3	<i>Composition approximative des APG</i>	15
Tableau. III .1	<i>caractéristique de l'eau chaude et froide.</i>	48
Tableau. III .2	<i>Données de refroidisseur</i>	51
Tableau. III .3	<i>Propriétés physiques des fluides froid (<math>\mu_f</math>)</i>	60
Tableau. III .4	<i>Propriétés physiques des fluides froid (<math>\lambda_f</math>)</i>	61
Tableau III.5	<i>Propriétés physiques des fluides chaud (<math>\nu_c</math>)</i>	64
Tableau III.6	<i>Propriétés physiques des fluides chaud (<math>\mu_c</math>)</i>	64
Tableau III.7	<i>Propriétés physiques des fluides chaud (<math>\lambda_c</math>)</i>	65

---

# **INTRODUCTION**

## **GENERALE**

### **Introduction générale:**

Le processus de production du gaz naturel est simple et très proche de celui du pétrole. Après la phase d'exploration permettant d'identifier l'emplacement et les caractéristiques d'un gisement, le gaz naturel est extrait du sol par forage, à partir d'installations terrestres ou de plates-formes marines. Puis, il est transporté, par tuyau ou bateau, jusqu'à une usine de traitement proche de son lieu de production pour extraction de certains composants, « nettoyage » et déshydratation. Il est ensuite acheminé vers ses lieux de consommation, soit à l'état gazeux par gazoducs à haute pression, soit à l'état liquide par méthaniers. Dans ce dernier cas, la phase de liquéfaction (transformation en G.N.L.), afin de réduire son volume, a lieu au port d'embarquement.

Dans les sociétés industrielles, l'échangeur de chaleur est un élément essentiel dans toute politique de maîtrise de l'énergie. Une grande partie (90%) de l'énergie thermique utilisée dans les procédés industriels transite au moins une fois par un échangeur de chaleur, aussi bien dans les procédés eux-mêmes que dans les systèmes de récupération de l'énergie thermique de ces procédés. Le choix d'un échangeur de chaleur, pour une application donnée, dépend de plusieurs paramètres : domaine de température et pression des fluides, propriétés physiques et agressivité des fluides, maintenance et encombrement. Il est évident que le fait de disposer d'un échangeur de chaleur bien adapté, bien dimensionné, bien réalisé et bien utilisé permet un gain de rendement et d'énergie des procédés [1]

Dans ce mémoire portent sur l'étude d'un échangeur de chaleur dans une unité de récupération de gaz associée (unité de réinjection), le gaz naturel est largement utilisé dans la pratique industrielle.

Ce mémoire se compose de trois chapitres. Où le premier chapitre explique le gaz naturel et le gaz associé (définition, méthodes de traitement, les types,..).

Dans le deuxième chapitre, nous étudions les échangeurs de chaleur et leurs types. Enfin, dans le troisième chapitre, nous calculons les flux de fluide et paramètres énergétiques dans les échangeurs de chaleur.

# **C**hapitre I

## **GAZ NATUREL ET GAZ ASSOCIES**

## **I.1.Introduction:**

Le gaz naturel a su trouver sa place dans les utilisations les plus diverses, domestiques et industrielles, mais il n'a pas de marché captif, car le plus souvent, d'autres formes d'énergie peuvent se substituer à lui, le charbon notamment dont il constitue à long terme l'énergie de « transition ». Cependant, sous certaines conditions économiques, il pourrait, partiellement et momentanément, se substituer au pétrole dans les transports sous sa forme de carburant synthétique (GTL Gas To Liquid).

Le gaz naturel représente plus de 20 % de la consommation énergétique globale, le pétrole pour sa part en représentant 34 %. La demande mondiale en gaz naturel a augmenté de 2,9 % par an en moyenne ces dix dernières années présentant ainsi une croissance sensiblement plus rapide que celle de l'énergie et du pétrole qui n'ont cru respectivement sur la même période que de 2,4 % et de 1,4 %. La croissance de la consommation gazière est liée en grande partie à son développement dans le secteur de la production d'électricité. Dans les prochaines années, les pays non OCDE du Moyen-Orient et de l'Asie, en particulier la Chine et l'Inde, pèseront particulièrement sur l'augmentation de la demande de gaz naturel. [2].

Le gaz associé est le gaz présent en solution dans le pétrole, séparé de ce dernier lors de l'extraction. Longtemps considéré comme un déchet, de plus en plus soit réinjecté dans le gisement géologique (contribuant à y maintenir la pression afin de maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisé énergétiquement [3].

## **I.2. Gaz naturel:**

### **I.2.1 Définition:**

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol, c'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane ( $\text{CH}_4$ ) mais on y trouve aussi l'éthane, le propane ainsi que le butane. Le gaz naturel est généré à partir de la sédimentation de la matière organique vieille de plusieurs millions d'années. Le plus souvent enterré dans le sous-sol et sous l'effet de la pression et de la température, la matière organique se transforme d'abord en kérogène lorsque la température augmente (entre 50 et 120°C), le kérogène se décompose, (pyrolyse), expulsant le pétrole et le gaz naturel, qui constituent dans une roche imperméable, un gisement [4].

### **I.3. Différents types de gaz naturel:**

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de couche géologique réservoirs dans lesquelles ils se trouvent (**Figure I.1**). Néanmoins, ce gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

#### **I. 3.1. Gaz conventionnel non associé:**

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel, son processus de formation est assez similaire à celui du pétrole. Le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers étaient principalement alimentés par ce type de gaz conventionnel non associé [5].

#### **I. 3.2. Gaz associé:**

Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est la forme de gaz naturel que l'on trouve dans les gisements de pétrole, soit dissous dans le pétrole, soit sous forme de "bouchon de gaz" sur le pétrole dans le réservoir. Appelé aussi **gaz de torchère**, Il est séparé directement lors de l'extraction du pétrole. Pendant longtemps, ce gaz était considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, que l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlant à l'air libre la plus grande partie du gaz produite en même temps que le pétrole. Il était considéré comme un déchet, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile [6].

#### **I. 3.3. Gaz biogénique:**

Il est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques (environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel) sont en général petits, dispersés et situés à faible profondeur. Il a moins de valeur énergétique (par mètre cube) que le gaz thermogénique, car contenant une part significative de gaz non combustibles (dioxyde de carbone notamment) et ne fournissant pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane [7].

#### **I. 3.4. Gaz de charbon:**

Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone dans ses pores. Historiquement, ce gaz est surtout connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs - il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement [8].

**I. 3.5. Gaz de schiste:**

Certains schistes contiennent du méthane issu de la dégradation du kérogène présent dans le schiste et piégé dans ses feuillets et microfissures. Mais, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réuni en une zone restreinte) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui exige une technique spécifique pour son exploitation [9].

**I. 3.6. Gaz sec :**

Les conditions de formation n'ont pas favorisé la phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds [10].

**I. 3.7. Gaz humide:**

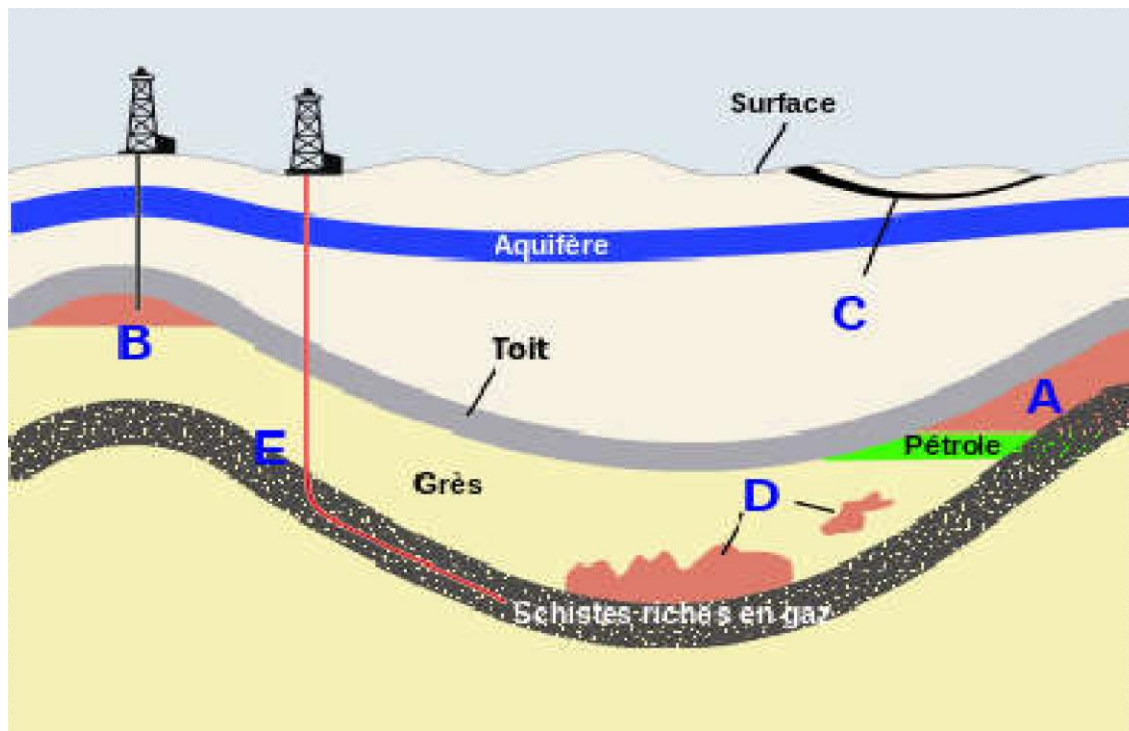
Suite à la pression élevée, l'action des bactéries anaérobies, une phase liquide s'est formée, le gaz est moins concentré en méthane [10]

**I. 3.8. Gaz à condensât :**

Une phase liquide se forme dans le réservoir, au cours de la production, la phase condensée est riche en constituants lourds [9].

**I. 3.9. Hydrates de méthane:**

Les hydrates de méthane (aussi appelés clachâtes de méthane) sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation de glace contenant des déchets organiques, la dégradation est biogénique. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher ou fond océanique [8].



*Figure. I.1 : Schéma des différents types de source écologique du gaz naturel [11].*

- A** : Gaz naturel associé (à un réservoir de pétrole) ;
- B** : Gaz naturel conventionnel non associé ;
- C** : Gaz de couche (ou gaz de houille)
- D** : Gaz de « réservoir ultracompact » ;
- E** : Gaz de schiste.

#### **I.4. La composition du gaz naturel:**

La composition du gaz naturel et la température d'ébullition et fusion de chaque composant sont regroupés dans le tableau I.01.

*Tableau I.01 : Composition et caractéristiques techniques du Gaz Naturel [12].*

Composants	Formule chimique	Proportion en (%molaire)	Température D'ébullition en (°C)	Température De fusion en (°C)
Méthane	CH <sub>4</sub>	83,49	-161,52	<b>-182,47</b>
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,85	-88,58	<b>-182,8</b>
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,15	-42,07	<b>-187,68</b>
i- Butane	i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,3	-11,81	<b>-159,6</b>
n- Butane	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5	-0,49	<b>-138,36</b>
i – Pentane	i C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,08	36,03	<b>-129,13è</b>
n - Pentane	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,11	36,03	<b>-129,13</b>
n – Hexane	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,13	68,7	<b>-95,3</b>
Gaz carbonique	CO <sub>2</sub>	0,18	-78,59	<b>-56,57</b>
Azote	N <sub>2</sub>	6	-195,80	<b>-210</b>
Hélium	He	0,21	-268,93	/
<b>Eau</b>	<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>50ppm</b>	<b>100</b>	<b>0</b>

### **I.5. Propriétés physiques et chimiques:**

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures saturés, il a le comportement physique d'un gaz. [13]

#### **I.5.1. Propriétés physiques:**

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau I-2.

*Tableau I-2: Les propriétés physiques du gaz naturel. [13]*

<b>Etat physique</b>	Gaz
<b>Odeur et apparence</b>	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection d'une fuite)
<b>Masse molaire</b>	16.7 g/mole
<b>Densité de vapeur à 15°C</b>	0.58 (plus léger que l'air =1)
<b>Masse volumique</b>	0.72 g/cm <sup>3</sup>
<b>Point de liquéfaction</b>	109K
<b>Point de solidification</b>	88K
<b>Solubilité dans l'eau</b>	0.00023g/mole
<b>% de substances volatiles par volume</b>	100%

### I.5.2. Propriétés chimiques:

- ✚ Le gaz naturel est le combustible fossile le moins polluant. Composé essentiellement de méthane, sa forme gazeuse lors de la combustion, libère une importante quantité de chaleur.
- ✚ Le gaz naturel est essentiellement utilisé pour produire de l'énergie thermique. De nouvelles utilisations permettent de transformer cette énergie en énergie électrique ou en énergie mécanique.

### I.6. Origine du gaz naturel:

Il est généralement admis que le carbone et l'hydrogène contenu dans le gaz naturel proviennent des restes de plantes et d'animaux qui se sont trouvés rassemblés au fond des lacs et des océans durant des millions d'années. Après avoir été recouverts par des couches importantes d'autres sédiments, les matériaux organiques se sont transformés en pétrole brut et en gaz naturel sous l'effet des hautes pressions exercées par les couches géologiques sédimentaires et la chaleur émise par le noyau terrestre [13].

Le pétrole et le gaz ont alors été expulsés hors des schistes argileux marins dans lesquels ils se sont formés, et de là, ils ont pénétré les roches sédimentaires poreuses. Le pétrole et le gaz remontent alors à travers la roche, car moins dense que l'eau, qui remplit les pores.

On trouve du gaz naturel partout dans le monde, dans des réservoirs situés en profondeur sous la surface terrestre, ou des océans. Des poches de gaz peuvent se former au dessus des dépôts de pétrole brut, ou être emprisonnées au sein de roches poreuses. On qualifié le gaz naturel de gaz associé lorsqu'il est se trouve en présence de pétrole brut et de gaz non associé dans le cas contraire (lorsqu'il est seul) [13].

## **1.7. Extraction et traitement:**

### **I.7.1. Extraction:**

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport. L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvée au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole [9].

Lors de l'extraction d'un gaz sous pression, son refroidissement et sa détente à la tête du puits provoque la condensation des hydrocarbures ( $C_5$  à  $C_8$  qu'il peut contenir) et d'eau. Les hydrocarbures liquides légers récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » ou « liquide de puits de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphta). Tout le reste (hydrocarbures  $C_1$  à  $C_4$ , dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène et hélium) est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz. Il faut donc deux réseaux de collecte, un pour le gaz et un pour les condensats [10].

### **I.7.2. Traitement:**

Le traitement du gaz naturel est l'ensemble des opérations que l'on fait subir au gaz brut extrait du gisement afin de le rendre utilisable en éliminant les éléments nocifs qui le composent et en conservant ceux qui peuvent êtres commercialisés. Le traitement du gaz peut intervenir à deux stade distincts : lors de la production (sur le gisement) et après la sortie du réservoir souterrain ou dans les terminaux méthaniers (*Figure I.2*) .

Le gaz naturel que nous utilisons n'est pas du tout le même que celui qui a été extrait du gisement pour prétendre au titre de « Combustible », le gaz naturel doit :

- être « sec », c'est -à-dire ne contenir ni eau, ni hydrocarbures à l'état liquide.
- être débarrassé de ses composants acides ou ses corps toxiques.
- avoir un pouvoir calorifique et une densité invariable.

Si seulement ces trois conditions sont satisfaites, alors le gaz naturel pourra être utilisé.

La seconde étape du traitement est de récupérer les composés pouvant être commercialisés séparément, l'éthane ; les gaz de pétroles liquéfiés (GPL) ou l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S). Les différentes opérations permettant d'épurer le gaz brut extrait du gisement sont :

➤ **la détente:**

Pour pouvoir être transporté dans de bonnes conditions, il faut réduire la pression et la température du gaz naturel. Il sort du puits à une pression de plusieurs centaines de bars et à plus de 100 °C. On lui fait donc subir une détente qui ramène sa pression autour de 80 bars et sa température à près de 50°C.

➤ **La décarbonatation et la déshydratation:**

Dans cette section, le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) est absorbé par une solution de Mono-Ethanol-Amine (MEA) à 15% de concentration selon la réaction suivante :



L'opération d'absorption se fait à contre courant dans une colonne à plateaux.

La solution de MEA riche en CO<sub>2</sub> est reprise dans une colonne de régénération et ensuite recyclée vers la colonne principale.

Le Gaz Naturel chaud débarrassé de CO<sub>2</sub> (teneur = 70 ppm) sera refroidi à 21°C par du propane (15.2 bars et 18.3°C) afin de réduire au maximum la quantité de vapeur d'eau que devront retirer les sécheurs.

On sèche le gaz naturel en éliminant l'eau qu'il contient naturellement lors de la combustion, de la vapeur d'eau se dégage ; sous cette forme, elle n'est pas gênante, en revanche à l'état liquide elle provoque la corrosion des canalisations, le blocage des détendeurs par la formation d'hydrate de gaz qui risquent de colmater les conduites.

