



République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université echahid hamma lakhdar d'El Oued

Faculté des sciences et de la Technologie

Département des sciences et de la Technologie

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master Académique

Filière: Génie des procédés et hydrocarbure

Option : Raffinage et pétrochimie

**Optimisation de la consommation du fuel gaz
au niveau de four H102 du module MPP IV
de Hassi R'mel par le simulateur HYSIS**

Soutenu le 01/06/2015

Présenté par :

Mohamed Ould Sidi Mohamed

Hammi Youcef

DEVANT LE JURY

Président	M. Gueram	A/Majid M.A.A U-Eloued
Examineur	M. Atia	A/Malek M.A.A U-Eloued
Prometteur	M. Salemi	A/ Said M.A.A U-Eloued

Promotion 2015



DÉDICACES

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:

- ▶ *Ma chère mère « vatimetou » et mon chère père « sidina » pour leurs soutiennent durant toutes mes années d'études.*
- ▶ *Mes chères frères et mes chères sœur.*
- ▶ *Ma très chère femme « marieme » qui ma motive a se patienter et vaincre toute les difficultés et les circonstances.*
- ▶ *Mon petit fils adorable « sidina ».*
- ▶ *Toute ma famille.*
- ▶ *A tous mes camarades des groupes.*
- ▶ *A tous mes amis sans exception.*
- ▶ *A tous les enseignants de génie de procédé*



Mohamed Sidi Mohamed

Med.sedena@gmail.com



DÉDICACES

*Je dédie ce modeste travail qui présente les fruits de longues années d'études
à :*

*A ma très et mon chère père et chère mère qui ont beaucoup souffert pour me
donner les moyens qui m'ont permis d'atteindre mon objectif.*

A mes Sœurs et ma fille Marieam et Basma

Toute la famille Hammi

à moi professeur Salmi said beaucoup

Tous famille universitaire surtout mes professeurs

Tous mes amis sans exception et en particulier : Mes collègues de l'étude,

*Un merci spécial pour leur ami et mon encadreur dans la travail sahtel
adel Et bien sûr, mon partenaire Mohamed Ouled Sidi Mohamed*





Remerciments

Au terme de ce travail,

*Nous tenons à remercier le bon **DIEU** pour le courage et la pascience qu'il nous a donné afin de mener ce projet a terme.*

*Nous remercions vivement notre professeur consultant **Mr.SALEMI SAID** pour son aide précieuse et ses conseils judicieux ainsi que tous les enseignants du département de génie des procédés pour leur contribution à notre formation et leur disponibilité à orienter les étudiants.*

Nous voudrions aussi tous nos enseignants du département de génie des procédés chimiques et raffinages.

*Enfin nous remercions toute personnes ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail, **N.LAMI**.*

*Mohamed Sidi Mohamed
Hammi Youcef*



SOMMAIRE

SOMMAIRE

Dédicaces

Remerciements

Liste des tableaux

Liste des figures

Symboles et Annotation

Abréviation

Page

Introduction générale..... 01

Partie Théorique

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I.1. Introduction.....	02
I.2. Le gaz naturel dans le monde.....	02
I.3. Le gaz naturel en Algérie.....	08
I.4. Présentation du champ de Hassi R'mel.	10
I.5. Caractéristiques du gaz naturel.....	12
I.6. Composition chimique d'un gaz naturel.....	12
I.7. Les types de gaz naturel.....	13

Chapitre II : les techniques de traitement du gaz naturel

II.1. Traitement du Gaz.....	14
II.2. Les procédés de traitement du gaz.	15
II.3. Techniques de réinjections du gaz.....	17

Chapitre III : Généralité sur le GPL et sur le Condensât

III.1.Définition des GPL	18
III.2. Les sources des GPL.....	18
III.3. Les caractéristiques générales des GPL.	19
III.4. Domaines d'utilisation du GPL.....	19
III.5. Le GPL en Algérie.....	21
III.6. Le marché du GPL.....	23
III.7. La consommation mondiale en GPL.....	25
III.8.1. Définition du Condensât.....	27
III.8.2. Caractéristiques du Condensât.....	27
III.8.3. Domaines d'utilisation du Condensât.....	28

Chapitre IV : Théorie Des Fours Tubulaire et Partie Technologique

IV.1. Généralités.....	29
IV.2. Domaine d'utilisation des fours tubulaires.....	30
IV.3. Constitution d'un four	31
IV.4. Les différents types de fours.....	31
IV.5. Rendement d'un four.....	35
IV.6. La combustion dans un four.....	35
IV.6. Description générale de l'usine (MPPIV).....	38
IV.7. Description de procédé.....	39

Chapitre V: Partie calcul

V.1. Présentation du problème.....	41
V.2.1. Introduction sur la simulation.....	42
V.2.2. Choix du modèle thermodynamique.....	43
V.2.3. Vérification du cas designe par simulation.....	43
V.3.1. Introduction.....	47
V.3.2. Optimisation.....	47
V.3.3. Optimisation du taux de reflux et du taux de rebouillage.....	48
V.3.4. Représentation des profils.....	50
V.3.5. Calcul du débit de fuel gaz à optimiser.....	53
V.3.6. Comparaison.....	53
V.3.7. Représentation des profils de la colonne avec la comparaison.....	54

CONCLUSION

ANNEXES

BIBLIOGRAPHIE

RESUME

Liste des tableaux

Tableau (II.01) : Des spécifications typiques pour un gaz commercial.....	15
Tableau (III.01) : La composition molaire du GPL est variable selon leur source.....	18
Tableau (III.03): La production moyenne annuelle de ces raffineries est de l'ordre de 530.000 tonnes.....	22
Tableau (III.04) : Structure de la demande du GPL pour les différents marchés en 2000.....	24
Tableau (III.05) : La production et la consommation mondiale du GPL en 1997 (MT).....	26
Tableau (IV.01) :des combustibles.....	33
Tableau (IV.02) :des réaction de combustion.....	36
Tableau (IV.03) :des produit agressif.....	37
Tableau (V.01) : Données design de fonctionnement de la colonne (debutaniseur).....	44
Tableau (V.02) : Données de dimensionnement de la colonne C 102 (Debutaniseur).....	44
Tableau (V.03) : la comparaison entre cas design réel et cas design simulé.....	45
Tableau (V.04) : composition des produits.....	46
Tableau (V.05) : la composition actuelle de la charge du débutaniseur C102.....	47
Tableau (V.06) : Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.....	48
Tableau (V.07) : Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.3.....	48
Tableau (V.08): Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.5.....	49
Tableau (V.09) : Résultats de la quantité de chaleur du rebouilleur en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).....	49
Tableau (V.10) : Résultats de la TVR en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).....	50
Tableau (V.11) : Résultats de la %C2- en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).....	50
Tableau (V.12) : Résultats de la %C5+ en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).....	50
Tableau (V.13) : Comparaison entre les paramètres.....	53