➤ **La désulfuration:**

Le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) est un composé toxique, corrosif et fragilisant pour les canalisations. Pour éliminer cette substance, le gaz est mis en contact avec un réactif organique qui l'adsorbe, le gaz et le réactif sont séparés puis le réactif est régénéré, et le sulfure d'hydrogène transformé en soufre pour être commercialiser.

➤ **Le dégazolinage:**

Cette opération permet de récupérer l'hydrocarbure lourd présent dans le gaz naturel, la technique de dégazolinage fait appel au phénomène de condensation rétrogradé des gaz composé d'hydrocarbures.

➤ **L'odorisation :**

Le gaz naturel est inodore, l'odorisation est un mesure de sécurité, il faut communiquer au gaz naturel une odeur caractéristique qui ne puisse être confondue avec aucune autre et qui soit décelable par tous [13].



*Figure I.2 : Vue d'une installation de traitement du gaz naturel [14]*

## **I .8. Stockage et transport du gaz naturel:**

### **I .8.1.Stockage:**

Le stockage du gaz naturel tient un rôle stratégique dans son approvisionnement : il permet de le sécuriser et de pallier d'éventuelles ruptures. Il sert également de réserve de production lorsque le gaz naturel n'est pas utilisé immédiatement après production et transport. La consommation de gaz naturel étant très saisonnière (plus élevée l'hiver que l'été), les réservoirs souterrains sont donc indispensables pour stocker les excédents de gaz en été, qui sont ensuite soutirés sur les mois d'hiver. Le stockage permet ainsi de pallier une pointe de froid en urgence (**Figure. I.3**).

Il existe trois techniques principales de stockage souterrain [15] :

➤ **Le stockage en nappe aquifère :**

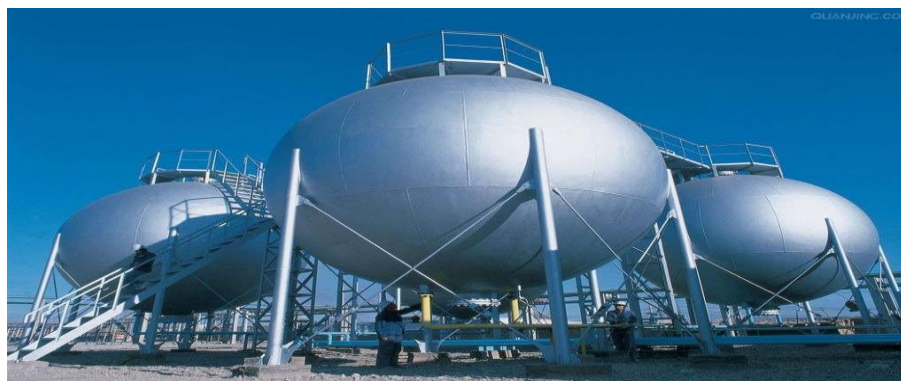
Consiste à reconstituer l'équivalent géologique d'un gisement naturel en injectant le gaz dans une couche souterraine de roche poreuse contenant de l'eau et recouverte d'une couche imperméable formant une couverture étanche, le tout ayant une forme de dôme.

➤ **Le stockage en cavité saline :**

Consiste à créer par dissolution à l'eau douce une cavité souterraine artificielle de grande taille dans une roche sédimentaire composée de sel gemme (cristaux de chlorure de sodium). L'imperméabilité naturelle du sel gemme permet le stockage du gaz.

➤ **Le stockage en gisement épuisé :**

Du gaz sous pression est injecté dans d'anciens gisements d'hydrocarbures naturellement imperméables, qui sont reconvertis pour le stockage.



*Figure I.3 : Stockage du gaz naturel [10]*

### **I.8.2. Le transport du gaz naturel:**

➤ **Le transport par gazoduc:**

C'est l'option la plus répandue, elle est quatre ou cinq fois plus coûteuse que le transport du pétrole par pipe-line.

- **Gazoducs en acier épais :**

Un gazoduc est constitué de tubes en acier épais soudés entre eux (Fig I.10). Les épaisseurs varient de quelques millimètres à plus d'un centimètre, et le diamètre de 20 cm à 1 m ou plus (le plus grand gazoduc actuel a un diamètre de 1,40 m)..

Ces tubes sont souvent recouverts d'une couche protectrice avant d'être soudés entre eux. Avant de déposer le tronçon dans la tranchée, les soudures sont contrôlées très rigoureusement et recouvertes d'un revêtement de protection supplémentaire [15].

- **Gazoducs terrestres :**

Le gaz dans la tuyauterie doit rester à une pression d'environ 70 bars pour garantir une vitesse de transport élevée. Ceci est assuré à l'aide de puissantes stations de compression situées le long du réseau (environ tous les 80 km) [15].

- **Gazoducs sous-marins :**

Il y a plus de 2 000 km de gazoducs différents dans la mer du Nord.



*Figure I.4 : Transport du gaz naturel par gazoduc [10]*

➤ **Le transport par méthaniers:**

Pour être transporté par voie maritime, à bord de méthaniers, le gaz naturel doit être liquéfié (*Figure I.5*). Le commerce du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) grandit dans les échanges internationaux. Le mode de transport par voie terrestre, moins flexible, repose sur de vastes réseaux de gazoducs [12].



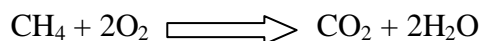
*Figure I.5 : Le transport du gaz naturel par méthaniers [12].*

### **I. 9.Utilisation du gaz naturel:**

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. La climatisation fait également partie des usages réguliers du gaz naturel. 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. Le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé en France comme carburant pour les véhicules [15].

Le gaz naturel est l'un des moyens énergétiques les moins polluants.[16]

En effet, lorsque sa combustion est complète, il n'émet que de l'eau et du dioxyde de carbone :



Comme tous les combustibles fossiles, après combustion, il rejette du gaz carbonique, mais seulement 55 kg par giga joule de chaleur produite, contre 75 pour le pétrole brut, et 100 environ pour le charbon. L'utilisation du gaz naturel ne produit pratiquement pas d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), et quasiment aucune pollution locale comme les oxydes de soufre, les poussières, etc..

Cet intérêt écologique a une conséquence économique directe : une installation (centrale électrique, chaufferie, cimenterie ou autre) brûlant du charbon a besoin de dispositifs de dépollution, pour extraire le soufre, les NO<sub>x</sub> et les poussières des fumées.

Ces installations sont très coûteuses à construire et à entretenir. Avec le gaz naturel, ces appareillages sont inutiles, d'où une économie importante. De plus, le gaz naturel ne laisse pas de cendres. Il est utilisé comme source d'énergie dans l'industrie afin de produire de la chaleur (chauffage, fours...) et de l'électricité. En 2006, au niveau mondial, plus de 20 % de l'électricité est produite à partir de gaz naturel, et cette part ne cesse d'augmenter. Chez les particuliers, le gaz naturel est utilisé pour le chauffage. Enfin, depuis quelques années, le gaz naturel comprimé en bouteilles est utilisé comme carburant pour les véhicules (**GNV**), mais déjà plus d'un million de véhicules au gaz naturel roulent déjà dans le monde, dans des pays comme l'Argentine, l'Italie et l'**Algérie**. Le gaz naturel est aussi 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 :

- Engrais.
- Résines.
- Plastiques.
- Solvants.
- Raffinage du pétrole.

## **I.10. Les risques du gaz naturel:**

### **I.10. 1. Risques directs:**

Les risques directs du gaz naturel sont [13-15] :

- Incendie : le gaz naturel est un combustible.
- Explosion : en cas d'inflammation d'un mélange air/gaz.

- Anoxie (insuffisance cellulaire en oxygène) : en milieu confiné, si la concentration du mélange gaz-air est supérieure à 25 %, le gaz naturel se substitue à l'oxygène de l'air inhalé. Il agit alors comme un gaz asphyxiant par privation d'oxygène.
- Intoxication : dans un lieu confiné et dans le cas d'une combustion en milieu appauvri en oxygène, il y a production de monoxyde de carbone à partir du gaz naturel.
- Projection : la libération d'un gaz comprimé à forte pression peut s'accompagner de projections d'objets (éclats métalliques, terre, pierres...).
- Brûlures par le froid : le gaz naturel liquéfié, stocké sous forme cryogénique (c'est-à-dire à de très basses températures), comporte des risques de brûlures.

### **I.10 .2. Risques indirects:**

Chaque étape de l'exploitation du gaz naturel entraîne des émissions de gaz naturel dans l'atmosphère. Or, l'un des principaux composants du gaz naturel est le méthane (CH<sub>4</sub>), dont l'effet de serre est plus de 20 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>. À ces risques environnementaux s'ajoutent ceux liés à l'extraction des gaz non conventionnels et notamment par la technique de fracturation hydraulique [17].

éthane a initialement été développé aux États-Unis dans les années 1910. En 1941, une première usine commerciale de liquéfaction du gaz naturel ouvrit à Cleveland. Le transport maritime du gaz naturel.

## **I.11. Gaz associés:**

### **I.11.1. Définition:**

Gaz associé : Le gaz de pétrole associé (APG), ou gaz associé, est une forme de gaz naturel qui se trouve avec des dépôts de pétrole, soit dissous dans l'huile, soit sous forme de "bouchon de gaz" au-dessus de l'huile dans le réservoir [18] .

Les gaz associés au pétrole (APG) sont également appelés gaz de torchère. Les APG peuvent être convertis en alimentation à haut rendement en utilisant les moteurs à gaz GE Energie qui incluent les gammes de produits Jenbacher et Waukesha. Cette énergie peut être utilisée pour l'alimentation en électricité et chauffage sur site tout en supprimant les coûts d'approvisionnement en diesel dans les zones éloignées. L'utilisation des APG en tant que carburant pour un générateur est un excellent moyen de réduire les émissions de dioxyde de carbone provenant dans le cas contraire de la consommation de carburant dièse. [18]

Historiquement, ce type de gaz a été libéré en tant que produit de rebut de l'industrie de l'extraction du pétrole.

Appelé aussi gaz de torchère, Il est séparé directement lors de l'extraction du pétrole. Pendant longtemps, ce gaz était considéré comme un parent pauvre de l'exploitation du pétrole, que l'on voyait sur les champs pétroliers mondiaux, des centaines de torchères brûlant à l'air libre la plus grande partie du gaz produite en même temps que le pétrole. Il était considéré comme un déchet, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

La Banque mondiale estime que plus de 150 milliards de mètres cubes de ce gaz sont torchés ou évacués annuellement. Cette quantité de gaz représente environ 30,6 milliards de dollars et équivaut à 25 pour cent de la consommation annuelle de gaz des États-Unis ou à 30 pour cent de la consommation annuelle de gaz de l'Union européenne. [18]

*Tableau I.3 : Composition approximative des APG [18]*

Constituant	Fraction volumique (%)	Fraction massique (%)
Méthane	81	60
Ethane	5.5	7.7
Propane	6.6	3.5
Butane	4.0	10.8
Pentane	1.4	4.8
Nitrogène	1.0	1.3
Dioxyde de carbone	0.17	0.33

La Banque mondiale estime que plus de 150 milliards de mètres cubes de ce gaz sont torchés ou évacués annuellement. Cette quantité de gaz représente environ 30,6 milliards de dollars et équivaut à 25 pour cent de la consommation annuelle de gaz des États-Unis ou à 30 pour cent de la consommation annuelle de gaz de l'Union européenne [18].

#### **I.11.2. Utilisations de gaz associées :**

- **Production d'électricité:** le gaz associé est la principale source de production d'électricité [19].
- **Chauffage:** La chaleur produite par le gaz naturel donne plus de chaleur que celle produite par les radiateurs électriques.
- **Cogénération:** Le gaz associé est utilisé à la fois dans les processus de production d'énergie électrique et d'énergie thermique, en utilisant certains moyens technologiques.

- **Transport:** Le gaz associé est utilisé comme carburant pour les voitures depuis les années 1930.

### I.11.3. Propriétés des gaz associés :

- Très sûr et respectueux de l'environnement.
- La possibilité de se substituer à d'autres sources d'énergie ayant un impact négatif sur l'environnement.
- Le gaz associé est le carburant le plus propre disponible entre-temps.
- Capable de rivaliser avec d'autres sources d'énergie.
- Gaz non toxique plus léger que l'air.
- Le gaz associé est aujourd'hui la source d'énergie la plus viable.

### I.11.4. Création de gaz associés :

Les gaz naturels provenant des puits de pétrole sont généralement appelés « gaz associés ». Ces gaz peuvent exister séparément du pétrole dans la formation en tant que gaz libre ou peuvent être dissous dans le pétrole brut. Indépendamment de la source des gaz naturels, et une fois séparés du pétrole brut, ils existent couramment dans des mélanges avec d'autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane, le butane et les pentanes. En outre, les gaz naturels non traités contiennent de la vapeur d'eau, du sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ), du dioxyde de carbone ( $CO_2$ ), de l'azote ( $N_2$ ) ainsi que d'autres composants. Les gaz associés qui contiennent de telles impuretés ne peuvent pas être facilement transportés, et ne peuvent pas non plus être utilisés sans traitement car ils sont récupérés au cours du procédé de production de pétrole. Pendant longtemps, les producteurs de pétrole ont simplement brûlé à la torche ce sous-produit de pétrole indésirable. Toutefois, avec la prise de conscience environnementale et la demande en énergie, on évite souvent d'effectuer le brûlage à la torche et cette opération est souvent interdite. Techniquement, plusieurs options existent pour gérer les gaz associés:

[19]

- Les préparer en tant que combustible sous diverses formes (par exemple
  - gaz riche séché, GPL et exportation via un oléoduc)
  - Réinjection de gaz pour extraction ultérieure
  - Production d'électricité pour transmission ou pour les besoins sur site
  - Traitement en tant que GNL ou GPL et exportation via des pétroliers
  - Conversion en produit d'alimentation pour la pétrochimie
  - Procédé de transformation du gaz en liquide et du gaz en matières solides
  - Conversion sous d'autres formes d'énergie, par exemple pour utilisation sous forme thermique pour le chauffage urba

**I.11.5. Avantages:**

- Réduction des coûts opérationnels associés aux générateurs diesel.
- Utilisation d'un gaz souvent considéré comme un produit de « résidus »
- Réduction des émissions de gaz carbonique.
- Un approvisionnement local en carburant qui produit une énergie électrique et thermique stable.
- Production d'électricité combinée avec l'élimination simultanée des gaz problématiques.
- Utilisation des déchets du procédé de production de pétrole plutôt que le carburant diesel, de manière à éviter les frais liés au transport de carburant sur de longues distances.
- Alimentation indépendante, sur site
- En fonction de la composition du gaz, débit complet de la version correspondante du moteur à gaz naturel
- Évite la libération de méthane dans l'atmosphère, ayant un potentiel de réchauffement planétaire 21 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>
- Disponibilité et fiabilité maximum quelle que soit la température ambiante (élevée ou faible)
- Systèmes de conteneurs « clé en main » qui permettent une installation rapide et un fonctionnement facilité

**I.11.6. Le torchage du gaz :**

Le torchage se pratique principalement par faute d'infrastructures de traitement et de transport (gazoduc ou unité de liquéfaction) qui permettraient sa commercialisation.

Ces infrastructures sont différentes de celles utilisées pour le pétrole et leur rentabilité n'est pas assurée si les volumes de gaz associé sont faibles, ou si les zones d'exploitation sont très reculées. Le gaz est parfois aussi rejeté dans l'atmosphère sans être brûlé, c'est la pire des solutions car on remet directement dans l'atmosphère du méthane, gaz à effet de serre au potentiel de réchauffement 30 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub> produit par le torchage, ainsi que des hydrocarbures volatiles. [20]

Cette pratique constitue une problématique environnementale sensible : elle engendrerait au niveau mondial l'émission de près de 350 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit l'équivalent des émissions annuelles de 70 millions de voitures. Le torchage de l'APG est controversé, car il s'agit d'un polluant, une source de réchauffement climatique et un gaspillage d'une source de carburant précieuse. [20]

**I.11.6.1. Pourquoi lutter contre le torchage du gaz :**

En parallèle de cet énorme gaspillage de gaz, équivalent à 3 % de la consommation annuelle de gaz dans l'Union européenne, s'ajoutent les émissions de CO<sub>2</sub>. Chaque année, 400 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> partiraient dans l'atmosphère à cause du torchage, d'après la Banque mondiale. Ce volume équivaut à 1,12 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>.