Liste des figures

Figure (I.01) : Répartition des réserves de gaz naturel en 2004.....	02
Figure (I.02) : Production de gaz naturel en milliards de mètres cubes sur la période 1970-2004.....	03
Figure (I.03) : Consommation de gaz naturel de 1965 à 2004.....	04
Figure (I.04) : Consommation moyenne par personne de gaz naturel en équivalent tonne de pétrole.....	05
Figure (I.05) : Schéma de fonctionnement du marché du gaz naturel aux Etats-Unis en 1998.....	07
Figure (I.06) : Production du gaz naturel en Algérie.....	10
Figure (1.07): la répartition des réserves gazières en Algérie.....	10
Figure (I.08) : Situation géographique de champ de Hassi R'mel.....	11
Figure (III.01) : Evaluation de la production d'énergie primaire en Algérie (1000 TEP).....	21
Figure (III.02) : Offre prévisionnelle national de GPL (en MT).....	23
Figure (IV.1) : Vue d'un four horizontal (cabines).....	34
Figure (IV.2) : Vue d'un four verticale (boites).....	34
Figure (IV.11) : Diagramme simplifié de procédé de HUDSON.....	40
Figure (V.01) : Environnements de développement dans HYSYS.....	43
Figure (V.02) : schéma obtenu par le simulateur hysys.....	46
Figure (V.03) : profil d'évolution de l'énergie de chauffage pour $r_f = (2, 2.3, 2.5)$	51
Figure (V.04) : profil de TVR en fonction de r_b pour $r_f = (2, 2.3, 2.5)$	51

Figure (V.05): profil de %C2- en fonction de r_b pour $r_f = (2, 2.3, 2.5)$	52
Figure (V.06) : profil d'évolution de %C5+ pour $r_f = (2, 2.3, 2.5)$	52
Figure (V.07) : profil des débits liquide – vapeur dans la colonne (cas design).....	54
Figure (V.08): profil des débits liquide – vapeur dans la colonne (cas optimisation).....	55
Figure (V.09) : profil de température dans la colonne (cas design).....	55
Figure (V.10) : profil de température dans la colonne (cas optimisation).....	55
Figure (V.11) : profil de pression dans la colonne (cas design).....	56
Figure (V.12) : profil de pression dans la colonne (cas optimisation).....	56

Symboles et Notation

Symbole	Désignation	Unité
NF	Nombre de Kmole de l'alimentation d'une colonne	Kmole
ND	Nombre de Kmole de la phase vapeur (distillat).	Kmole
NW	Nombre de Kmole de la phase liquide (résidu)	Kmole
X'Fi	Concentration molaire du constituant « i » dans la charge	/
F	débits de la charge	Kmole/h
D	débits du distillat	Kmole/h
R	débits du résidu	Kmole/h
X'Fi	concentration du constituant le plus volatil dans la charge	Mole
X'Wi	concentration du constituant le plus volatil dans le résidu	Mole
Y'Di	concentration du constituant le plus volatil dans le distillat	Mole
G, y'	Le débit et la concentration molaire de la vapeur	/
g, X'	Le débit et la concentration molaire du liquide	/
D, y'D	Le débit et la concentration molaire du distillat	/
Hi,hi	Enthalpie respectives de la vapeur et du liquide	Kcal/kg
Q1	Quantité de chaleur soustraite du distillat	Kcal
Q2	Quantité de chaleur fournie par le rebouillage	Kcal
G0, y'O	Débit et concentration molaire de la vapeur	/
g 0, X'O	Débit et concentration molaire du liquide	/
α i,F	Volatilité du constituant « i » dans la zone d'alimentation	/
e'0	Taux de vaporisation molaire de la charge	/
QR	Charge thermique du rebouilleur	kcal/h
QC	Charge thermique du condenseur	kcal/h
HF	Enthalpie de la charge liquide	Kcal/Kmol
HO	Enthalpie de phase vapeur de la charge	Kcal/Kmol
h0	Enthalpie de phase liquide de la charge	Kcal/Kmol
hD	Enthalpie du distillat en état liquide	Kcal/Kmol
HD	de Enthalpie du distillat en état vapeur (vapeur tête de colonne),	Kcal/Kmol

HR	Enthalpie de phase vapeur provenant du rebouilleur	Kcal/Kmol
HW	Enthalpie du résidu en état liquide	Kcal/Kmol
gX	Débit du reflux	Kmol/h.
GR	Débit du reflux chaud (vapeur provenant du rebouilleur)	Kmol/h.
E i	coefficient d'HENRY	/

Abréviations

A.P.I: American Petroleum Institute

TVR : Tension de Vapeur Reid

Rb : Taux de Rebouillage

Rf : Taux de Reflux

GPL : gaz du pétrole liquéfié

GN : Gaz Naturel

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur

PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

AD : Active Directory

INTRODUCTION GENERALE

Introduction général :

L'énergie occupe une place prépondérante dans la vie de l'être humain. Les sciences et les progrès techniques ont permis à l'homme de découvrir de nouvelles ressources énergétiques, à savoir tous les produits à vocation énergétique dont nous citons :
Le pétrole et le gaz naturel, qui sont les seuls capables de répondre à l'accroissement des besoins en énergie.

Face au pétrole, son concurrent sur les marchés des combustibles, mais souvent son associé dans les gisements d'hydrocarbures et au cours de leur exploitation, le gaz est apparu comme une forme d'énergie difficile à mettre en œuvre, tout particulièrement en raison du poids des investissements et des coûts de transport jusqu'au consommateur.

L'intérêt croissant pour le gaz naturel vient du fait que celui-ci est choisi pour sa souplesse d'utilisation, sa propreté et en fin l'abondance relative des ressources.

Dans les années soixante, les découvertes de gaz et la multiplication des projets entraînent un véritable décollage de la production mondiale. Au bout de dix années de croissance, à la fois de la production et des réserves prouvées, le gaz naturel a quitté sa place de second rang.

Aujourd'hui, l'industrie gazière se repositionne et entame une nouvelle phase de croissance et fait émerger une «**nouvelle économie** » du gaz.

Les progrès technologiques, les nouvelles approches économiques et commerciales, les stratégies les intervenants, la globalisation, les fusions et les alliances, se sont combinés pour donner au gaz le dynamisme nécessaire à la matérialisation de l'espoir qu'il nourrit pour devenir « **l'énergie du 21ème siècle.** ».

Chaque société s'intéresse beaucoup à contrôler ses dépenses, pour le faire et pour réussir une bonne gestion du budget, il faut garder une convergence entre les bénéfices et les dépenses.

Donc la consommation du fuel gaz pendent les procédés de la production a une grand importance pour l'augmentation ou la diminution du prix du revient de la société.

PARTIE THEORIQUE

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE GAZ NATUREL

I. Généralités sur le gaz naturel

I.1. Introduction :

Le gaz naturel est une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou la lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure [2].

I.2. le gaz naturel dans le monde :

I.2.1. Les réserves de gaz naturel :

Ces réserves, bien que limitées sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde, comme la montre la figure (I.01) On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir [1].

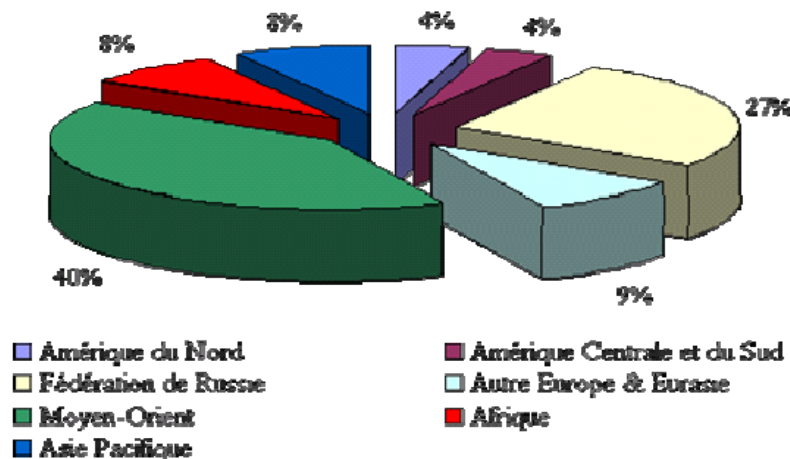


Figure (I.01) : Répartition des réserves de gaz naturel en 2004 [1].

Les réserves prouvées sont celles qui pourraient être produites avec la technologie actuelle. L'ex Union soviétique et le Moyen-Orient se partagent à eux deux environ les trois quarts des réserves mondiales de gaz naturel (respectivement 27% et 40% du total).

Les réserves mondiales de gaz naturel ont plus que doublé au cours des vingt dernières années et s'élevaient en 2000, à 150,19 trillions de mètres cubes.

Le ratio mondial des réserves prouvées de gaz naturel par rapport à la production à son niveau actuel est entre 60 et 70 ans. Ceci représente le temps restant avant l'épuisement des réserves en supposant que les taux actuels de production soient maintenus.

I.2.2. La production de gaz naturel :

Les principaux pays producteurs en 2000 étaient les Etats-Unis et la Fédération de Russie avec respectivement 22,9 % et 22,5 % de la production mondiale.

D'autres Etats possèdent également une certaine importance tels que le Canada, le Royaume-Uni, l'Algérie, l'Indonésie, l'Iran, les Pays-Bas, la Norvège et l'Ouzbékistan. Ces dix pays ont représenté à eux seuls plus de 86% de la production totale de gaz naturel en 2000. A noter que l'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique produisent 59% de la production globale. La figure donne la production de gaz naturel par continent sur la période 1970-2004.

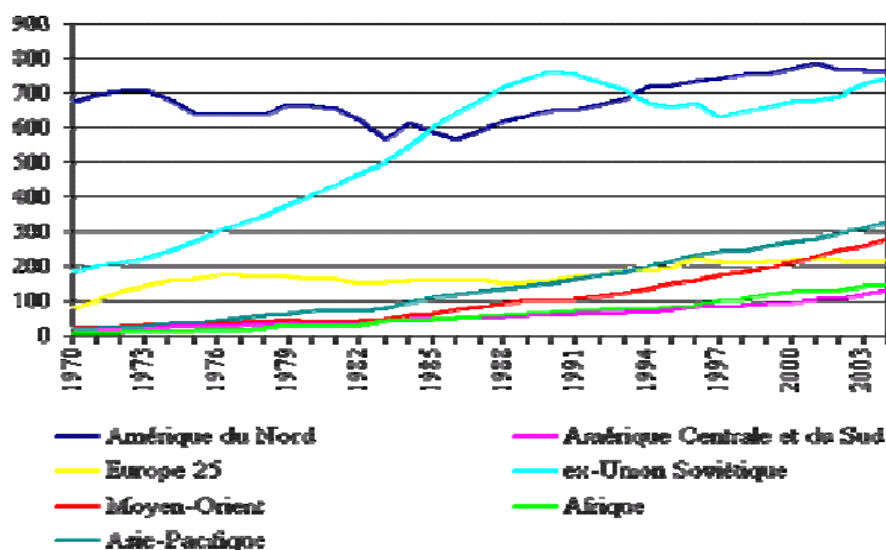


Figure (I.02) : Production de gaz naturel en milliards de mètres cubes sur la période 1970-2004 [2].

La production mondiale totale en 2000 était de 2422,3 milliards de mètres cubes en croissance de 4,3% par rapport à l'année précédente. Une croissance sensiblement plus élevée que la moyenne annuelle sur la période 1990-2000.

Bien que la production ait augmenté dans toutes les régions, la croissance la plus rapide a été enregistrée au Moyen-Orient et en Afrique. Pendant la décennie 90, la production a progressé dans toutes les régions sauf en ex Union soviétique.

Une hausse de la production de gaz naturel dans le monde est anticipée en raison des projets d'exploration et d'expansion planifiés en prévision d'une demande future haussière [4].

I.2.3. La consommation de gaz naturel :

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le Figure (I.03) ci-dessous. Cette consommation a considérablement augmenté au cours des 30 dernières années.