Cette énergie « partie en fumée » inflige finalement une double peine : gâchis d'énergie et pollution inutile. De plus, le torchage va à l'encontre de toutes les initiatives politiques, économiques et industrielles visant à lutter efficacement contre le réchauffement climatique et préserver les ressources en consommant intelligemment. [20]

**I.11.6.2. Les pays qui torchent le plus de gaz :**

Selon la série de données surveillée de l'Administration nationale des océans et de l'atmosphère (ANOA) collectées en 2020, la Russie, l'Irak, l'Iran, les États-Unis, l'Algérie, le Venezuela et le Nigéria continuent de dominer le classement des pays torchères pour la neuvième année consécutive depuis le lancement du premier satellite. En effet, ces sept pays représentent 40 % de la production annuelle de pétrole dans le monde, mais sont responsables de près des deux tiers du volume mondial de gaz torché (65 %). Cette tendance est révélatrice des divers défis auxquels ils sont confrontés aujourd'hui. Par exemple, les États-Unis disposent de milliers de sites de torchage de gaz difficiles à connecter aux marchés, tandis que quelques champs pétroliers avec de grandes torchères en Sibérie orientale sont très enclavés et manquent d'infrastructures pour collecter et évacuer les gaz générés. [21]

**I.11.6.3. Torchage des gaz associés:**

L'objectif initial est avant tout d'éliminer le torchage continu des gaz associés en suivant un processus d'identification et d'évaluation des alternatives qui permettraient d'utiliser le gaz associé au lieu de le brûler à la torche. [22]

La première étape du diagramme de décision consiste à déterminer si les obligations réglementaires sont en fait plus rigoureuses que les règles appliquées et, si tel est le cas, à respecter ces obligations en tenant compte des principes de la Norme lorsqu'ils contribuent à la mise en conformité. Les projets existants sont censés satisfaire à tous les règlements et autres dispositions juridiques applicables en matière de torchage et de rejet des gaz associés, et, à défaut, être mis en conformité dans les plus brefs délais. [22]

Dans le processus d'évaluation recommandé pour l'objectif initial, il incombe à l'opérateur du projet d'engager dans un processus de consultation les membres de l'association d'exploitation, les ministères, les clients commerciaux ou industriels et,

au besoin, les institutions financières, les propriétaires d'infrastructures et les représentants des populations locales, dans la recherche de solutions autres que le torchage. Le rôle des pouvoirs publics, pour leur part, est de faciliter et promouvoir le processus de consultation et d'encourager les options de commercialisation des gaz associés. [22]

Les alternatives de réduction du torchage à brève échéance, comme par exemple l'utilisation du gaz comme source d'énergie sur place, doivent être évaluées parallèlement aux formules permettant d'éliminer le torchage continu des gaz associés.

Dans cette évaluation, le mieux serait de considérer les mesures de réduction comme une solution provisoire, l'élimination complète restant l'objectif recherché. [22]

Le processus recommandé ci-dessus sera appliqué comme suit pour effectivement éliminer ou réduire le torchage continu des gaz associés pour les projets nouveaux et existants:

- **Pour les projets nouveaux**, l'objectif initial d'élimination du torchage continu des gaz associés devrait être le point de départ de l'évaluation. S'il n'existe pas de solution viable, il conviendrait d'évaluer et d'inclure dans la conception du projet les formules permettant d'utiliser au maximum les gaz associés.
- **Pour les projets existants**, il importe d'évaluer les options possibles pour éliminer ou réduire le torchage continu des gaz associés. Il convient d'étudier à la fois les options de réduction à brève échéance et les options d'élimination du torchage continu. Enfin, il faudra préparer un plan d'exécution des projets d'utilisation du gaz lorsque les acteurs concernés estiment que la formule est viable. [22]

### **I.11.7.Évaluation des possibilités d'utilisation des gaz associés:**

#### **I.11.7.1.Implication des acteurs concerné:**

L'approche recommandée pour identifier des solutions alternatives de gestion des gaz associés est une évaluation des différentes options en fonction de leur faisabilité économique, selon un degré croissant d'implication des acteurs concernés et d'élargissement du périmètre du projet. Parallèlement à cet élargissement à d'autres gisements de la région de production, d'autres considérations économiques et de incitations financières peuvent être utilisées pour accroître la faisabilité des alternatives au torchage ci-après, doit être engagé par le producteur responsable du torchage, les autorités nationales soutenant le mécanisme de consultation et facilitant la commercialisation des gaz associés. Il s'agira de: [22]

1 - Évaluer le périmètre existant du champ ou du projet pour identifier les possibilités d'utilisation des gaz associés et apprécier leur viabilité tant pour l'opérateur que pour ses associés d'exploitation. Si la solution la plus rentable n'est pas viable, il conviendra d'étudier

parallèlement les moyens d'élargir le périmètre du projet, de modifier l'approche économique ou d'offrir de meilleures incitations, comme décrit ci-dessous.

2 - Élargir le périmètre du projet pour inclure la mise en valeur du gaz par des acteurs clés autres que les associés pour l'exploitation ou en dehors de la limite géographique du projet. Ces autres acteurs pourraient être des tierces parties recherchant des options de récupération de gaz, des tiers investisseurs non producteurs, des propriétaires d'infrastructures, ou des consommateurs de gaz ou d'électricité à la recherche de sources nouvelles ou supplémentaires d'énergie, sans que cette liste soit exhaustive. L'État joue un rôle clé dans ce processus de consultation pour faciliter et promouvoir la commercialisation des gaz associés.

# Chapitre II

## Généralité sur le transfert de chaleur

## **II. Généralité sur le transfert de chaleur :**

### **II.1. Introduction :**

Les multiples procédés utilisés dans l'industrie sont basés sur l'échange thermique ; soit parce que :

- C'est le but recherché (fours, échangeurs, refroidissement, chaudière).
- Ceux-ci interviennent d'une manière inévitable (chocs thermiques, pertes de chaleurs, rayonnement).

Des connaissances de base en ce domaine sont donc nécessaires pour l'ingénieur de production ou de développement soit pour :

- Comprendre les phénomènes physiques.
- Maîtriser les procédés et donc la qualité des produits.

Donc, dans ce chapitre, nous présentons des généralités sur le phénomène de transfert thermique tel qu'un certain nombre de définitions et théories à ce phénomène, ainsi que des généralités sur les échangeurs thermique. [23]

### **II.2. Transfert de chaleur :**

Lorsqu'un corps plus chaud se trouve en présence d'un corps plus froid l'expérience nous montre qu'il y a transmission de chaleur, c'est à dire qu'une augmentation de température se produit dans le corps le plus froid et une diminution de température se produit dans le corps le plus chaud; la transmission de chaleur demeure jusqu'à ce que les températures des deux corps soient égales. Ainsi, dans le même corps il y a transmission de chaleur lorsque deux points présentent des températures différentes.

D'après ce que nous venons de dire la transmission de chaleur se produit en cas de différence de températures. En effet c'est l'unique condition car, comme nous le verrons par la suite, il n'est pas nécessaire que les corps soient en contact direct pour qu'il y ait transmission de chaleur. [23]

### II.2.1. Modes de transfert de chaleur :

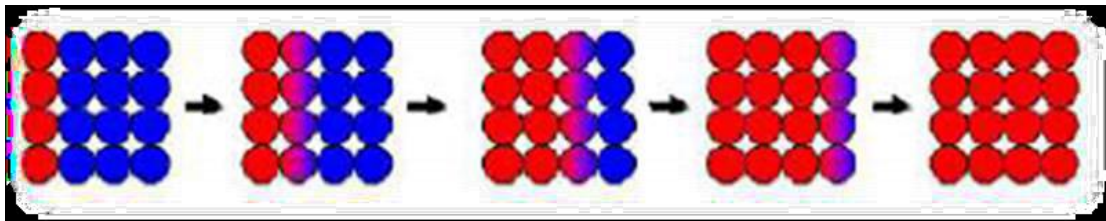
Il y a trois modes de transfert de chaleur :

- Conduction
- Convection
- Rayonnement
- **La conduction :**

Est définie comme étant le mode de transmission de la chaleur provoquée par la différence de température entre deux régions d'un milieu solide, liquide ou gazeux au repos, ou encore entre deux milieux en contact physique. (Les atomes se transmettent la chaleur de proche en proche).

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.

C'est le cas des surfaces d'échange des échangeurs de chaleur. [23]



*Figure II.1 : Transfert thermique par conduction. [23].*

Le flux de transfert de chaleur dépend de la conductivité thermique du produit. La loi fondamentale de la conduction est la loi de FOURIER s'écrit comme suit :

$$\Phi = \frac{\lambda}{e} \cdot s \cdot \Delta T \quad (\text{II.1})$$

**$\Phi$**  : Quantité de chaleur échangée [W]

**$\lambda$**  : Coefficient de conduction [W/m. °C]

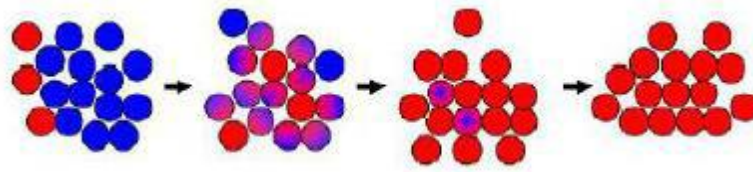
**S** : Surface d'échange [m<sup>2</sup>]

**$\Delta T$**  : Différence de température [°C]

- **La convection :**

Consiste en une transmission de chaleur par le mouvement réel des molécules en raison d'une différence de température. C'est un Processus caractéristique des liquides et des gaz: les particules proches d'une source de chaleur. Présentent une température plus élevée et, par conséquent, une densité inférieure par rapport aux autres, ces particules s'élèvent à l'intérieur du fluide et sont remplacées par des particules plus froides. Ainsi, une transmission de chaleur se produit par l'intermédiaire du mouvement des différentes Particules. [23] .

Les applications du transfert de chaleur par convection sont beaucoup trop nombreuses. Elles interviennent chaque fois que l'on chauffe ou que l'on refroidit un liquide ou un gaz. La convection s'applique même si la surface d'échange n'est pas matérialisée par une paroi, ce qui est le cas des condenseurs par mélange ou des réfrigérants atmosphériques. [23]



*Figure II.2 : Transfert thermique par convection [23].*

Il y a deux types de transmission de chaleur par convection: la convection naturelle due à une différence de densité et la convection forcée due à l'action d'appareils mécaniques, tels que pompes ou compresseurs .

- Le flux du transfert de chaleur dépend de la nature chimique du produit.
- Plus la surface d'échange est importante, plus le transfert de chaleur est important.
- • Plus l'écoulement est turbulent, plus le transfert de chaleur est rapide. [24]

La loi fondamentale de la convection est la loi de NEWTON s'écrit comme suit :

$$\Phi = h.s.\Delta T_{LM} \quad (II.2)$$

Avec :

**$\Phi$**  : Quantité de chaleur échangée [W]

**$h$**  : Coefficient de transfert de chaleur par convection [W/m<sup>2</sup>. °C]

**S** : Surface d'échange [**m**<sup>2</sup>]

**ΔT<sub>LM</sub>**: Différence de température logarithmique moyenne [**°C**]

- **Le Rayonnement :**

Est l'écoulement de chaleur par ondes électromagnétique d'un corps haute température vers un corps à température plus basse. Il y a rayonnement lorsque les corps sont séparés par des molécules soit lorsqu'ils se trouvent dans le vide.

Le rayonnement permet le transfert de chaleur sans aucun intermédiaire matériel (comme le soleil qui transmet la chaleur vers les planètes). [23]



*Figure II.3 : Schéma des différents types de source écologique du gaz naturel  
Transfert thermique par rayonnement. [23].*

L'équation de base utilisée pour exprimer le rayonnement est la loi de STEFAN

BOLTZMANN :

$$\Phi = \sigma \cdot \epsilon \cdot T_p^4 \quad (\text{II. 3})$$

Avec :

**Φ** : Quantité de chaleur échangée [**W**]

**σ** : Constante de STEFAN BOLTZMANN [**W/m<sup>2</sup>.k** ]

**ε** : Emissivité thermique du matériau

**T** : Température du corps [**K**] [23]

## **II.3 Généralités sur les échangeurs :**

### **II.3.1.Introduction:**

L'industrie de chauffage et de froid nécessite pour la majorité de leur application des échangeurs de chaleur. Un échangeur est un appareil qui assure le transfert de chaleur entre des fluides ou des suspensions à des températures différentes. C'est un élément clé dans la transformation de la matière et de l'énergie et il joue un rôle essentiel dans tout cycle thermodynamique en contribuant à l'amélioration du rendement globale de cycle. On les utilise principalement dans les secteurs de l'industrie (chimie, pétrochimie, sidérurgie, agroalimentaire, production d'énergie, etc.), du transport (automobile, aéronautique), mais aussi dans le secteur résidentiel et tertiaire (chauffage, climatisation, etc.). [24]

### **II.3.2. Définition d'un échangeur thermique :**

Les échangeurs thermiques sont des appareils qui permettent d'échanger de la chaleur entre deux fluides. Le principe mis en œuvre est simple parce qu'il s'agit de mettre en contact un fluide chaud et froid afin qu'ils se trouvent à la même température. Au cours du processus, un des fluides pourra changer de phase (condensation, évaporation). Ils peuvent être intégrés dans des équipements destinés aussi bien au refroidissement qu'au réchauffement. Utilisés depuis plus d'un siècle dans l'industrie agro-alimentaire, les échangeurs thermiques ont maintenant de nombreuses applications, majoritairement dans l'industrie, mais également dans l'habitat (notamment le conditionnement d'air, la réfrigération et le chauffage urbain) ou dans les transports (conditionnement d'air, réfrigération et refroidissement des moteurs) [24]

## **II.4.Les fonctions des échangeurs :**

Les échangeurs de chaleurs souvent appelées les échangeurs de températures Ces appareillages peuvent avoir à assurer des fonctions différentes, éventuellement simultanées relativement aux objectifs concernant l'un des fluides ou les deux fluides participent à l'échange [25]

**II.4.1. Fonction réfrigération :**

- **Réfrigérant (cooler) :** il refroidit un liquide ou un gaz par circulation d'un fluide auxiliaire, généralement de l'eau.
- **Réfrigérant intermédiaire (intercooler), final (aftercooler) :** ces termes sont plutôt réservés aux réfrigérants de gaz comprimés au divers étages de compression.
- **Réfrigérant final (trim cooler) :** réfrigérant qui termine la réfrigération d'un produit.

Souvent, ce terme désigne le réfrigérant à eau qui assure les conditions de sécurité requises pour le stockage des produits, par extension, il désigne aussi l'association aéro-réfrigérant suivi d'un réfrigérant à eau fréquemment utilisée pour cette fonction.

- **Chiller :** il refroidit un fluide de procédé par évaporation d'un fluide frigorigène (ou par de l'eau réfrigérée). [25]

**II.4.2. Fonction réchauffage :**

- **Préchauffeur (preheater) :** il préchauffe un fluide de procédé par la vapeur d'eau ou un fluide chaude procédé, la chauffe se poursuivant souvent dans un four en aval.
- **Réchauffeur (heater) :** il réchauffe également un fluide de procédé mais le terme assurant la préchauffe de l'air de combustion d'une chaudière ou d'un four par récupération d'une partie de la chaleur contenue dans les fumées ou dans un autre fluide auxiliaire.
- **Economiseur (economizer) :** ce terme est plutôt réservé au serpentin permettant la préchauffe de l'eau d'alimentation des chaudières par les fumées.
- **Surchauffeur (super heater) :** il augmente la température d'une vapeur au-delà de sa température de condensation. [25]

### II.4.3. Fonction condensation :

- **Condenseur (condenser)** : il assure la condensation totale (total condenser) ou partielle (partial condenser) de vapeur par circulation d'eau ou d'un fluide de procédé suffisamment froid.
- **Aérocondenseur** : il a la même fonction que le précédent en utilisant l'air comme fluide froid.
- **(Subcooler)** : il assure simultanément la condensation de vapeur et le refroidissement des condensats généralement par circulation d'eau. [25]

### II.4.4. Fonction vaporisation :

- **Vaporiseur (vaporizer)** : il assure la vaporisation totale ou partielle d'un liquide de procédé, l'apport de chaleur étant fait par de la vapeur d'eau ou un fluide chaud de procédé éventuellement en condensation.
- **Bouilleur (reboiler)** : il vaporise une partie des produits de fonds de colonnes pour les renvoyer au fractionnement.
- **Générateur de vapeur** : il produit de la vapeur par récupération de chaleur sensible contenue dans les fluides de procédés, des fumées de fours ou des lits catalytiques (Waste heat boiler) ou par combustion de gaz ou de liquides résiduels (Steam generator).
- **Évaporateur (évaporatoire)** : terme plutôt utilisé pour désigner l'appareil qui concentre des solutions aqueuses par évaporation d'eau, cependant il peut désigner aussi un vaporiseur et un chiller. [25]

## II.5. Critères de classement des échangeurs :

Il existe plusieurs critères de classement des différents types d'échangeurs. Énumérons les principaux. [27]

### II.5.1. Classement technologique :

Les principaux types d'échangeurs rencontrés sont les suivants [26]

- à tubes : monotubes, coaxiaux ou multitubulaires.
- à plaques : à surface primaire ou à surface secondaire.
- Autres types : contact direct, à caloducs ou à lit fluidisé.