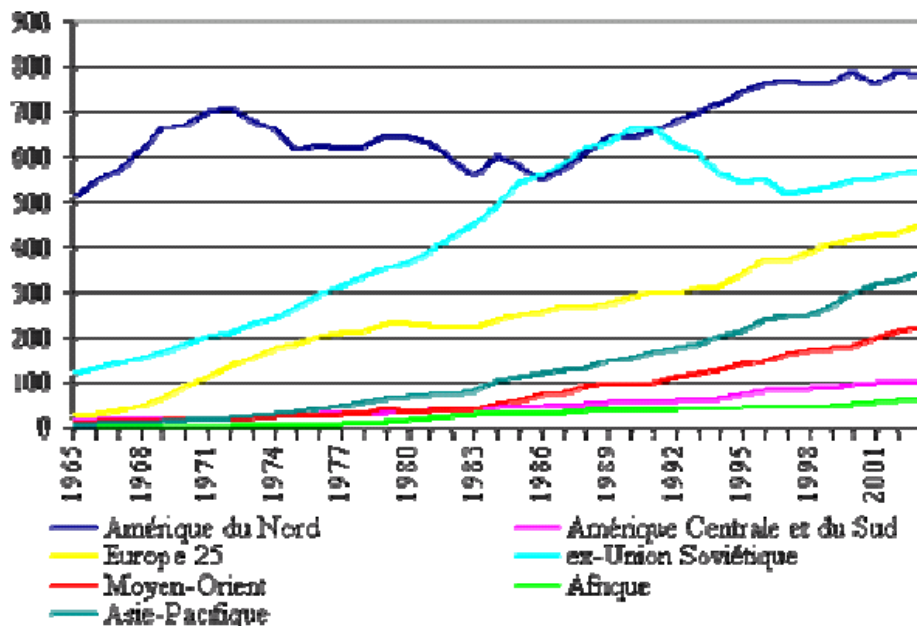


Figure (I.03) : Consommation de gaz naturel de 1965 à 2004 [3].

Les principaux pays consommateurs de gaz naturel en 2000 étaient les Etats-Unis, avec 27,2% de la consommation totale et la Fédération de Russie, avec 15,7%. L'Amérique du Nord et l'ex Union soviétique ont consommé ensemble environ 55% du gaz naturel produit.

La part de l'Europe dans la consommation totale de gaz naturel était de 19,1%. Ces trois zones représentent à elles seules les trois quart de la consommation globale.

La croissance de la consommation était de 4,8% en 2000, avec des taux plus élevés en Afrique (12,8%) et en Asie (7,8%). La consommation mondiale totale a représenté 2404,6 milliards de mètres cubes.

Les principales agences énergétiques mondiales prévoient une progression importante de la demande à travers le monde au cours des vingt prochaines années, croissance qui devrait principalement avoir lieu au sein des pays en développement. La figure I.4 qui suit donne la consommation moyenne par personne de gaz naturel en équivalent tonne de pétrole [4].

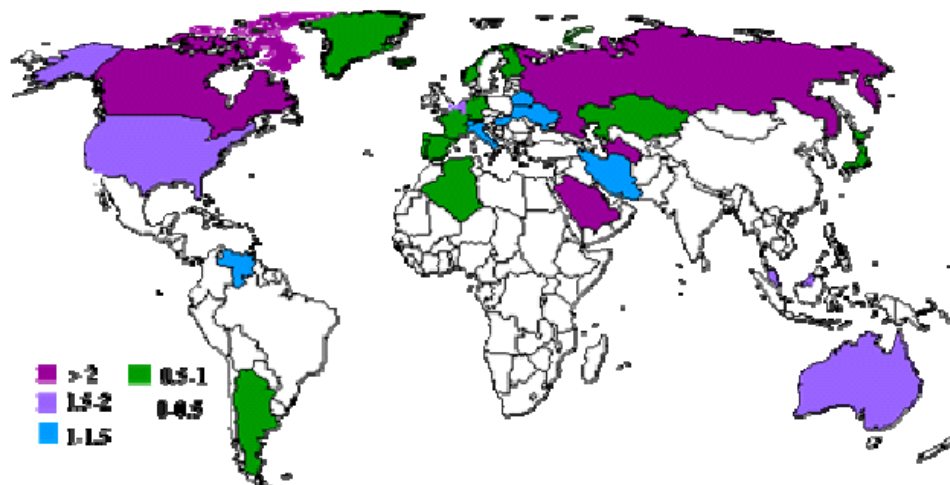


Figure (I.04) : Consommation moyenne par personne de gaz naturel en équivalent tonne de pétrole [4].

I.2.4. Le commerce international :

Selon Cedi gaz, seuls 26,3% de la production commercialisée a fait l'objet d'échanges internationaux. Le commerce par tankers de GNL (gaz naturel liquéfié) a représenté 21% du commerce international total.

La proportion très faible des échanges internationaux s'explique notamment par l'éloignement des sites de production par rapport aux lieux de consommation et aux coûts élevés du transport. C'est un secteur qui exige des investissements importants, la construction et l'exploitation de gazoducs posent également de nombreux problèmes juridiques et logistiques.

Les principaux pays exportateurs qui utilisent les gazoducs comme mode de distribution en 2000 étaient la Fédération de Russie, le Canada, la Norvège, les Pays-Bas, l'Algérie et le Royaume-Uni. La première zone d'importation par gazoduc, indépendamment des Etats-Unis qui ont absorbées toutes les exportations canadiennes, est l'Europe.

La plus grande part du commerce international de GNL était représentée par les régions Asie-Pacifique, avec l'Indonésie, la Malaisie et l'Australie pour les pays exportateurs et le Japon comme principal pays importateur. L'Algérie et le Qatar sont également des exportateurs majeurs de GNL.

La filière mondiale du GNL est la suivante :

1-Douze pays possèdent des équipements de liquéfaction: Abou Dhabi, l'Algérie, l'Australie, Brunei, l'Indonésie, la Libye, la Malaisie, le Nigeria, Oman, le Qatar, Trinité et Tobago et les Etats-Unis.

Trente-huit terminaux receveurs fonctionnent dans dix pays dont 23 au Japon, 3 en Espagne, 3 aux Etats-Unis, 2 en Corée, 2 en France, et 1 en Belgique, en Grèce en Italie, dans la province chinoise de Taiwan, en Chine et en Turquie [5].

I.2.5. Le commerce régional :

En raison de la faible proportion de gaz naturel échangée par rapport à la quantité produite, il n'existe pas véritablement de marché global, mais des marchés régionaux, qui possèdent des organisations, une maturité et des filières différentes. Les principaux débouchés sont l'Amérique du Nord, l'Europe de l'ouest et l'ex Union soviétique. D'autres marchés régionaux prennent de l'importance, telles que la région Asie Pacifique et l'Amérique Latine. La demande en provenance d'Afrique, d'Asie du sud-est et de Chine est principalement satisfaite par des sources internes ou régionales. Le Moyen-Orient est essentiellement une région productrice.

Amérique du Nord :

L'Amérique du Nord est un marché très intégré et mature pour le gaz naturel. Il est presque autosuffisant. Le processus de libéralisation de ce marché a débuté dans les années 70, au Canada et aux Etats-Unis et ce sont ces pays qui ont été le plus loin dans l'ouverture de ce secteur à la concurrence.

Les Etats-Unis sont le premier producteur mondial et le premier consommateur de gaz naturel. Selon l'étude de l'USEA (United States Energy Association) "Vers une stratégie nationale de l'énergie", le nombre des consommateurs de gaz naturel aux Etats-Unis a augmenté depuis quelques années et représente environ 175 millions en 2001. Le gaz naturel produit à partir de 288 000 puits, est expédié par 125 compagnies d'exploitation de gazoducs, via un réseau souterrain de 1,3 million de miles, à plus de 1.200 compagnies de distribution de gaz qui fournissent le service à la clientèle dans chacun des 50 états. La quasi totalité du gaz consommé aux États-Unis est produit en Amérique du Nord. De grands dépôts existent dans environ la moitié des 50 états, mais cinq d'entre eux : le Texas, la Louisiane, l'Alaska, le Nouveau Mexique et l'Oklahoma détiennent plus de la moitié des réserves du pays.

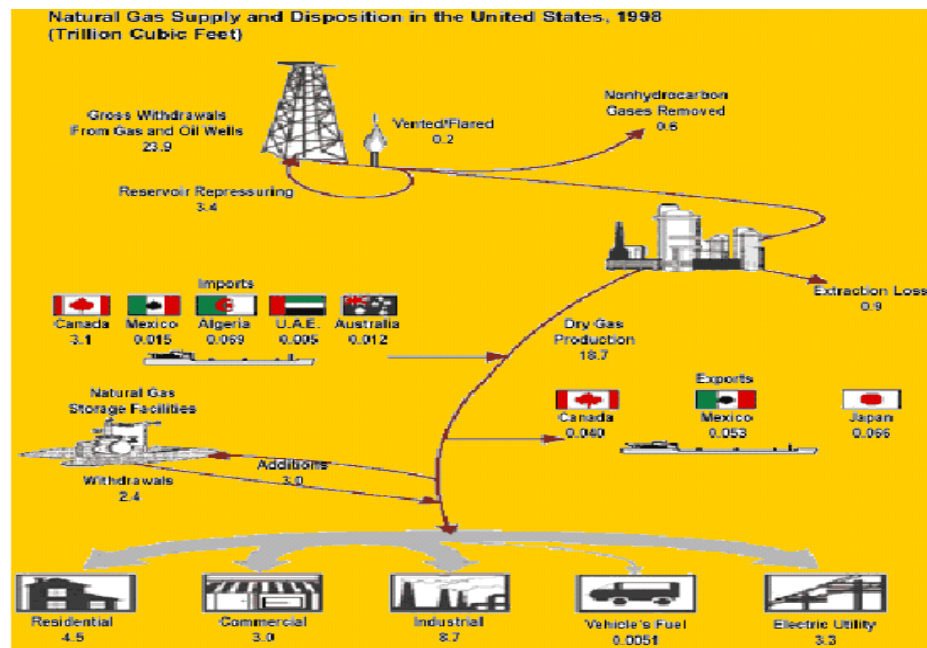


Figure (I.05) : Schéma de fonctionnement du marché du gaz naturel aux Etats-Unis en 1998 [6].

Europe de l'Ouest :

Les réserves de gaz naturel en Europe de l'ouest sont limitées. Elles comptent pour moins de 5% des ressources globales. Actuellement, le marché européen est marqué par des changements structurels importants résultant du processus de libéralisation.

Les pays producteurs principaux sont les Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni.

L'industrie du gaz en Europe consiste principalement en des activités situées en aval de la production tels que le transport ou la distribution.

Plus de 30% de la consommation de gaz est satisfaite à travers des gazoducs, par des importations en provenance d'ex Union soviétique et d'Algérie à travers des gazoducs ainsi que par du GNL en provenance d'Afrique du Nord.

On s'attend à une progression de la dépendance face aux importations dans le futur, bien que l'offre soit considérée comme étant à une distance géographique raisonnable.

Ex Union Soviétique :

L'ex Union soviétique possède les plus grandes réserves mondiales de gaz naturel prouvées. La Fédération de Russie est le deuxième pays producteur et le premier exportateur. Le gaz naturel est le combustible prédominant en Russie, où il représente près de la moitié de la consommation intérieure.

La Fédération de Russie exporte entièrement le gaz qui n'est pas consommé domestiquement. Avant la dissolution de l'Union soviétique, la majeure partie de ce gaz était exportée vers l'Europe de l'Est. Depuis lors, la Russie a continué de fournir à la CEI et à l'Europe de l'Est tout en essayant de diversifier géographiquement ses exportations, avec plus de 62% du volume exporté en dehors des zones traditionnelles. Outre la Russie, le Turkménistan est le seul exportateur significatif. L'industrie russe de gaz naturel est un monopole dominé par la société Gazprom, qui contrôle plus de 95% de la production.

I.3. le gaz naturel en Algérie:

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel, et un important producteur de gaz au niveau mondial

A la fin de 1953, plusieurs campagnes de sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'Mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz.

Ce premier développement du champ permet de préciser le viciés des niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant Hassi- R'Mel à Arzew, le condensât était évacué à Haoudh El Hamra via l'oléoduc «N°8 ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0 ,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m³/j.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie [2].

I.3.1. Richesse algérienne en gaz :

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de Hassi R'mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah qui sera exploité de l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m³ de production (voir figure I.06). Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur [2].

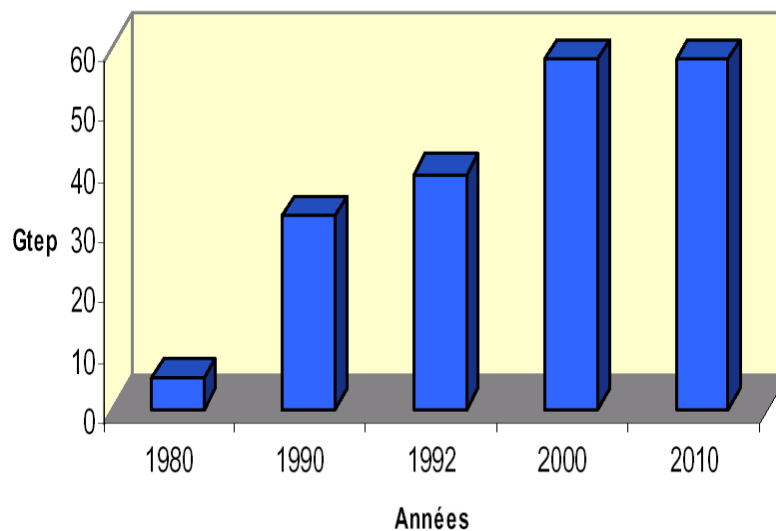


Figure (I-06) : Production du gaz naturel en Algérie.