**II.5.2. Classement suivant le mode de transfert de chaleur :**

Les trois modes de transfert de chaleur (conduction, convection, rayonnement) sont couplés dans la plupart des applications (chambre de combustion, récupération sur les fumées, etc.), il y a souvent un mode de transfert prédominant. Pour tout échangeur avec transfert de chaleur à travers une paroi, la conduction intervient. [26]

**II.5.3. Classement fonctionnel :**

Le passage des fluides dans l'échangeur peut s'effectuer avec ou sans changement de phase, suivant le cas, on dit que l'on a un écoulement monophasique ou diphasique. On rencontre alors les différents cas suivants:

- Les deux fluides ont un écoulement monophasique.
- Un seul fluide a un écoulement avec changement de phase, cas des évaporateurs ou des condenseurs.
- Les deux fluides ont un écoulement avec changement de phase, cas des évapo condenseurs. [26]

**II.5.4. Classement suivant la compacité de l'échangeur :**

La compacité est définie par le rapport de l'aire de la surface d'échange au volume de l'échangeur. [26]

**II.5.5. Classement suivant la nature du matériau de la paroi d'échange :**

On retiendra deux types de paroi [26]

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

**II.6. Différents types d'échangeurs de chaleur:****II.6.1 Echangeurs tubulaires:**

Pour des raisons historiques et économiques, les échangeurs utilisant les tubes comme constituant principal de la paroi d'échange sont les plus répandus [27]

On peut distinguer trois catégories suivant le nombre de tubes et leurs arrangements toujours réalisés pour avoir la meilleure efficacité possible pour une utilisation donnée:

**a. Echangeur monotube** : dans lequel le tube est placé à l'intérieur d'un réservoir et a généralement la forme d'un serpentín. (figure II.4.a)

**b. Echangeur coaxial** : dans lequel les tubes sont le plus souvent cintrés. En général, le fluide chaud ou le fluide à haute pression s'écoule dans le tube intérieur. (figure II.4.b)

**c. Echangeur multitubulaires** : existant sous quatre formes :

- **Echangeur à tubes séparé** : à l'intérieur d'un tube de diamètre suffisant se trouve placé plusieurs tubes de petit diamètre maintenus écartés par des entretoises. L'échangeur peut être soit rectiligne, soit enroulé. (figure II.4.c)
- **Echangeur à tubes rapprochés** : pour maintenir les tubes et obtenir un passage suffisant pour le fluide extérieur au tube, on place un ruban enroulé en spirale autour de certains entre-eux. (figure II.4.d)
- **Echangeur à tubes ailettes** : ces tubes permettent d'améliorer le coefficient d'échange thermique. (figure II.4.e)
- **Echangeur à tubes et calandre** : c'est l'échangeur actuellement le plus répandu. (figure II.4.f) [27].

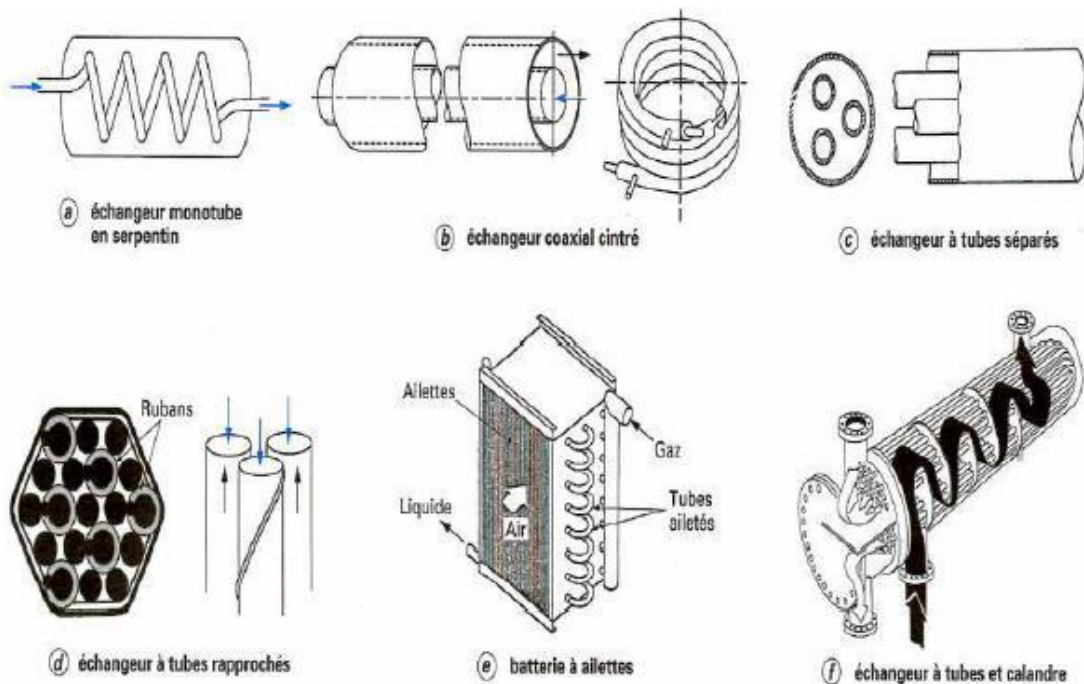


Figure II.4 : Les différents types d'échangeurs tubulaires[27]

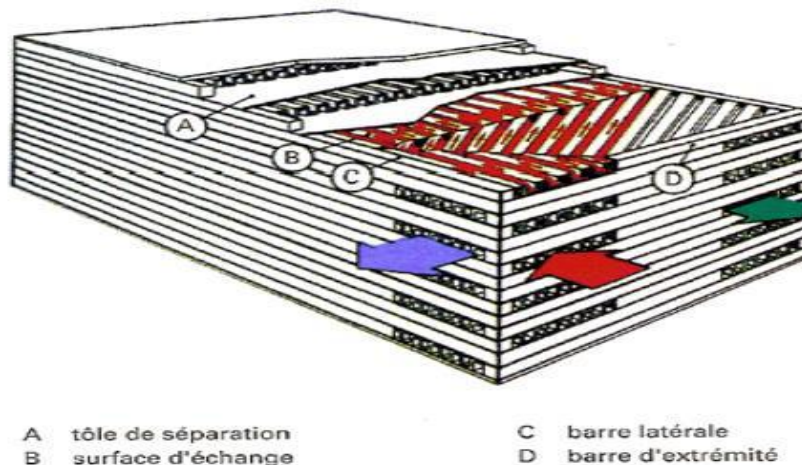
### II.6.2 Echangeurs à plaques:

Ces échangeurs ont été étudiés à l'origine pour répondre au besoin de l'industrie laitière, puis utilisés par la suite dans divers branches de l'industrie (chimique, nucléaire, etc.) [26].

Suivant la géométrie de canal utilisée, on distingue les échangeurs à surface primaire et les échangeurs à surface secondaire.

**a. Echangeur à surface primaire :** ces échangeurs peuvent être :

- **Echangeur à plaque et joint :** ils sont utilisés pour les transferts de chaleur entre fluide monophasique ou double phase condensation ou vaporisation.
- **Echangeur à plaque soudé ou brasée :** ils sont utilisés pour la récupération de chaleur, dans les domaines de la chimie, de la pétrochimie, de l'agroalimentaire etc. Ces échangeurs peuvent être : échangeurs lamellaires, échangeurs à spirale ou échangeurs brasés.



*Figure II.5 : Echangeur à plaques brasées : assemblage de plaques[27]*

**b. Echangeurs à surface secondaire :** ils sont réalisés en aluminium ou en acier inoxydable.

## II.7. Principe de fonctionnement:

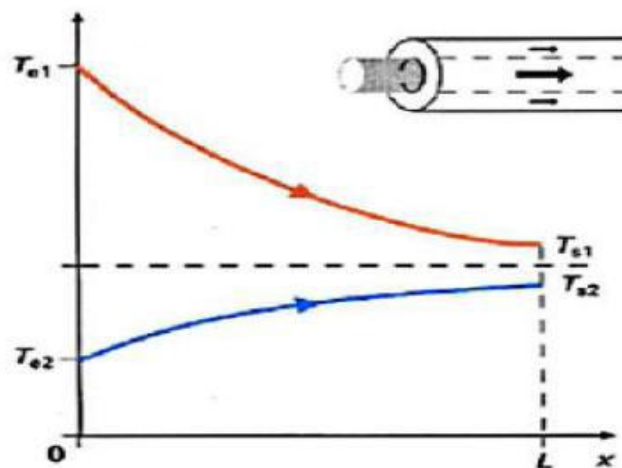
Un échangeur de chaleur est un dispositif permettant la récupération de l'énergie thermique d'un fluide par un autre. Le flux thermique traverse la paroi de séparation des différents fluides. En effet, la chaleur peut être caractérisée comme un transfert d'énergie d'un système à un autre dû à une différence de température. Selon la deuxième loi de la thermodynamique (la chaleur dans l'univers s'écoule, continuellement, des corps chaud vers des corps froids), ce transfert d'énergie s'effectue de la température la plus importante vers la plus faible. Il s'arrête donc lorsque les deux fluides sont de températures identiques [28]

## II.8. Principe de réalisation technologique et mode de circulation:

La circulation des fluides de chaque côté de la paroi constituant la surface d'échange correspond à différents modes de base [26]

### II.8.1. Circulation à co-courant:

Il s'agit d'échangeur dits à co-courants ou la température de fluide froid ne peut pas être supérieure à la température de sortie du fluide chaud. Les températures des fluides évoluent pendant leur traversée longitudinale de l'échangeur, à moins que l'un des fluides ne subisse un changement de phase. La figure (II.6) donne l'évolution qualitative de ces températures le long d'un échangeur tubulaire à co-courants très simple, la longueur de l'échangeur a été portée en abscisse, les températures sont repérées à l'aide d'indices (e) signifiant entrée et (s) sortie, 1 désignant le fluide chaud et 2 le fluide froid. [26]

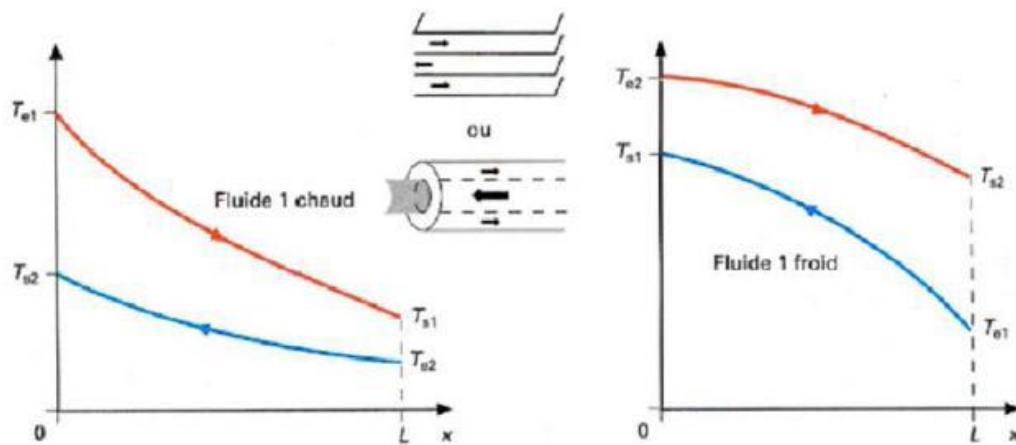


*Figure II.6: Evolution qualitative des températures dans un échangeur tubulaire cocourant[26]*

### II.8.2. Circulation à contre-courant:

Il s'agit d'échangeurs à contre courants ou la température du fluide froid peut dépasser la température de sortie du fluide chaud. Cette disposition est l'une des plus favorables pour l'échangeur thermique.

L'avantage de l'échangeur à contre courant sur l'échangeur à co-courant est de nécessiter, pour un même flux de chaleur, des surfaces d'échanges plus faibles.



*Figure II.7 : Evolution qualitatives des températures dans un échangeur tubulaire ou à plaques à contre courant[26]*

### II.8.3. Circulation à courant croisés:

Les deux fluides s'écoulent perpendiculairement l'un à l'autre figure (II.8), le fluide non brassé est canalisé : c'est celui dont la veine est divisée entre plusieurs canaux parallèle distincts et de faible section. L'autre fluide circule librement entre les veines et peut être considéré comme partiellement brassé du fait des tourbillons générés par les tubes. Le brassage a pour effet d'homogénéiser les températures dans les sections droites de la veine fluide. Sans cela, les températures varient non seulement avec la direction de l'écoulement, mais aussi dans la section de veine. Une représentation schématique d'échangeur à courant croisés est donnée par la figure (II.8). [26]

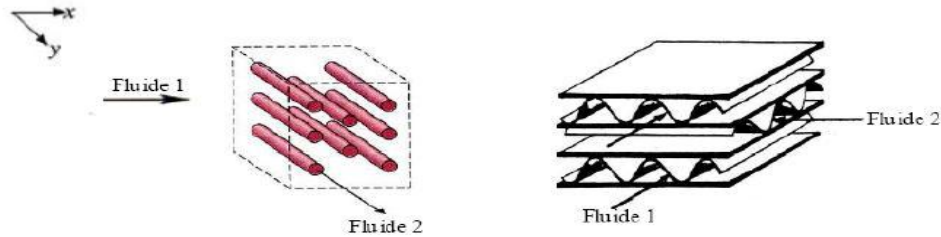


Figure II.8 : Exemples d'échangeurs à courants croisés[26]

## II.9.Recommandation sur le choix des paramètres de l'échangeur:

### II.9.1. Choix du diamètre des tubes:

Pour une même vitesse du fluide, la diminution du diamètre des tubes permet d'augmenter le nombre de ces derniers dans le faisceau et par conséquent de diminuer l'encombrement de l'appareil. Toute fois, l'augmentation du nombre de tubes pose des problèmes supplémentaires (beaucoup d'assemblage des tubes sur les plaques tubulaires, risque de coulage aux mandrinages, résistances hydrauliques supplémentaire, complication de nettoyage des tubes...ect). Les diamètres extérieurs des tubes couramment employés dans l'industrie sont 22, 25, 32 et 38 mm. Les petits diamètres sont appliqués pour les produits purs et peu visqueux.[25]

### II.9.2.Choix de la vitesse dans les tubes :

L'augmentation de la vitesse d'écoulement du fluide dans les tubes améliore le coefficient correspondant de transfert de chaleur et mène la diminution de la surface d'échange de l'appareil. Etant donné que les pertes de charge dans l'appareil sont proportionnelles à la vitesse d'écoulement, la valeur maximale de cette dernière est conditionnée par les pertes de charge admissibles. [25]

#### ❖ Remarque :

Le coefficient global  $K$  augmente avec la vitesse .Si le coefficient local  $\alpha$  dans la calandre est suffisamment élevé et les résistances thermiques  $\sum \delta_i / \lambda_i$  sont petites.

Si le coefficient local dans la calandre est beaucoup plus petit que celui qui se trouve dans les tubes (exp. le gaz circule dans la calandre et le liquide passe à travers les tubes) Alors l'augmentation de la vitesse dans les tubes n'influe pratiquement pas sur  $K$ . [25]

### II.9.3. Choix de la longueur des tubes :

Habituellement, la détermination de la longueur des tubes est l'objet du calcul. Étant donné que dans les échangeurs on utilise les tubes standardisés, la longueur calculée doit être arrondie. Les longueurs des tubes utilisés industriellement sont (en mm) : 1000 , 1250 , 1500 , 2000 , 2500 , 3000 , 3500 , 4000 , 4500 , 5000 , 6000 , 7000. [25]

### II.9.4. Critères de choix de la circulation des fluides :

Les fluides considérés comme sales , corrosifs, polluants, visqueux et chauds, lourds, passent côté faisceau à l'intérieur des tubes .Ceci pour faciliter le changement des tubes afin d'éviter les émanations de gaz. Les fluides clairs, propres passent côté calandre. [25]

#### II.9.4.1.Organisation de la circulation côté tubes/côté calandre :

Il est des cas particuliers pour lesquels la circulation s'impose : dans un kettle le fluide à vaporiser est côté calandre, il en est de même pour le fluide à condenser dans un condenseur à eau horizontal. Sinon, le côté tubes est de préférence affecté au :

- **Fluide sous la plus haute pression :** Un tube résiste mieux à la pression intérieure qu'à la pression extérieure, une plus grande épaisseur de paroi ne s'applique qu'aux chambres de distribution et de retour de dimensions plus modestes que celle de la calandre.
- **Fluide à température élevée:** A plus haute température le taux de travail admissible pour le matériau diminue, nécessitant une plus grande épaisseur, cela peut conduire à prendre un acier pour lequel la contrainte admissible est supérieure, par ailleurs les pertes thermiques sont limitées.
- **Fluide corrosif :** Le coût des matériaux à mettre en oeuvre ne se répercute pas côté calandre.
- **Fluide salissant :** Le nettoyage mécanique de l'intérieur des tubes est plus facile que celui du faisceau côté calandre.
- **Fluide entraînant dépôts et sédiments :** L'entraînement et le nettoyage sont plus faciles Le coté calandre est généralement réservé au : [25]

- **Fluide visqueux:** pour lequel il est plus facile de régler la vitesse de circulation, donc transfert et perte de charge, en jouant sur le type et le nombre de chicanes transversales.
- **Fluide de plus haut débit:** pour les mêmes raisons que celles évoquées précédemment. Par ailleurs, il faut prendre en compte d'éventuels impératifs de sécurité face aux risques de ruptures et aux risques de fuites (dont le sens doit être apprécié selon les niveaux de pression) dans le cas de fluide inflammable, toxique, polluant pour l'environnement ou l'autre fluide, ou encore susceptible de réaction chimique avec l'autre fluide.

Dans certains cas, il y a « compétition » entre les fluides ; par exemple, lorsque du gaz naturel sous haute pression est refroidi par de l'eau de mer, les deux fluides sont justiciables du côté tubes, ce qui amène, sauf choix du titane très onéreux, à utiliser un circuit intermédiaire d'eau de réfrigération traitée pour échapper à la problématique. [25]

## **II.10. Paramètres influençant la performance d'un échangeur :**

La performance d'un échangeur dépend de la qualité du transfert de chaleur entre les deux fluides et du mode de circulation utilisé. Il ne s'agit pas ici d'aborder les différentes méthodes de calcul permettant de déterminer les coefficients de transfert globaux, ainsi que les lois d'échange pour chaque mode de circulation rencontrée. Toutefois, une approche qualitative de l'influence des différents paramètres est faite dans la mesure où elle éclaire sur le choix des solutions technologiques appropriées. [25]

### **II.10.1. La qualité de transfert local:**

Les échangeurs par convection entre fluides et paroi et par conduction à travers la paroi sont caractérisés par des résistances spécifiques auxquelles s'ajoutent celles dues au salissement éventuel introduit par chacun des deux fluides. [25]

#### **II.10.1.1. Transfert par convection- coefficient de « film » :**

Les lois de transfert par convection sont très complexes car elles sont liées aux lois de l'écoulement, le régime hydrodynamique jouant un rôle essentiel dans le mécanisme des échangeurs thermiques, ainsi qu'aux lois de la conduction intervenant au niveau de la paroi.

Ceci conduit à des lois différents selon que l'échange se fait sans ou avec changement de phase de l'un et (ou) l'autre des deux fluides, que la convection est naturelle ou forcée, que l'écoulement est laminaire ou turbulent, horizontal ou vertical (ascendant ou descendant),

soumis à une force centrifuge (Serpentin), plus ou moins perturbée par la paroi...etc.

Malgré cette diversité, on cherche à exprimer la loi de transfert local sous la forme :

$$\Phi = \frac{\Delta\theta}{R} = h.\Delta\theta. \quad (\text{II. 4})$$

Avec :

$\Delta\theta$  : potentiel thermique local.

R : la résistance au transfert.

h : le coefficient de transfert global (coefficient de film). [25]

### II.10.1.2. Convection sans changement de phase (écoulement monophasique) :

Les différents paramètres sont de trois types :

- Les caractéristiques géométriques.
- Les conditions opératoires.
- Les caractéristiques du fluide.

Quelques soit la spécificité de la convection, ces paramètres interviennent toujours sous la forme générale de la relations entre des nombres sans dimension tels que :

- Nu : Nombre de Nusselt :  $Nu = h.D / \lambda$  (II. 5)

Re : Nombre de Reynolds :  $Re = u.D.\rho / \mu = D.G / \mu = u.D / \nu$ . (II. 6)

Pr : Nombre de Prandtl :  $Pr = C_p.\mu / \lambda$  (II. 7)

- St : Nombre de Stanton :  $St = Nu / Pe = h / C.G$ . (II. 8)

- Pe : Nombre de Péclet :  $Pe = Re.Pr.D.C.G / \lambda$ . (II. 9)

Avec :

D : longueur caractéristique de la géométrie.

u : vitesse moyenne.

G =  $\rho u$  : vitesse massique.

$C$  : chaleur massique.

$\mu$  : viscosité dynamique.

$\nu = \mu / \rho$  : viscosité cinématique.

$\lambda$  : conductibilité thermique.

Ces grandeurs étant exprimées dans un système d'unités cohérent. Par exemple, en négligeant certaines corrections mineures, le coefficient de film interne en convection forcée à l'intérieur d'un tube pour des gaz ou liquides organiques peut s'évaluer

par :

$$Nu = 1,86 \left( \frac{d_i}{l} \cdot Re \cdot Pr \right)^{1/3} \quad (\text{II. 10})$$

En régime laminaire ( $Re < 2100$ ), et

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{1/3} \quad (\text{II. 11})$$

En régime turbulent ( $Re > 10\,000$ ).

$d_i$  et  $l$  sont respectivement le diamètre intérieur et la longueur du tube. [25]

### II.10.2. Influence des caractéristiques géométriques :

Le choix se fait au niveau de la conception des appareils ,en particulier on cherche à obtenir des vitesses de circulation permettant un écoulement en régime turbulent ,ce qui n'est pas toujours possible pour les produits très visqueux ,par ailleurs les vitesses sont limitées par différentes contraintes :

- Risques d'érosion et de vibration.
- Pertes de charges admissibles ou économiques.

En particulier, la conception d'un échangeur ou un arrangement d'échangeur est presque toujours le résultat d'un compromis transfert de chaleur, pertes de charges. Dans le cas de pertes de charges allouées, il y a intérêt à les saturer pour assurer le meilleur transfert, sous réserve de la prise en compte d'autres contraintes évoquées précédemment. Pour des faisceaux multi-passes devant être logés dans des calandres cylindriques le nombre de passes est généralement pair. Ils permettent des solutions technologiques simples pour l'organisation de la distribution et du retour du fluide. Pour 4 passes côté tubes. Pour un même faisceau et en supposant que le régime d'écoulement soit turbulent, le passage de 1 à 2 passes côté tubes se traduit par :

- Un doublement de la vitesse.
- Une multiplication du coefficient de film interne par  $(2)^{0.8} = 1,74$ .
- Une multiplication de la perte de charge par  $(2)^2 \times 2 = 8$ .

Le nombre de passes côté tubes permet ainsi de régler le coefficient de film interne, les pertes de charge admissibles ou économiques imposant la limite ; ces ajustements ne peuvent être faits que de manière discrète. Le fluide est obligé à un écoulement transversal au faisceau entre deux chicanes consécutives et à un mouvement horizontal dans l'ouverture de la fenêtre de chacune des chicanes. Bien entendu la perte de charge est d'autant plus grande que le nombre de chicanes est important et que la segmentation est faible, lorsqu'elle est prohibitive des solutions dérivées peuvent être envisagées. Telles que double ou triple segmentation et disks and doughnuts (disques et couronnes).

A titre indicatif, les vitesses moyennes de circulation sont les suivantes :

**Pour les liquides** : 1 à 2,5 m/s côté tubes.

0,3 à 1 m/s côté calandre.

**Pour les gaz** : 45 à 80 m/s sous vide.

12 à 30 m/s sous pression atmosphérique.

6 à 12 m/s sous pression > pression atmosphérique.

Les vitesses permises étant d'autant plus grandes que la masse volumique est plus faible.

Par ailleurs, des turbulences localisées peuvent être obtenues par l'utilisation de géométries particulières, telles que tubes torsadés ou moletés en spirale

« Corrugées »,

ondulations crénelées ou plaques cannelées dans les échangeurs « compacts ». [25]

### II.10.3. Influence des conditions opératoires :

Les géométries étant fixées, le coefficient de convection dépend du débit de fluide, une modification du débit peut être due à une adaptation de la capacité de l'unité concernée aux besoins de production ou à des changements de conditions opératoires de température et de pression du procédé. En opération, une modification de débit peut être également un moyen de réglage, la régulation de température de

sortie d'un fluide de procédé étant assurée par adaptation du débit de fluide de réfrigération ou de réchauffage. [25]

#### **II.10.4. Influence des caractéristiques du fluide :**

Comme indiqué plus haut, les caractéristiques intervenant sont :

- La viscosité.
- La conductibilité thermique.
- La chaleur massique. [25]

#### **II.11. Impératifs à prendre en tenant compte du choix du type et de la conception technologique des échangeurs de chaleur:**

##### **II.11.1. Condition de fonctionnement:**

Pour une application thermique spécifique, le choix du type d'échangeur de chaleur et de sa conception dépend de nombreux facteurs plus ou moins Interdépendants. Les éléments de choix sont basés essentiellement sur les considérations suivantes. [29]

##### **II.11. 1. Conditions de fonctionnement :**

###### **a. Données procédés de base :**

Elles sont indispensables pour le dimensionnement thermiques, Hydraulique, mécanique, et orientent la conception des types d'échangeur, induisent des choix de matériaux. etc elles sont notées sur des telles de spécification[29]

de procédé constituant en fait un véritable cahier des charges relatif à l'lequel l permet thermique requis. Certaines de ces données ont été largement évoquées dans les paragraphes précédents. D'autres sont l'objet des développements particuliers ci-après. Les bases d'études procédés concernent les températures et pressions de fonctionnement, températures et pressions de calcul, pertes de charge allouées, nature des fluides et particularités (encrassement, tenue au froid, stabilité thermique, comportement newtonien ou non), propriétés thermiques des fluides, propriétés thermodynamiques et diagramme température-débit de chaleur échangée, changement d'état éventuel (écoulement monophasique liquide ou gaz ou écoulement diphasique avec vaporisation ou condensation). conditions particulières de fonctionnement (débits mini et maxi, différents cas de marche,..), etc. Les quelques exemples ci-dessous illustrent l'influence de certaines données procédés :

- si l'un des fluides est chargé de particules en suspension capables de précipiter, Il est nécessaire de choisir un échangeur démontable et conçu pour faciliter l'entraînement des particules;
- si un échangeur véhicule des fluides avec des débits volumiques importants de vapeur (cas de condenseurs sous vide par exemple) avec de très faibles pertes de charge allouées, le choix d'un type d'échangeur s'oriente vers une conception adaptée technologiquement (ceinture de distribution, écoulement divisé.) offrant de grandes sections de passage à l'écoulement, éliminant de fait l'emploi de certains échangeurs compacts à plaques dont les canaux sont très étroits. [29]

**b. Impératifs de nettoyage:**

Selon l'importance et la nature de l'encrassement, un nettoyage chimique ou mécanique peut être imposé; si un nettoyage mécanique rigoureux est impératif, l'échangeur doit être démontable pour permettre l'accès aux différentes parties sur lesquelles l'encrassement se dépose. Par ailleurs, les vitesses de circulation des fluides ont une influence sur l'importance des dépôts; à titre d'exemple, une vitesse de circulation minimum de 1,5 m/s est généralement recommandée pour de l'eau de réfrigération en circulation dans un faisceau tubulaire.

**c. Niveau thermique des parois:**

Le comportement des fluides aux températures de parois doit être analysé en prévention de risques éventuels figeage, cristallisation, dégradation, accroissement de l'encrassement, corrosion potentielle, etc.

**d. Temps de rétention des fluides dans l'échangeur:**

Un échangeur offrant des temps de séjour courts relatifs aux fluides véhiculés est favorable à une mise en régime rapide; à contrario, des temps de séjour importants conduisent à des échangeurs à grande inertie thermique.

Les temps de séjour ont également des effets sur les temps de réponse des régulations des variables opératoires.

**e. Conditions d'opération pendant les phases transitoires de fonctionnement :**

Il peut s'agir de démarrage, arrêt, dépressurisation, bipasse d'un circuit, recyclage, etc. C'est une considération très importante pour la conception de

l'échangeur puisque, sur le plan mécanique, des phases transitoires de régime opératoire ou cyclique peuvent induire des contraintes mécaniques importantes entre les divers constituants de l'échangeur en cas de gradient thermique élevé. Des défauts d'étanchéité, des déformations permanentes, voire des ruptures des équipements peuvent en résulter; aussi toutes les conditions de marche exceptionnelles doivent être bien définies. [29]

### **II.11.2. Conditions de tenue mécanique :**

#### **a. Résistance aux pressions et aux températures de fonctionnement:**

Toutes les phases possibles d'exploitation doivent bien être prises en compte. Les codes, standards, réglementations à appliquer doivent être clairement spécifiés, dans la mesure où ils sont applicables (problème des échangeurs spéciaux). Bien évidemment, les conditions de tenue mécanique influencent directement le choix du type et de la conception de l'échangeur. Par exemple, un échangeur tubulaire à tête flottante s'impose en cas de dilatation différentielle importante entre faisceau et calandre; par ailleurs, un échangeur démontable à plaques à joints ne peut s'envisager pour un service haute pression - haute température. [29]

#### **b. Résistance à la corrosion :**

Ce facteur intervient directement sur la nature des matériaux à installer donc sur le choix de la conception technologique et les coûts. Une liste indicative de matériaux usuels employés dans des échangeurs de chaleur pour certains types de corrosion est présentée dans le paragraphe 6.6.

#### **c. Résistance à l'érosion :**

est souvent couplée à la corrosion. L'érosion se manifeste quand la vitesse linéaire du fluide dans un circuit est trop élevée et génère de fortes turbulences. Des valeurs limites de vitesse de circulation ou d'énergie cinétique correspondante ( $pu^2$ ) sont définies dans des guides spécialisés pour limiter les risques. Par exemple une valeur limite de  $pu^2$  égale à  $8930 \text{ kg/m-s}^2$  (Pa) côté tubes est recommandée dans les Standards TEMA [6] pour les liquides en exprimant :

$p$ : masse volumique du fluide en  $\text{kg/m}^3$

$u$  :vitesse linéaire de circulation du fluide en  $\text{m}^2/\text{s}$ .

Pour des fluides chargés de particules, les vitesses doivent être inférieures et adaptées à la nature, la taille et la densité des particules. [29]

#### **d. Tenue aux vibrations industries par l'écoulement des fluides:**

Cette considération s'applique essentiellement à l'écoulement des fluides côté calandre des échangeurs tubulaires; cet écoulement génère des turbulences, tourbillons, qui conduisent à des sollicitations mécaniques de tubes (flexion alternée) et dont la fréquence correspond à la fréquence d'excitation des tubes. Un tube en vibration supporté par des chicanes se comporte comme une poutre sur appuis, soumise à des vibrations. S'il y a couplage de la fréquence d'excitation due aux turbulences avec la fréquence naturelle du tube, des phénomènes de résonance peuvent se produire, ce qui peut entraîner de graves détériorations des tubes par les phénomènes vibratoires. Les dommages qui peuvent être rencontrés sont les suivants :

- perte d'épaisseur par battage et rupture suite à des collisions répétées;
- cisaillement des tubes à la traversée des chicanes;
- fatigue des tubes;
- cisaillement des tubes à l'encastrement dans les plaques tubulaires;
- bruit par résonance acoustique si couplage avec fréquence acoustique de la calandre.

#### **e. Étanchéité relative ou absolue des circuits :**

Cette contrainte peut être déterminante pour la conception de l'échangeur et justifier le rejet de certains types. Pour des échangeurs tubulaires, le type TEMA peut être choisi en vue de limiter le nombre de brides comportant des Joints sources de fuite; éventuellement pour limiter les risques de contamination de fluides, des échangeurs tubulaires à double plaque peuvent être adoptés (voir 6.6). Dans le cas des échangeurs à plaques, des échangeurs à plaques soudées, voire à doubles plaques, sont spécifiés de préférence à des échangeurs démontables à plaques à binets. [29]

### II.11.3. Conditions de maintenance:

Les facilités de maintenance (nettoyage et réparation) sont liées au poids et à l'encombrement des échangeurs, ainsi qu'à leur accessibilité; ce sont des facteurs quelquefois prédominants. Ceci est particulièrement vrai pour les échangeurs montés sur des plates-formes offshore; dans ce cas, les échangeurs compacts à plaques présentent beaucoup d'intérêt dans la mesure où les conditions opératoires permettent leur emploi. [29]

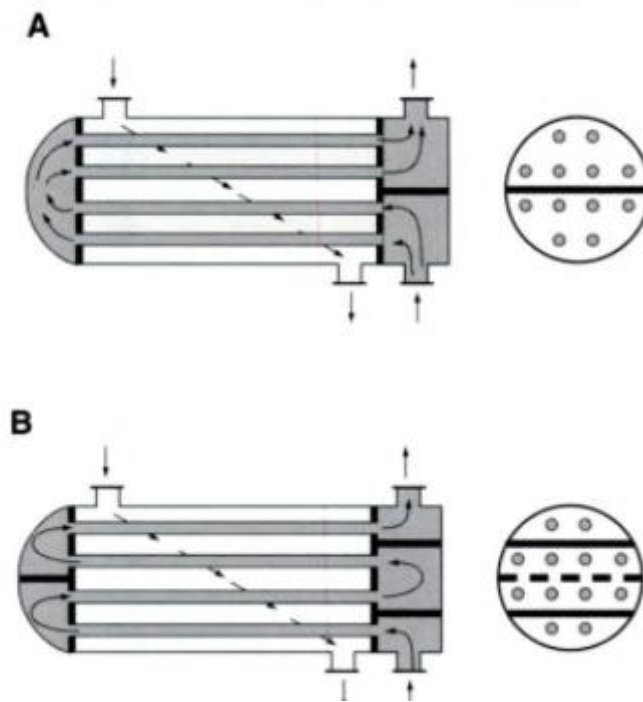


Figure II.9 : appareils à une passe cote calandre. [29]

### II.11.4. Impératifs économiques:

Compte tenu de la multiplicité des conceptions d'échangeurs (échangeurs tubulaires, échangeurs à plaques divers,..) et des paramètres affectant les coûts, il n'est pas aisé d'estimer les coûts de différentes solutions technique- ment envisageables sans recourir à des méthodes d'estimation élaborées ou à des consultations. Toutefois, In prix d'un échangeur est lié directement à sa conception, à son poids, à sa salace d'échange et à la nature des matériaux constitutifs. Par exemple, pour des échangeurs tubulaires de type AES très usuels, constitués de tubes de diamètre extérieur 3/4 in et de longueur 20 ft, calandre et tubes en acier au carbone, le coût d'investissement est de l'ordre de 1000 F/m en 1997 (prix départ usine du constructeur). pour des surfaces

d'échange supérieures à 500 m<sup>2</sup>. Le même échangeur avec un faisceau en titane coûte environ 6000 F/m<sup>2</sup>, alors qu'un échangeur à plaques à joints du même métal nécessite une surface d'échange moindre à un cout de 1000 F/m.