I.3.2. Les réserves gazières en Algérie :

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 4,077.109m³. Au cours des dix dernières années les bassins de Berkine et d'Ilizi ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de Berkine qui se classent comme les plus fructueuses figures. Le bassin de Oued Mya où ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de Timimoun et Hassi Messaoud (voir figure I.07)

Il est estimé actuellement que des investissement de l'ordre de 7Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer tous les découverte réalisées [2].

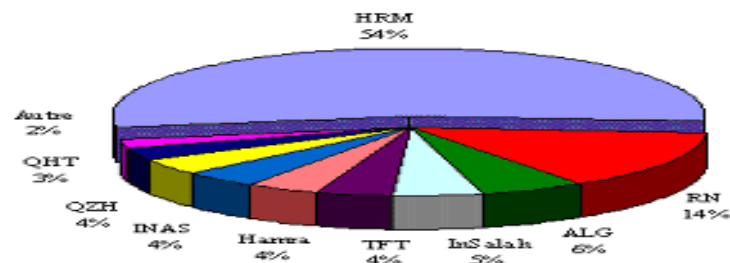


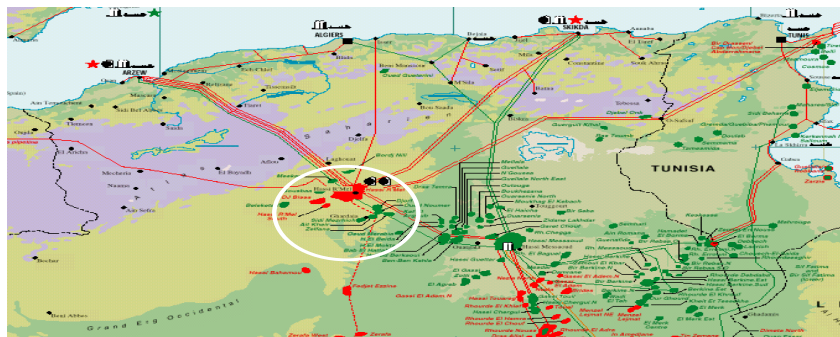
Figure (1.07): la répartition des réserves gazières en Algérie.

I.4. Présentation de Champ De Hassi R'mel :

I.4.1. Situation géographique :

Hassi R'mel, porte du désert, se trouve à 550 Km au sud d'Alger, à une altitude moyenne de 760m, est une région relativement plate du Sahara où le paysage constitué d'un vaste plateau rocailleux et ne pousse qu'une faible végétation composée essentiellement de buissons et de pistachiers sauvages.

Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140 mm par an), une humidité de 19% en été et de 34 % en hiver en moyenne. Les amplitudes thermiques sont importantes et la températures varient de -5°C en hiver à 45°C en été et les vents dominants sont de direction Nord-ouest pouvant atteindre des vitesses de 100 Km /h.



- **Hassi R'Mel est situé à 525 km au sud d'Alger.**
- **Le champ s'étale sur plus de 3500 km².**
- **Découvert en 1956, il est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale.**

Figure (I.08) : Situation géographique de champ de Hassi R'mel.

I.4.2. Historique de champ de Hassi R'mel :

La première compagnie intéressante à la région a eu lieu en 1951. Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 par le forage du premier puit dénommé HR1, à une profondeur de 2132m à quel que kilomètre de BERIANE, et qui révéla la présence d'un réservoir de gaz humide sous une forte pression (310 bars au fond).

De 1957 à 1960 furent forés huit (08) autres puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8, HR9) pour la délimitation du gisement et l'évaluation des réserves, estimées initialement à 2800 milliards de mètres cubes, sous une superficie de 3500 kilomètres carrés.

Les études du réservoir ont prouvé que le gisement de Hassi R'mel contenait du gaz, du condensât et du GPL. Les richesses initiales étaient de 200 gr/m³ pour le condensât et 80 gr/m³ pour le GPL. (c-à-d : que pour chaque mètre cube de gaz produit. produit simultanément 200 grammes de condensât et 80 grammes de GPL).

Les études complémentaires du réservoir ont mis en évidence la présence de pétrole brut tout autour du gisement, mais plus particulièrement dans les parties Est et Sud du champ. On parle ainsi de présence d'anneau d'huile (pétrole brut).

Il existe trois réservoirs :

➤ **Réservoir A :**

S'étend sur tout le champ de Hassi R'mel, son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30m.

➤ **Réservoir B :**

Il est limité à la zone centrale et la zone nord du champ. Cette couche présente 13% des réserves en place.

➤ **Réservoir C :**

Il s'étend sur la majeure partie du champ sauf la zone sud, c'est les plus épais des trois niveaux et le plus important.

Le champ de Hassi R'mel est une vaste étendue de 3500Km²
(70 Km de long sur 50 Km de large).

Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800.10^9m^3 [3].

I.5. Caractéristiques du gaz naturel :

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

I.5.1. Densité :

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

I.5.2. Pouvoir calorifique :

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

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

➤ **Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)**

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

➤ **Pouvoir calorifique inférieur : (PCI)**

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

I.6. Composition chimique d'un gaz naturel :

La composition chimique d'un gaz c'est la nature des hydrocarbures et les autres constituants qu'il renferme, leur importance relative dans le mélange et leur fraction volumique ou moléculaire.

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la température.

On peut classer les gaz naturel selon leur origine en :

➤ **Le gaz naturel bactérien : (biochimique)**

C'est un gaz formé par l'action des bactéries sur les débits organiques qui s'accumulent dans les sédiments.

➤ **Le gaz naturel thermique :**

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des température et des pressions croissantes au cours de l'évolution des bassin sédimentaires, est donne à coté des hydrocarbures une large gamme de composées non hydrocarbures.

➤ **Le gaz naturel inorganique :**

C'est un gaz inorganique qui se forme au cours de formation des gaz hydrocarbures à faible proportion, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques.

I.7. Les types de gaz naturel :

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

➤ **Le gaz sec :**

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

➤ **Le gaz humide :**

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

➤ **Le gaz a condensât :**

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

➤ **Le gaz associé :**

C'est un gaz de couverture qui contexte avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (**Gisement de pétrole**).

CHAPITRE II : LES TECHNIQUES DE TRAITEMENT DU GAZ NATUREL

Les techniques de traitement du gaz naturel :

II-1. Traitement du gaz :

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

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable [3].