Toute comparaison économique doit tenir compte aussi:

- des frais de transport et d'installation de l'échangeur (tuyauteries, génie civil, etc.);
- des coûts énergétiques (investissements et frais opératoires) : puissance de pompage ou de compression liée à la perte de charge autorisée sur les divers fluides, puissance de ventilation et consommation électrique des ventilateurs d'aéroréfrigérants, utilités (eau de réfrigération,...), etc.

Il est recommandé d'effectuer une étude économique classique comparant les fonctions (I + nE) spécifique à chaque solution envisagée

I: cout d'investissement,

E: cout énergétique,

n: durée de remboursement du capital investi [29]

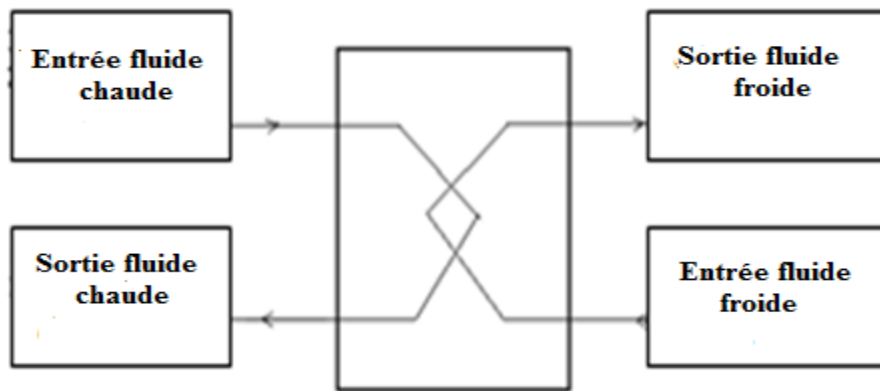
# Chapiter III

## *Calcul et vérification*

### III.1. Introduction:

Dans ce chapitre, nous allons calculer les paramètres énergétiques de l'échangeur, tels que : les flux du fluide chaud, et fluide froid le coefficient d'échange globale, la différence de température logarithmique moyenne, le nombre d'unité de transfert et l'efficacité. Pour ce faire on utilise des méthodes d'analyses telles que : la méthode (NUT) et la méthode (DTLM).

### III.2. Présentation du circuit de l'échangeur :



*Figure. III.1 : représente le schéma de circulation des fluides à travers l'échangeur à plaques*

L'échangeur fonctionne selon un circuit à contre courant, ou le fluide chaud (condensats), le fluide froid provenant par des tours de refroidissements. La figure III-2 représente un diagramme des températures d'un échangeur à contre courant

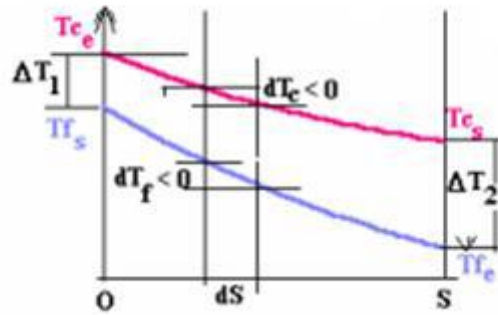


Figure. III.2 : Diagramme des températures d'un échangeur à contre courant

Avec:

$$\Delta T_1 = T_{ce} - T_{fs} \quad (III.1)$$

$$\Delta T_2 = T_{cs} - T_{fe} \quad (III.2)$$

Ou

$T_{ce}$  : Température entrée eau chaude en (°C).

$T_{cs}$  : Température de sortie eau chaude en (°C).

$T_{fe}$  : Température entrée eau froide en (°C).

$T_{fs}$  : Température de sortie eau froide en (°C).

### III.3. Les formule de calcul :

$$C_C = Q_{mc} * C_{pc} \quad (III.3)$$

$$C_F = Q_{mf} * C_{pf} \quad (III.4)$$

$$Cr = \frac{C \min}{C \max} \quad (III.5)$$

$$\Delta T_{ML} = \frac{(T_{cs} - T_{fe}) - (T_{ce} - T_{fs})}{\ln \left( \frac{T_{cs} - T_{fe}}{T_{ce} - T_{fs}} \right)} \quad (III.6)$$

$$\Phi_C = q_{mc} * C_{PC} (T_{ce} - T_{cs}) \quad (III.7)$$

$$\Phi_f = q_{mf} * C_{Pf} (T_{Fe} - T_{Fs}) \quad (III.8)$$

$$K = \frac{\Phi}{S\Delta TML} \quad (\text{III.9})$$

$$NUT = \frac{k.s}{C \min} \quad (\text{III.10})$$

$$E = \frac{1 - \exp\left[\frac{k.s}{C \min} \left(1 - \frac{C \min}{C \max}\right)\right]}{1 - \frac{C \min}{C \max} \cdot \exp\left[\frac{k.s}{C \min} \left(1 - \frac{C \min}{C \max}\right)\right]} \quad (\text{III.11})$$

$\Phi_C$  : Flux de chaleur du fluide chaud;

$\Phi_F$  : Flux de chaleur du fluide froid;

$K$  : Coefficient d'échange global entre les deux fluides ;

$S$  : Surface d'échange;

$q_{mf}$  : Débit massique d'eau froide ;

$q_{mc}$  : Débit massique d'eau chaude ;

$C_{PC}$  : Chaleur massique de l'eau chaude;

$C_{PF}$  : Chaleur massique de l'eau froide;

## III.4. Exemple de calcul cas n° 01

Tableau III. 01 : caractéristique de l'eau chaude et froide.

	Caractéristiques des fluids	Chaud	Froide
Données de base	Debit volumique $m^3/h$	25000	2226.84
	Chaleur massique moyenne $kcal/kg^{\circ}C$	0,618	0,578
	Température d'entrée $^{\circ}C$	140	35
	Température de sortie $^{\circ}C$	60	70
	Masse volumique $kg/m^3$	0,8394	0,8125
	Résultats obtenues	$C_C = Q_{mc} * C_{pc}$	3.6024w/k
$C_F = Q_{mf} * C_{pf}$		0.2904w/k	
$C_{min}$ (W/ $^{\circ}C$ )		0.2904	
$C_{max}$ (W/ $^{\circ}C$ )		3.6024	
$C_r$		0.0806	
DTLM ( $^{\circ}C$ )		93C	
$\Phi_c$ (W)		378.25w	
$\Phi_f$ (W)		11.6178w	
K (W/ $m^2$ $^{\circ}C$ )		0.0064w/ $m^2k$	
NUT		0.4264	
E (%)		1.087%	

On utilise la méthode de DTLM :

$$C_C = Q_{mc} * C_{pc}$$

$$C_C = (25000 * 0.8394) * 0.618$$

$$C_C = 3.6024 w / k$$

$$C_F = Q_{mf} * C_{pf}$$

$$C_f = (2226.84 * 0.8125) * 0.578$$

$$C_f = 0.2904 w / k$$

On trouve que :

$$C_C = C_{\max}$$

$$C_f = C_{\min}$$

$$C_r = \frac{C_{\min}}{C_{\max}}$$

$$C_r = \frac{0.2904}{3.6024}$$

$$C_r = 0.0806$$

$$\Delta T_{ML} = \frac{(T_{cs} - T_{fe}) - (T_{ce} - T_{fs})}{\ln\left(\frac{T_{cs} - T_{fe}}{T_{ce} - T_{fs}}\right)}$$

On fait l'application numérique :

$$\Delta T_{ML} = \frac{(35 - 60) - (140 - 70)}{\ln\left(\frac{140 - 60}{35 - 70}\right)}$$

$$\Delta T_{ML} = 93^\circ C$$

$$\Phi_C = q_{mc} * C_{PC} (T_{ce} - T_{cs})$$

On fait l'application numérique de la puissance thermique  $\Phi_C$  on trouve que ;

$$\Phi_C = 5.8291 * 0.618 (140 - 35)$$

$$\Phi_C = 378.25 w$$

$$\Phi_f = q_{mf} * C_{PF} (T_{Fe} - T_{Fs})$$

On fait l'application numérique de la puissance thermique  $\Phi_f$  on trouve que :

$$\Phi_f = 0.5025 * 0.578(70 - 30)$$

$$\Phi_f = 11.6178$$

D'après les données :

$$S = 19.32m^2$$

Le coefficient d'échangeur à plaque à contre-courant est donc donnée par :

On fait l'application numérique:

$$K = \frac{11.6178}{19.35 * 93}$$

$$K = 0.0064w / m^2k$$

On utilise la méthode de NUT

$$NUT = \frac{k.s}{C \min}$$

On fait l'application numérique :

$$NUT = 0.4264$$

On écrit l'efficacité E sous la forme :

$$E = \frac{1 - \exp\left[\frac{k.s}{C \min} \left(1 - \frac{C \min}{C \max}\right)\right]}{1 - \frac{C \min}{C \max} \cdot \exp\left[\frac{k.s}{C \min} \left(1 - \frac{C \min}{C \max}\right)\right]}$$

On fait l'application numérique :

$$E = 1.087\%$$

### III.5. Exemple $n^\circ=2$

Tableau suivant des données de échangeur de chaleur. On dispose des données suivantes sur le tableau ci-dessous :

*Tableau III.2. Données de refroidisseur*

Fluide chaud	(externe)
Fluide froid	(interne)
Températures d'entrée du fluide chaud	$T_{ce} = 140c^\circ = 413 \text{ K}$
Températures de sortie du fluide chaud	$T_{cs} = 60c^\circ = 333 \text{ K}$
Températures d'entrée du fluide froid	$T_{fe} = 35c^\circ = 308 \text{ K},$
Températures de sortie du fluide froid	$T_{fs} = 70c^\circ = 343 \text{ K}$
Températures moyen du fluide chaud	$T_{Cmoy} = 100 \text{ c}^\circ = 373 \text{ K}$
Températures moyen du fluide froid	$T_{Fmoy} = 70 \text{ c}^\circ = 343 \text{ K}$
Débits volumiques du fluide chaud	$q_{vc} = 47.7 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1},$
Débits volumiques du fluide froid	$q_{vf} = 70 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1} = 1.94 \cdot 10^{-2} \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1},$
l'épaisseur d'ailette	$e_q = 0.2 \cdot 10^{-3} \text{ m}$
le pas d'ailette	$p_q = 1.8 \cdot 10^{-3} \text{ m}.$
La surface totale des ailettes	$\sum_q = 2678 \text{ m}^2.$
Diamètre intérieur des tubes	$D_{int} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ m}$
Diamètre extérieur des tubes	$D_{ext} = 12 + 1.6 = 13.6 \cdot 10^{-3} \text{ m}$
l'épaisseur de tube	$e = 0.8 \text{ m}.$
Les résistances d'encrassement coté chaud	$R_{ec} = 10\% = 0.01 \text{ m}^2 \cdot \text{c}^\circ \cdot \text{w}^{-1}$
Les résistances d'encrassement coté froid	$R_{ef} = 0 \text{ m}^2 \cdot \text{c}^\circ \cdot \text{w}^{-1}$
La vitesse maximale du fluide froid	$V_f = 2.5 \text{ m/s}.$

### III.6. Efficacité de l'échangeur

#### III.6.1. Définition

On définit l'efficacité d'un échangeur comme le rapport du flux de chaleur effectivement transféré dans l'échangeur au flux de chaleur maximale qui serait transfère dans les mêmes conditions de température d'entrée des deux fluides dans un échangeur fonctionnant à contre-courant :

$$\varepsilon = \frac{\Phi_{\text{reel}}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (\text{III.12})$$

**Avec :**

$\varepsilon$  : efficacité thermique de l'échangeur de chaleur,

$\Phi_{\text{reel}}$  : Le flux de chaleur réel (w),

$\Phi_{\text{max}}$  : le flux de chaleur maximal (w) ,

**On a :**

$$\Phi_{\text{reel}} = \Phi_c = \Phi_f \quad (\text{III.13})$$

**Avec :**

$\Phi_c$  : le flux de chaleur coté chaud (w).

$\Phi_f$  : le flux de chaleur coté froid (w).

**D'après l'équation**

$$\Phi = q_t \Delta T$$

**Alors :**

$$\Phi_C = q_{Tc} \cdot \Delta T_C = q_{mc} \cdot C_{Pc} (T_{Ce} - T_{Cs}) = q_{Vc} \cdot p_c \cdot C_{Pc} (T_{Ce} - T_{Cs}) \quad (\text{III.14})$$

$$\Phi_F = q_{Tf} \cdot \Delta T_F = q_{mf} \cdot C_{Pf} (T_{Fs} - T_{Fe}) = q_{Vf} \cdot p_f \cdot C_{Pf} (T_{Fs} - T_{Fe}) \quad (\text{III.15})$$

**Ou :**

$$q_{Tc} = q_{mc} \cdot C_{Pc} = q_{Vc} \cdot p_c \cdot C_{Pc} \quad (\text{III.16})$$

$$q_{Tf} = q_{mf} \cdot C_{Pf} = q_{Vf} \cdot p_f \cdot C_{Pf} \quad (\text{III.17})$$

**Avec :**

$q_t$  : débit thermique (w.k<sup>-1</sup>),

$q_{Tc}, q_{Tf}$  : débits thermiques des deux fluides (w.k<sup>-1</sup>),

$q_{mc}, q_{mf}$  : débits massiques des deux fluides (kg.s<sup>-1</sup>),

$q_{Vc}, q_{Vf}$  : débits volumiques des deux fluides (m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>),

$C_{Pc}, C_{Pf}$  : chaleurs massiques à pression constante ( $J.kg^{-1}.k^{-1}$ ),

$\rho_C, \rho_F$  : masses volumiques des deux fluides ( $kg.m^{-3}$ ),

$\Delta T$  : différence de température (Kelvin (k)),

$\Delta T_C = T_{Ce} - T_{Cs}$  : la différence de température du fluide chaud (K),

$\Delta T_F = T_{Fs} - T_{Fe}$  : la différence de température du fluide froid (K),

$T_{Ce}$  : température d'entrée du fluide chaud (k),

$T_{Fe}$  : température d'entrée du fluide froid (k),

$T_{Cs}$  : température de sortie du fluide chaud (k),

$T_{Fs}$  : température de sortie du fluide froid (k),

D'après l'équation (III.12), on a l'expression de flux de chaleur maximal s'écrit comme

$$\Phi_{\max} = q_{T\min} \cdot \Delta T_{MAX} \quad \text{(III.18)}$$

Avec :

$q_{T\min}$  : le débit thermique minimum ( $w.K^{-1}$ ),

$\Delta T_{MAX}$  : la différence de température maximale.

Si  $q_{TC} < q_{TF}$  alors  $q_{T\min} = q_{tc}$

Si  $q_{TF} < q_{TC}$  alors  $q_{T\min} = q_{tf}$

On calcule  $q_{tc}$ ,  $q_{tf}$  et on fait la comparaison :

- Le débit thermique du fluide chaud ( $q_{tc}$ ) :

$$q_{Tc} = q_{mc} \cdot C_{Pc} = q_{Vc} \cdot \rho_c \cdot C_{Pc}$$

Les valeurs des propriétés thermo physiques des fluides ANNEXE 3 sont calculées par interpolation linéaire selon la formule suivante :

$$y_c = y_1 + (y_2 - y_1)cte \quad \text{(III.19)}$$

Ou :

$$cte = \frac{T_M - T_1}{T_2 - T_1} \quad \text{(III.20)}$$

On applique cette équation pour calculer  $\rho_c$  et  $C_{pc}$  à température  $T_{c,moy} = 373 \text{ K}$

$$T_{CM} = \frac{T_{Ce} - T_{Cs}}{2} \quad (\text{III.21})$$

Par exemple:

$$p_c = p_1 + (p_1 - p_2).cte$$

Alors:

$$\Phi_C = q_{mc} * C_{Pc} (T_{Ce} - T_{Cs})$$

Donc :

Nous trouvons :  $q_{Tc} < q_{Tf}$   $\Phi_{\text{alors}} = 644.21 \text{ w}$   $q_{T\text{min}} = q_{Tc}$

Remarque:

C'est le fluide chaud qui commande le transfert thermique.

Donc :

Le flux de chaleur maximal est :

$$\Phi_{\text{max}} = q_{T\text{min}} \cdot \Delta T_{\text{MAX}} \quad (\text{III.22})$$

$$\Phi_{\text{max}} = q_{T\text{min}} \cdot (T_{ce} - T_{fe}) = 50.60 * (413 - 308)$$

$\Phi_{\text{max}} = 5313 \text{ kw}$

D'après l'équation (III.12), nous avons dans ce cas :

$$\varepsilon = \varepsilon_c = \frac{q_{Tc} \cdot \Delta T_c}{q_{T\text{min}} \cdot \Delta T_{\text{max}}} = \frac{\Delta T_c}{\Delta T_{\text{max}}} = \frac{T_{Ce} - T_{Cs}}{T_{Ce} - T_{Fe}} \quad (\text{III.23})$$

Donc :

$$\varepsilon_c = \frac{413 - 333}{413 - 308} \quad \left( \varepsilon_c = 0.7619 = 76.19\% \right)$$

Avec :

$\varepsilon_c$  : Efficacité du fluide chaud.