Les principaux traitements qui sont effectués sont :

- * Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puit : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associé ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté.
- * Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :
 - Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
 - Gaz du pétrole liquéfier (GPL).
 - Gaz naturel liquéfier (GNL).
 - Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

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

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

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensent dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

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

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

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

Tableau II.1 : Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont :

PCS	9300 à 9450 (KJ/m³)
Point de Rosée HC	Inférieur à -6°C.
Teneur en eau	Inférieur à 50ppm Vol.
Teneur en C₅⁺	Inférieur à 0,4% mol.

Ces spécifiques obtenus du Sonatrach ;sale contrôle du module VI.

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

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

Lorsqu'il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément, dans certains cas particuliers une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable, si le gaz naturel en contient [2].

II.2. Les procédés de traitement du gaz :

Les procédés de traitement du gaz sont multiples et le choix du type de traitement se base sur les critères suivants :

- La Quantité de l'effluent brut.
- Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

II-2-1. Procède PRICHARD :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par Détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant, pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de -23°C .

II-2-2. Procédé HUDSON :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée Turbo-Expander, qui permet d'atteindre un niveau de température de (-40°C) .

Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

II-2-3. Procèdes MIXTES :

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, ou on atteint les (-66°C) .

Les procédés mixtes sont plus performants, car ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

Le gaz en provenance des puits producteurs est un mélange (gaz et hydrocarbures liquides) contenant une faible proportion d'eau du gisement.

Il se présente à une pression de 140 bars et une température de 65°C .

Tous Les procédés de traitement de gaz se basent sur quatre étapes essentielles :

1- Elimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et ce après un refroidissement à travers des aéroréfrigérants. L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénère par distillation dans des unités appropriées puis recyclé de nouveau dans le circuit. Le glycol évite également la formation des hydrates dans les sections à basses températures

2- Extraction des hydrocarbures liquides :

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

3- La stabilisation et le fractionnement :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l'effluent, en deux phases et par distillation [5].

- **La stabilisation :**

Elle permet d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

- **Le fractionnement :**

Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL.

4-Recompression des gaz moyenne pression :

Les gaz des séparateurs à moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela ils sont récupérés puis recomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz.

II.3. Techniques de réinjections du gaz :

II-3-1.Objectif de la réinjections :

La récupération des hydrocarbures liquides. Elle est limitée par suite de la condensation au niveau des réservoirs et permet de :

- Réduire cette condensation par le maintien de pression.
- Maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant les gaz humides.
- Produire un potentiel optimal en condensât et GPL sans avoir recours au torchage des gaz excédentaires, d'où une meilleure flexibilité d'exploitation des unités de traitement du gaz.

II-3-2. Principe de réinjections :

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle du gisement. Ceci revient à fournir une certaine anergie au gaz à réinjecter en le comprimant à 350 bars. Ce transfert d'énergie est réalisé par des compresseurs centrifuges tournant à une vitesse de 10000 trs/mn, et entraînés par des turbines à gaz d'une puissance unitaire de 33500 CV.

Cette compression est réalisée en deux étapes :

- Compression du gaz sec à 150 bars, par des compresseurs à basses pressions avec refroidissement à travers des aéroréfrigérants et séparation dans des ballons pour une éventuelle récupération des liquides.
- Compression du gaz à 350 bars par des compresseurs de hautes pressions avec refroidissement final à travers des aéroréfrigérants avant son acheminement vers les puits injecteurs [3].

**CHAPITRE III :
GENERALITES SUR LE
GPL ET
GENERALITES SUR LE
CONDENSAT**

Généralités sur le GPL

III.1.Définition de GPL :

Le GPL (gaz du pétrole liquéfié) est un mélange gazeux constitué essentiellement de propane (C_3H_8), et de butane (C_4H_{10}), et un peu de traces de méthane (CH_4), de l'éthane (C_2H_6) et le pentane (C_5H_{12}).

Le GPL est un produit gazeux à la température ambiante et pression atmosphérique. Il est liquéfié à faible pression (**4 à 5 bar**) et une température très basse pour faciliter son transport, stockage et sa commercialisation, il se gazéifie au moment de son utilisation.

Tableau (III.01) : La composition molaire du GPL est variable selon leur source :

Le composant du GPL	Le % molaire
Méthane	0,52
Ethane	0,93
Propane	52,15
Iso butane	16,08
Normal butane	29,66
Iso pentane	0,66

Ces compositions obtenus du laboratoire du sonatrach ; module VI.

Le GPL est l'un des meilleurs combustibles avec le gaz naturel en ce qui concerne le contrôle de l'environnement [4].

III.2. Les sources des GPL :

Le GPL est obtenu principalement :

Dans les raffineries, soit au cours de la distillation du pétrole brut ou lors du cracking ou du Reforming des produits en vue de la production des essences.

Au cours des séparation du gaz naturel (GN) qui a pour but de séparer et de récupérer les condensât et GPL (propane, butane, C5+) dans les champs.

-Par liquéfaction du gaz naturel (GP2Z – GL1K) [3].

III.3. les caractéristiques générales du GPL :

- **Odeur** : le GPL est inodore à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant, ce sont des composés sulfures tel que le diéthylmercaptane ou le diméthylsulfide pour des raisons de sécurité, dans des limites à des fins de commercialisation.
- **Tension de vapeur** : la TVR du GPL est de 8 et 2 bars pour le propane et le butane respectivement à 20°C.
- **Dilatation** : à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).
- **Densité** : aux conditions normales de température et de pression, le GPL est plus lourd que l'air, à 38°C la densité est égale 0,534kg/m³, la densité est très importante dans le GPL commerciale.
- **Température d'ébullition** : a la pression atmosphérique la température d'ébullition de propane est de -42°C, celle de butane est de -6°C.
- **Pouvoir calorifique** : c'est la propriété la plus intéressante étant donné que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques :
 - ✓ Iso-butane : PC = 29460 (kcal/kg).
 - ✓ Normal butane : PC = 29622 (kcal/kg).
 - ✓ Propane : PC = 22506 (kcal/ kg).
- **Impuretés** : le plus important est le soufre, la teneur en soufre est inférieure ou égale à 0,005 % en masse, ainsi que l'eau l'une des impuretés importantes.
- Le GPL est non corrosif à l'acier mais généralement au cuivre et à ces alliages ou à l'aluminium.
- Le GPL n'est aucune propriété de lubrification et cet effet doit être pris en considération lors de la conception des équipements du GPL (pompes et compresseurs) Le GPL est incolore, que ce soit en phase liquide ou en phase gazeux [4].

III.4. Domaines d'utilisation du GPL :

➤ Le GPL carburant :

Si les projecteurs de l'actualité se braquent aujourd'hui sur le GPL/C, il n'en pas moins une déjà une longue histoire.