**III.7. Exemple n°=3**

De flux de chaleur le flux de chaleur s'exprime aussi comme :

$$\Phi_{reel} = k \cdot \Sigma \cdot \Delta T_{Tm} \tag{III.24}$$

Avec :

$k$  : Coefficient d'échange global ( $w.m^{-2}.k^{-1}$ ),

$\Sigma$  : Surface d'échange ( $m^2$ ),

$\Delta T_{Tm}$  : Différence de température logarithmique moyenne,

**III.7.1. Calcul de la différence de température moyenne logarithmique entre les deux fluides ( $\Delta T_{Tm}$ )**

Dans le cas d'un échange de chaleur en contre courant, la différence de température moyenne logarithmique s'exprime par :

$$\Delta T_{Tm} = \frac{\Delta T_q - \Delta T_b}{\log(\Delta T_a / \Delta T_b)} \tag{III.25}$$

Ou :

$$\Delta T_q = T_{Ce} - T_{Fc} \tag{III.26}$$

$$\Delta T_q = 413 - 343$$

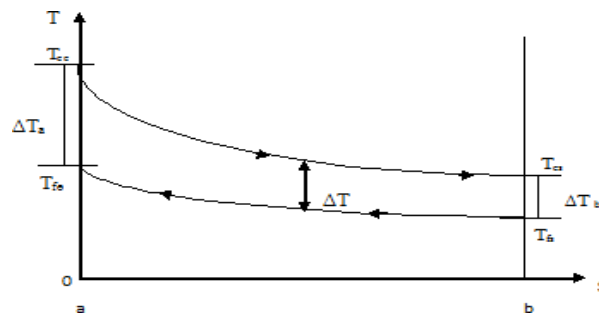
$\Delta T_q = 70 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$\Delta T_b = T_{Cs} - T_{Fe} \tag{III.27}$$

$$\Delta T_b = 333 - 308$$

$\Delta T_b = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$

Car : Les circulations de l'écoulement dans cet échangeur à contre-courant. ( voir figure III.3).



**Figure III.3:** Schéma de l'écoulement contre-courant

Alors :

$$\Delta T_{Tm} = \frac{70 - 25}{\log(70/25)} \quad \Delta T_{LM} = 100.63 \text{ K.}$$

On a par conséquent :

### III.7.2. Calcul du nombre d'unités de transfert NUT :

C'est un nombre sans dimensions représentatif du pouvoir d'échange de l'appareil, il est exprimé en fonction de l'efficacité de l'échangeur selon l'équation suivante :

$$NUT = k \Sigma / q_{T_{\min}} = \frac{1}{1-R} \ln \left( \frac{1-ER}{1-E} \right) \quad (\text{III.28})$$

Avec:

$$R = q_{T_{\min}} / q_{T_{\max}} = q_{Tc} / q_{Tf} \quad (\text{III.29})$$

$$R = 5063344 / 80444 / 87 = 0.629$$

D'où

$$NUT = 2.0788$$

On peut calculer aussi la conductance globale

$$k \Sigma = NUT \cdot q_{T_{\min}} = NUT \cdot q_{Tc} = 13448006 \text{ wk}^{-1}$$

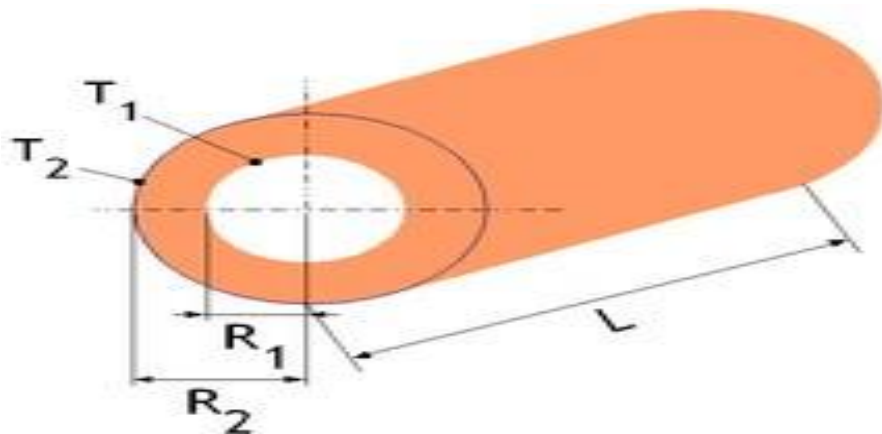


Figure III.4: Résistance thermique des cylindres creux

**III.7.3. Coefficient d'échange global (K)**

Dans le cas d'un Conduite cylindrique, voir (III.22) L'expression de ce coefficient s'écrit comme :

$$k = \left[ \frac{1}{hc} + \frac{\ln(R_{ext}/R_{int})}{2\pi\lambda l} + \frac{1}{hf} \right]^{-1} \quad (\text{III.30})$$

**Avec :**

$h_c$  : Coefficient de convection coté chaud ( $\text{w.m}^{-2}.\text{k}^{-1}$ ),

$h_f$  : Coefficient de convection coté froid ( $\text{w.m}^{-2}.\text{k}^{-1}$ ),

$R_{ext}$  : Rayon extérieur (m),

$R_{int}$  : Rayon intérieur (m),

$l$  : Longueur de tube (m),

$\lambda$  : Conductivité du matériaux ( $\text{w.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ),

**III.7.4. Coefficient d'échange coté chaud (K<sub>c</sub>)**

L'expression de ce coefficient s'écrit comme :

$$k_c = \left[ \frac{1}{\eta_c hc} + R_{ec} + \frac{\ln(R_{ext})}{2\pi\lambda l} \cdot \frac{\Sigma_c}{\Sigma_f} + \frac{1}{\eta_f h_f} \cdot \frac{\Sigma_c}{\Sigma_f} \right]^{-1} \quad (\text{III.31})$$

**Avec:**

$\Sigma_c$  : Aire de la surface d'échange du coté chaud ( $\text{m}^2$ ).

$\Sigma_f$  : Aire de la surface d'échange du coté froid ( $\text{m}^2$ ).

$\Sigma_m$  : Aire de la surface d'échange moyenne ( $\text{m}^2$ ).

$\eta_c, \eta_f$  : Coefficients d'efficacités de la surface ailettes ( $0 < \eta < 1$ ).

( $\eta_f = 1$  pas d'ailette).

$$\eta_g = 1 - (1 - \eta_a) \left( \frac{S_{as}}{S_s} \right) \quad (\text{III.32})$$

Avec:

$$\eta_a = \frac{\tanh \alpha l_{ac}}{\alpha l_{qc}} \quad (\text{III.33})$$

Où :

$$\alpha = \left( \frac{2h_c}{\lambda_a \cdot e_a} \right)^{1/2} \quad (\text{III.34})$$

$$L_{ac} = 0.5 * d_e (D^* - 1) [1 + 0.35 * \ln(D^*)] \quad (\text{III.35})$$

$$D_a^* = \frac{D_a}{d_e} \quad (\text{III.36})$$

$$S_a = \pi \cdot d_e [1 + ea \cdot N_a (D_a^* - 1) + 0.5 \cdot d_e \cdot N_a (D_a^* - 1)] \quad (\text{III.37})$$

$$S_{as} = S_a - \pi \cdot d_e (1 - ea \cdot N_a) \quad (\text{III.38})$$

$h_c$  : convection thermique coté chaud ( $\text{w} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$ ),

$L_{ac}$  : longueur caractéristique de l'ailette (m),

$\lambda_a$  : conductivité thermique de l'ailette ( $\text{w} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ ),

$e_a$  : épaisseur de l'ailette (m),

$\epsilon_a$  : efficacité de l'ailette.

$S_{as}$  : Aire des ailettes seules par metre (m)

$S_a$  ( $\sum c$ ): Aire de la surface ailetée par metre (m)

$D_a$  : Diametre de l'ailette (m)

$d_e$  : Diametre extérieur (m)

$D^*$  : Diametre de l'ailette rapporté au diametre hydraulique (m)

Sachant que  $D_a = 0.76$

$$D_a^* = \frac{0,76}{13,6 * 10^{-3}}$$

$$D_a^* = 55.88 \text{ m}$$

$$S_{as} = S_{ai}/1\text{m}$$

$$S_{as} = 2678 \text{ m}$$

$$S_a = 3.14 * 13.6 * 10^{-3} [1 + 0.2 * 10^{-3} * 10209 * (55.88 - 1) + 0.5 * 13.6 * 10^{-3} * 10209 * (55.88^2 - 1)]$$

$$S_a = 9259 \text{ m}$$

D'après l'équation (III.38), on obtient :

$$\alpha = \left( \frac{2 * 11043917}{238 * 0.2 * 10^{-2}} \right)^{1/2}$$

$$\alpha = 2154.13$$

D'après l'équation (III.36), on obtient :

$$L_{ac} = 0.5 * 13.6 * 10^{-3} (55.88 - 1) [1 + 0.35 * \ln(55.88)]$$

$$L_{ac} = 0.898 \text{ m}$$

Donc : l'équation (III.34) résultant :

$$\eta_a = \frac{T_{anh}(2154,13 \cdot 0,898)}{2154,13 \cdot 0,898}$$

$$\eta_a = 5.16 \cdot 10^{-4}$$

alors :

$$\eta_g = 1 - (1 - 5,16 \cdot 10^{-4}) \left( \frac{268}{9259} \right)$$

$$\eta_g = 0.71$$

### III.7.5. Calcul du Coefficient d'échange de chaleur par convection ( h )

On utilise les paramètres adimensionnels pour déterminer ces coefficients :

#### ❖ Paramètres adimensionnels:

#### ✚ Nombre de Reynolds :

Rapport des forces d'inertie aux forces de viscosité, caractérise l'écoulement dans unecanalisation

$$R_e = \frac{\rho \cdot v \cdot D_h}{\mu} \quad \text{(III.39)}$$

Avec :

$$D_h = 4 \cdot S / p_m.$$

$\rho$  : Masse volumique du fluide (kg/m<sup>3</sup>).

V: Vitesse moyenne du fluide (m/s).

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide (kg/m.s).

$D_h$ : Diamètre hydraulique.

$p_m$ : Périmètre mouillé (m).

S : Section de passage (m<sup>2</sup>).

#### ✚ Nombre de Prandtl :

Caractérise la distribution des vitesses par rapport à la distribution des températures, c'est une caractéristique du fluide.

$$P_r = \frac{\mu \cdot c_p}{h} \quad \text{(III.40)}$$

#### ✚ Nombre de Stanton :

Rapport du flux de chaleur a un flux de chaleur de référence par convection.

$$S_i = \frac{h}{\rho \cdot v \cdot c_p} \quad \text{(III.41)}$$



### Nombre de Nusselt:

Rapport de la quantité de chaleur échangée par convection à la quantité de chaleur échangée par conduction.

$$N_U = \frac{h \cdot D_{\text{int}}}{\lambda} \quad (\text{III.42})$$

#### a. Fluide froid

D'après l'équation (III.23), on obtient le nombre de Reynolds du fluide froid :

$$R_{ef} = \frac{\rho_f \cdot v_f \cdot D_h}{\mu_f}$$

Avec :

$$v_f = 2.5 \text{ m.s}^{-1}$$

$$D_{hf} = 4 \cdot (\pi \cdot D_{\text{int}}^2 / 4) / \pi \cdot D_{\text{int}}$$

alors:

$$D_{hf} = D_{\text{int}} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

$$\rho_f = 0,8125 \text{ kg/m}^3.$$

On utilise l'équation (III.20) pour calculer ( $\mu_f$ ), on obtient :

**Tableau III.3. Propriétés physiques des fluides froids ( $\mu_f$ )**

T (K)	Y	$\mu_f$ ( $\text{kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$ )
$T_1 = 308$	$y_1$	$\mu_1 = 0.651 \cdot 10^{-3}$
$T_{f,\text{moy}} = 325.5$	$y_f$	$\mu_f = 0.601 \cdot 10^{-3}$
$T_2 = 343$	$y_2$	$\mu_2 = 0.469 \cdot 10^{-3}$

$$\mu_f = 0.601 \cdot 10^{-3}$$

$$R_{ef} = 50522.96$$

Donc :

Cette valeur correspond à un régime d'écoulement turbulent.

-D'après l'équation (III.23), on obtient le nombre de Prandtl du fluide froid :

$$P_{rf} = \frac{\mu_f \cdot C_{PF}}{h_f}$$

$$\mu_f = 0.532 \cdot 10^{-3} \text{ Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$$

$$C_{p_f} = 0,578 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}$$

On calcule  $\mu_f$  avec l'utilisation de l'équation (III.19), on obtient :

**Tableau III.4. Propriétés physiques des fluides froid ( $\lambda_f$ )**

T (K)	Y	$\mu_f$ (w.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> )
T <sub>1</sub> = 308	y <sub>1</sub>	$\mu_1 = 0.628$
T <sub>f,m</sub> = 325.5	y <sub>f</sub>	$\mu_f = 0.634$
T <sub>3</sub> = 343	y <sub>2</sub>	$\mu_2 = 0.651$

$$\mu_f = 0.634 \text{ w.m}^{-1}.\text{k}^{-1}$$

Donc :

$$\text{Pr} = 2.89$$

$$L/D_{\text{int}} = 2.89/12 * 10^{-3}$$

$$L/D_{\text{int}} = 240.83$$

D'après l'équation (III.43), on calcule le nombre de Stanton du fluide froid par la méthode suivante :

L'écoulement d'eau vérifie les conditions suivantes :

$$Re_c \leq 10^5 ; Pr \geq 0.66 ; L/d > 60$$

Alors le nombre de Stanton est :

$$S_{tf} = 0,023 * Re^{-0,2} * Pr^{-0,7}$$

$$S_{tf} = 1.007 * 10^{-1}$$

Donc le coefficient de convection coté froid ( $h_f$ ) :

$$h_f = S_{tf} \cdot \rho_f \cdot V_f \cdot C_{pf} = 1.007 * 10^{-3} * 992.11 * 2.5 * 4179.62$$

$$h_f = 110439.17 \text{ w.m}^{-2}.\text{k}^{-1} = 110.439 \text{ kw.m}^{-2}.\text{k}^{-1}$$

D'après l'équation (III.26), on obtient le nombre de Nusselt de fluide froid

$$Nu_{uf} = \frac{h_f \cdot D_{\text{int}}}{\lambda_f} = \frac{110439,17 * 0,012}{0,634}$$

$$Nu = 2090.33$$

### b. Fluide chaud:

Données géométriques :

$$L = 2.9 \text{ m} \quad (\text{longueur de l'appareil})$$

$$H = 0.3 \text{ m} \quad (\text{hauteur de l'appareil}),$$

$$S_{ai} = 2678 \text{ m} \quad (\text{surface totale des ailettes})$$

**III.7.6. calcul le nombre de tubes ( $N_t$ )**

D'après l'équation de vitesse :

$$v_f = \frac{q_{vf}}{s \cdot N_T} \quad \text{(III.43)}$$

Alors :

$$N_T = \frac{q_{vf}}{S \cdot v_f} = \frac{4 \cdot q_{vf}}{\pi \cdot D_{int}^2 \cdot v_f} = \frac{4 \cdot 1.94 \cdot 10^{-2}}{3.14 \cdot 144 \cdot 10^{-6} \cdot 2.5} \quad \boxed{N_t = 69}$$

**Avec :**

$N_t$  : Nombre de tubes

Calcul le nombre d'ailettes ( $N_a$ )

D'après l'équation de la surface ailette, on obtient :

$$S_a = (H - N_t \cdot S) \cdot N_a$$

$$N_a = \frac{S_a}{H \cdot I - N_T \cdot S} = \frac{S}{H \cdot I - N_t \cdot \pi \cdot \frac{D_{int}^2}{4}} = \frac{2678}{0.3 \cdot 0.9 - 69 \cdot 3.14 \cdot \frac{144 \cdot 10^{-6}}{4}} \quad \boxed{N_a = 10005}$$

Calcul les pas longitudinal ( $S_L$ ), transversales ( $S_T$ ) et diagonale ( $S_D$ ):

$$S_T = \frac{300 - 18 \cdot 12}{4} = 21 \text{ mm} = 21 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

$$S_T = \frac{900 - 9 \cdot 12}{18} = 44 \text{ mm} = 44 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

$$S_D = \sqrt{S_t^2 + \frac{S_l^2}{4}} = \sqrt{1936 + \frac{2601}{4}} = 50.85 \text{ mm} = 50.85 \cdot 10^{-3}$$

Le nombre de **Reynolds** coté chaud est calculé par la formule suivante :

$$R_{ec} = \frac{T \cdot V_C}{\psi \cdot V_C} \quad \text{(III.44)}$$

**Avec :**

$\Psi$  : Fraction de vide,

$T$  : Longueur caractéristique de l'écoulement (m),

$V_C$  : Viscosité cinématique du fluide ( $\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ )

$V_c$  : vitesse du fluide chaud ( $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ )

Ou :

$$T = \frac{\pi}{2} * q_c \quad (\text{III.45})$$

$$T = 0.021 \text{ m}$$

$$\psi = I - \frac{\pi}{4.P_t^*} \quad (\text{III.46})$$

Ou :

$$p_t^* = S_t / d_e \quad (\text{III.47})$$

$$P_t^* = 44/13.6 = 3.23$$

$$\Psi = 0.756$$

Ou :

On calcule la vitesse ( $V_c$ ) :

$$V_c = \frac{q_{vc}}{S_{fe} \cdot N_{fe}} \quad (\text{III.48})$$

Avec :

$$S_{fe} = L_a \cdot L_b \quad (\text{III.49})$$

$$L_a = Pa = 1.8 * 10^{-3}$$

$$L_a = 1.8 * 10^{-3} \text{ m}$$

$$L_b = S_T - D_{ext} = 44.10^{-3} - 13.6 * 10^{-3}$$

$$L_b = 30.4 * 10^{-3} \text{ m}$$

Avec :

$L_a$  : Longueur de la fenêtre (m).

$L_b$ : Largeur de la fenêtre(m).

Donc :

$$S_{fe} = 30.4 * 10^{-3} * 1.8 * 10^{-3}$$

$$S_{fe} = 54.72 * 10^{-6} \text{ m}^2$$

On a aussi :

$$N_{fe} = N_{fe,L} \cdot N_{fe,l}$$

$$N_{fe,L} = 10209$$

Ou :

$$N_{fe,L} = Na + 1 - 1$$

$$N_{fe,l} = 17$$

$$N_{fe,l} = N_i(\text{par un rangée})$$

**Donc :**

$$N_{fe} = 10209 \cdot 17$$

$$N_{fe} = 173553$$

**Avec :**

$S_{fe}$  : La surface de fenetre,

$SN_{fe}$  : Nombre de fenetre,

$N_{fe,L}$  : Nombre de fenetre par longueur de caisson,

$N_{fe,l}$  : Nombre de fenetre par largeur de l'ailette,

Alors la vitesse ( $V_c$ ) :

$$V_c = \frac{47.7}{54.72 \cdot 10^{-6} \cdot 173553}$$

$$V_c = 5.02 \text{ m/s}$$

On utilise l'équation (III.20) pour calculer ( $v_c$ ), on obtient :

**Tableau III.5.** Propriétés physiques des fluides chaud ( $v_c$ )

<b>T (K)</b>	<b>Y</b>	<b><math>v_c</math> (Kg.m<sup>-1</sup>.s<sup>-1</sup>)</b>
$T_1 = 300$	$y_1$	$v_1 = 1.57 \cdot 10^{-5}$
$T_{c,m} = 334.5$	$y$	$v_c = 1.92 \cdot 10^{-5}$
$T_2 = 350$	$y_2$	$v_2 = 2.08 \cdot 10^{-5}$

$$v_c = 1.92 \cdot 10^{-5} \text{ Kg.m}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$$

Alors le nombre de Reynolds est égal d'après la formule (III.29)

$$Re_c = 6640.21$$

D'après l'équation (III.35), on obtient le nombre de Prandtl du fluide chaud :

$$q_{Tc} = \frac{\mu_c c_{pc}}{\lambda_c}$$

On utilise l'équation (III.20) pour calculer ( $\mu_f$ ), on obtient :

**Tableau III.6.** Propriétés physiques des fluides chaud ( $\mu_c$ )

<b>T (K)</b>	<b>Y</b>	<b><math>\mu_c</math> (Kg.m<sup>-1</sup>.s<sup>-1</sup>)</b>
$T_1 = 333$	$y_1$	$\mu_1 = 2.85 \cdot 10^{-5}$
$T_{c,m} = 373$	$Y$	$\mu_c = 2.31 \cdot 10^{-5}$
$T_2 = 413$	$y_2$	$\mu_2 = 2.08 \cdot 10^{-5}$

$$\mu_c = 2.31 \cdot 10^{-5} \text{ Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$$

$$Cp_c = 0,618 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}.$$

On calcule  $\lambda_c$  avec l'utilisation de l'équation (III.20), on obtient :

**Tableau III.7. Propriétés physiques des fluides chaud ( $\lambda_c$ )**

T(K)	y	$\lambda_c$ (w.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup> )
T <sub>1</sub> = 333	y <sub>1</sub>	$\lambda_1$ 0.0262
T <sub>c,m</sub> = 373	y <sub>c</sub>	$\lambda_c = 0.0288$
T <sub>2</sub> = 413	y <sub>2</sub>	$\lambda_2 = 0.0300$

$$\lambda_c = 0.0288 \text{ w.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$$

**Donc :**

$$\text{Pr} = 0.808$$

### III.7.7. Calcul la surface coté froid ( $\Sigma_f$ ):

$$\Sigma_f = \pi.D.L.N_t \quad \text{(III.50)}$$

$$\Sigma_f = 3.14 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 2.9 \cdot 69 \quad \Sigma_f = 7.53 \text{ m}^2$$

### III.7.8. Calcul la surface coté chaud ( $\Sigma_c$ ):

$$\Sigma_c = Sa.L = 26851.1 \text{ m}^2 \quad \text{(III.51)}$$

$$\Sigma_c = 26851.1$$

### III.7.9. Calcul la surface moyenne ( $\Sigma_m$ ):

$$\Sigma_m = \frac{\Sigma_c + \Sigma_f}{2} \quad \text{(III.52)}$$

**Alors :**

$$\Sigma_m = \frac{26851.1 + 7.53}{2} \quad \Sigma_m = 13429.31$$

Et le coefficient h coté chaud d'après la formule suivante :

$$h_c = 0.29 \cdot \frac{\lambda_c}{d_e} \cdot P_{ec}^{0.633} \cdot P_{rc}^{0.33} \cdot \left( \frac{\Sigma_c}{\Sigma_m} \right)^{-0.17} \quad \text{(III.53)}$$

$$h_c = 133.48 \text{ w.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$$

D'après l'équation (III.40), on obtient le nombre de Nusselt de fluide chaud :

$$Nu_u = \frac{h_c D_{int}}{\lambda_c} = \frac{133.48 \cdot 12 \cdot 10^{-3}}{0.0288} \quad Nu = 54.32$$

Donc le coefficient d'échange coté chaud ( $K_c$ ) résultant :

$$k_c = \left[ \frac{1}{0.71 \cdot 133.48} + 0.1 + \frac{\ln\left(\frac{6.8}{6}\right)}{2 \cdot 3.14 \cdot 397 \cdot 2.9} \cdot \frac{26851.1}{13429.62} + \frac{1}{110439.62} \cdot \frac{26851.1}{7.43} \right]^{-1}$$

$K_c = [0.143]^{-1} = 6.48 \text{ w.m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$

$K = K_c \cdot \Sigma_c = 6.48 \cdot 26851.1 = 173995.128 \text{ w.m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$

### III.7.10. Coefficient d'échange coté froid ( $K_f$ ):

L'expression de ce coefficient s'écrit comme :

$$K_f = \left[ \frac{1}{\eta_f \cdot h_f} + R_{EF} + \frac{\ln\left(\frac{R_{ext}}{R_{int}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot l} \cdot \frac{\Sigma_f}{\Sigma_m} + \left(R_{ec} + \frac{1}{\eta_c \cdot h_c}\right) \cdot \frac{\Sigma_f}{\Sigma_c} \right]^{-1} \quad (\text{III.54})$$

Alors:

$$K_f = \left[ \frac{1}{1 \cdot 110439.17} + \frac{\ln\left(\frac{6.8}{6}\right)}{2 \cdot 3.14 \cdot 397 \cdot 2.9} \cdot \frac{7.43}{13429.62} + \left(0.1 + \frac{1}{0.7 \cdot 133.48}\right) \cdot \frac{7.43}{26851.1} \right]^{-1}$$

$K_f = 3472.22 \text{ w.m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$

D'après l'équation (III.24), on obtient :

$$\phi_{reel} = K \cdot \Delta TLM$$

$$K = k \cdot \Sigma = 173995.128 \text{ w.m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$$

$$\phi_{reel} = 173995.128 \cdot 100.63$$

$\phi_{reel} = 17509.19 \text{ kw}$

En comparant cette valeur avec le flux maximal de l'échangeur  $\phi_{max}$  on trouve une erreur relative :

$$\frac{\Phi_{calculé} - \Phi_{max}}{\Phi_{max}} = 0.0053 = 0.33\% \quad (\text{III.55})$$

# *Références bibliographiques*

*Références bibliographiques*

- [1] A. BONTEMPS, A. GAREIGUE, CH. GOUBIER, J. HUETZ, CH. MARVILLET et R. VIDIL « Description des échangeurs de chaleur », technique de l'ingénieur [B 2 341].
- [2] Associated Petroleum Gas (APG) : Basic Methods of Processing and Utilization p. 83.] (in Russian). New Génération
- [3] Røland, Tonje Hulbak (2010). Gaz de pétrole associé en Russie : Raisons de la non-utilisation (PDF). Rapport FNI 13/2010 (Rapport). Lysaker : Institut Fridtjof Nansen. p. 53. Archivé de l'original (PDF) le 2011-07-20. Récupéré le 2018-10-26.
- [4] Restrictions à l'utilisation de crédits internationaux pour des projets relatifs aux gaz industriels - 08/06/2011 - Règlement (UE) n° 550/2011 de la Commission du 7 juin 2011 établissant, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil, certaines restrictions applicables à l'utilisation de crédits internationaux résultant de projets relatifs aux gaz industriels (JOUE L146, 08-06-2011, p. 1) <https://particuliers.engie.fr> ,02/02/2019.
- [5] coralie Schaub, « Le gaz naturel, une solution un peu trop fossile », Libération.fr, 21 septembre 2017 p.55 (lire en ligne [archive], consulté le 13 août 2018).
- [6] Banque mondiale, GGFR Partners Unlock Value of Wasted Gas". Groupe de la Banque mondiale. 14 décembre 2009. p.45 Consulté le 17 mars 2010].
- [7] en) Aminu Hassan et Reza Kouhy, « Gas flaring in Nigeria: Analysis of changes in its consequent carbon emission and reporting », Accounting Forum, vol. 37, no 2, 2013-06-xx, p. 124–134 (ISSN 0155-9982 et 1467-6303, DOI 10.1016/j.accfor.2013.04.004, lire en ligne [archive], consulté le 8 mai 2021).
- [8] <https://lenergeek.com/2019/01/29/filiere-nucleaire-csfn-enjeux-engagements-etat/> p.55.45
- [9] <https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Gaz-naturel.html> 15/03/2019.p.01
- [10] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydrates->

de-methane le 03 juillet 2017.p.01

- [11] Manuel de service formation GN « Soft (Procède Du Gaz Naturel) Procès »,2010 [Page : 25..]
- [12] S.BESSAM, Etude des propriétés thermodynamique, structurales et de transport du méthane liquide et des mélanges d'hydrocarbures par dynamique moléculaire de corps flexible ,Mémoire de magister université d'Oran département de chimie, 2008, [Pages : 25.26.28.].
- [13] A. Moubarek, etude de performance d'une colonne d stabilisation du condensat et de l'échangeur.. au niveau du train 40 de rhoudenouss, memoire de fin d'etudes en vue de l'obtention du diplôme master, universite ahmed draia adrar (2018). [Page : 3]
- [14] <https://www.engineering-airliquide.com> , 05/02/2019. [Page : 44]
- [15] Kirk, Othmer, Encyclopedia of chemical technology, 4<sup>th</sup>ed, New York ;(1991). [Pages : 60.].
- [16] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Rabaska\\_\(projet\\_industriel\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Rabaska_(projet_industriel)) ,03/03/2019. , [Pages : 74-80.].
- [17] Associated Petroleum Gas (APG) : Basic Methods of Processing and Utilization] (in Russian). [Page: 58].
- [18] New Generation. page World Bank, GGFR Partners Unlock Value of Wasted Gas". World Bank Group. 14 December 2009. Retrieved 17 March 2010[Page : 57.].
- [19] MARIE-HELENE MATHONIERE, MARIE-DOMINIQUE HAGELSTEEN, avis no 99-A-02 du conseil de concurrence relatif à l'acquisition de société Vicarb par la société Alfa Laval Holding AB, janvier 1999 . [Pages : 3.4.5].
- [20] CAPP Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil [Pages : 66.]..and Gas Facilities,mai 2002
- [21] Source world bank. pays-algerie-responsables-deux-tiers-volume-mondial-gaz-torches .p [35] date 2021/05/02/sept
- [22] Advancing Technology for America's Transportation Future - Fuel Systems and Vehicle Analytics Natural Gas Analysis, National Petroleum Council, 1er août 2012. Page [56.78]
- [23] O. Abdel Moumene ,Etude et dimensionnement d'un système de refroidissement Tchén-lait, Candia; Département de Génie Mécanique ;

- [Page : 46.].Université Abderrahmane MIRA BEJAIA (2019)
- [24] MARIE-HELENE MATHONIERE, MARIE-DOMINIQUE HAGELSTEEN, avis no 99-A-02 du conseil de concurrence relatif à l'acquisition de société Vicarb par la société Alfa Laval Holding AB, janvier 1999 . [Pages : 3.4.5].
- [25] A. Moubarek, etude de performance d'une colonne d stabilisation du condensat et de l'échangeur.. au niveau du train 40 de rhode-nouss, memoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme master, universite ahmed draia adrar (2017). [Page : 3]
- [26] Pierre Tramboz, Matériel et Equipement, Editions Technip, Mars 1999. [Page : 62].
- [27] André BONTEMPS et al, Groupement pour la Recherche sur les Echangeurs Thermiques (GRETh), Echangeurs de chaleur, description des échangeurs,techniques de l'ingénieur (B 2341, B 2342) . [Page : 15.].
- [28] Cengel, Yunus.A, Heat Transfer : A Practical Approach, Mcgraw-Hill (Tx), 2<sup>nd</sup> edition, University of Nevada Reno, Octobre 2002[Page : 15.].
- [29] p. Trampouze, PUBLICATION DE L'INSTITUT FRANÇAIS DE PTROLE LE RAFFINAGE DU PETROLE , Paris : Editions Technip, 1999. [Pages : de livre.].

**CONCLUSION**

**GENERALE**

### **Conclusion générale**

Dans ce travail nous avons souligné la grande importance des échangeurs de chaleur, grâce à leur utilisation répandue dans le monde industriel. Le fonctionnement de l'échangeur de chaleur est basé sur les lois du transfert de chaleur entre autres selon les trois modes de diffusion thermique à savoir: la conduction, la convection et le rayonnement. Nous abordons également les types d'échangeurs de chaleur les plus courants, leurs propriétés et leurs modes d'utilisation, où nous discutons des avantages et des inconvénients des différents types d'échangeurs de chaleur.

Dans la partie calcul, on constate un léger dysfonctionnement (réduction du rendement). La principale raison est la saleté, en particulier lorsque vous travaillez avec des produits collants. Le problème précédent nécessitait des procédures d'entretien régulières (nettoyage des tuyaux) pour réduire les effets de ce problème. La température dans l'échangeur de chaleur peut atteindre des valeurs plus élevées qui peuvent mettre l'opérateur en grand risque, il est donc nécessaire de prendre des mesures de sécurité pour assurer la sécurité de l'unité.

## الملخص:

يتعلق عملنا بدراسة مبادل حراري في وحدة استعادة الغاز المصاحب ( وحدة إعادة الحقن)، وهي عملية تعتمد بشكل أساسي على كمية الحرارة المراد استخلاصها أو استقبالها لآلة حرارية ، مع الأخذ في الاعتبار بالطبع معطيات المدخلات والمخرجات. تركز دراستنا على جانبها العملي استناداً إلى وحدة إعادة الحقن داخل المبادل الحراري.

الفائدة المرجوة هي تحقيق عمليات الحساب ، وفي النهاية الحجم الصحيح عن طريق تحديد سطح التبادل ، وعدد الأنابيب وكذلك طول المبادل المستخدم بطريقتين ( *DTLM* ، *NUT*).

الكلمات المفتاحية : الغاز المصاحب ، المبادل الحراري ، إعادة الحقن ، الغاز الطبيعي ، غاز البترول المسال..

## Résumé:

Nos travaux portent sur l'étude d'un échangeur de chaleur dans une unité de récupération de gaz associée (unité de réinjection), procédé qui dépend principalement de la quantité de chaleur à extraire ou à recevoir par une machine thermique, en tenant bien entendu compte de l'apport et paramètres de sortie. Notre étude se concentre sur son côté pratique basé sur l'unité de réinjection à l'intérieur de l'échangeur de chaleur.

L'intérêt recherché est de réaliser le processus de refroidissement, et finalement la taille correcte en précisant la surface d'échange, le nombre de tubes ainsi que la longueur de l'échangeur utilisé de deux manières (*DTLM*, *NUT*).

Mots clés Gaz associé, échangeur de chaleur, réinjection, gaz naturel, gaz de pétrole liquéfié..