Dés 1912, aux USA le GPL / C alimentait les voitures, mais cette innovation est restée sans lendemain, car il n'était utilisé que comme carburant de substitution en cas de crises. Il fallut attendre les années 80 pour que la fiscalité devienne favorable dans certains pays et permette le développement des voitures équipées de la bi-carburant.

Le GPL/C est largement prouvé ses qualités à être un carburant alternatif avantageux tant au plan économique qu'un plan écologique. Actuellement de nombreux pays possédant une flotte de véhicules roulant au GPL/C, ce sont principalement :

Les Pays-Bas, le Japon, l'Italie, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, la France, les USA, l'Espagne, le Canada.

Le GPL / C est adopté sous le nom commercial « SIRGHAZ ».

L'indice d'octane élevé du GPL / C permet sa substitution à l'essence sans modification du moteur.

Le niveau alarmant de pollution devrait au contraire favoriser l'utilisation des véhicules GPL/C, car il produit moins de CO₂ et de CO, il ne contient pas de Plomb.

L'introduction massive du GPL/C en Algérie est aujourd'hui une option stratégique, d'une part en raison de l'accroissement de la demande nationale en carburant et d'autre part pour des raisons environnementales cruciales. Il a été introduit en Algérie en 1980.

La demande mondiale en GPL/C atteint 9,6MT en 1994, 12,3MT en 2000, le scénario fort table sur 20MT en 2010 [5].

➤ **Le GPL dans la pétrochimie :**

La demande pétrochimique globale du GPL enregistre un taux de croissance de l'ordre de 10 %. Il est utilisé dans ce domaine comme charge de vapocraqueur à fin d'obtenir des oléfines.

Le butane et le propane qui sont obtenus par la séparation du GPL utilisé pour la déshydrogénation dans la production du butadiène et du propylène vont servir comme matière première pour la synthèse des caoutchoucs.

Le butane utilisé dans la fabrication MTBE qui sert comme booster d'octane des essences en substitution au plomb, il est ainsi utilisé comme charge des unités d'alcoylation. Le propane et le butane sont utilisés pour la production d'acétaldehyde, formaldéhyde, l'acide acétique et l'acétone.

En Algérie cette activité présente le double avantage de permettre la production des produits nécessaires à la consommation interne ainsi que pour l'exportation.

➤ Le GPL dans la climatisation :

Il est utilisé pour la construction des réfrigérateurs et des climatiseurs (moyenne capacité) grâce à sa détente d'absorption de la chaleur et de créer le froid.

➤ Le GPL dans L'agriculture :

L'utilisation du GPL dans ce secteur sera orientée vers l'aviculture, et certain culture sous-serre, le niveau de consommation prévu est relativement faible (40.000 tonnes/an) pour le court terme, il est attendu une évolution plus significative à moyen et long terme particulièrement par l'introduction dans le domaine de l'élevage (éclairage, climatisation, chauffage....etc.).

III.5. Le GPL en Algérie :

III.5.1. La production nationale du GPL :

Puisque l'Algérie est un pays pétrolier et gazier, l'industrie du GPL est très importante, sa production suit une croissance soutenue en raison de l'intérêt sus-cité chez les pays industrialisés par cette forme d'énergie idéale pour la protection de l'environnement.

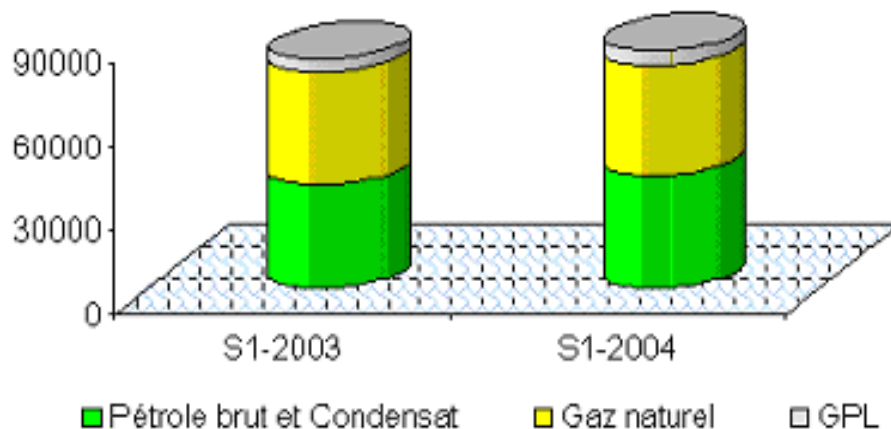


Figure (III.01) : Evaluation de la production d'énergie primaire en Algérie (1000 TEP) [14].

Jusqu'à 1984 l'Algérie importait du butane en période de pointe, depuis cette date et suite, à la mise en service du complexe GP1Z. La production nationale est largement excédentaire par rapport à la demande d'un marché national.

Durant les dernières années, l'industrie Algérienne du GPL a connue des changements profonds, notamment en matière de production, d'exploitation et dans les activités de transport maritime. Le programme de valorisation des ressources gazières lancé au début des années 90 fait bénéficier aujourd'hui des disponibilités importantes du GPL.

Depuis la mise en exploitation du champ gazier de Hamra en 1996, la production du GPL connu en Algérie un développement rapide [5].

Le niveau de l'offre nationale du GPL est de l'ordre de 5,5 millions de tonnes en 1996, et plus de 7,3 millions de tonnes en 1998, et environ 9 millions de tonnes en 2001, un pic de 12,5 millions de tonnes sera atteint en 2006 lorsque les projets développés auront été mise en service. Cette offre provenant de trois sources différentes :

- 10% obtenus à la suite du raffinage du pétrole brut aux raffineries de Skikda, Arzew, Alger.

Tableau (III.02): La production moyenne annuelle de ces raffineries est de l'ordre de 530.000 tonnes

	SKIKDA	ARZEW	ALGER
GPL	340.000 tonnes	100.000 tonnes	90.000 tonnes
Butane	83%	74%	93%

- 11% sont obtenus à l'issue de la liquéfaction du gaz naturel aux complexes de liquéfaction de Sonatrach GL2Z, GL1K et réparti comme suit :

GL2Z : 405.000 tonnes dont 50% en butane.

GL1K : 170.000 tonnes dont 40% en butane.

- 79% sont produits à partir des gisements d'hydrocarbures, suite à la séparation du gaz et le traitement du pétrole brut ; soit 4,35 millions de tonnes.

L'offre du GPL est localisée essentiellement dans la région Ouest à Arzew avec 87%, 9% dans la région Est (Skikda), 2% au Centre et 2% dans le Sud au niveau des champs de Hassi R'mel, Haoudh - Berkaoui et l'Hamra [6].

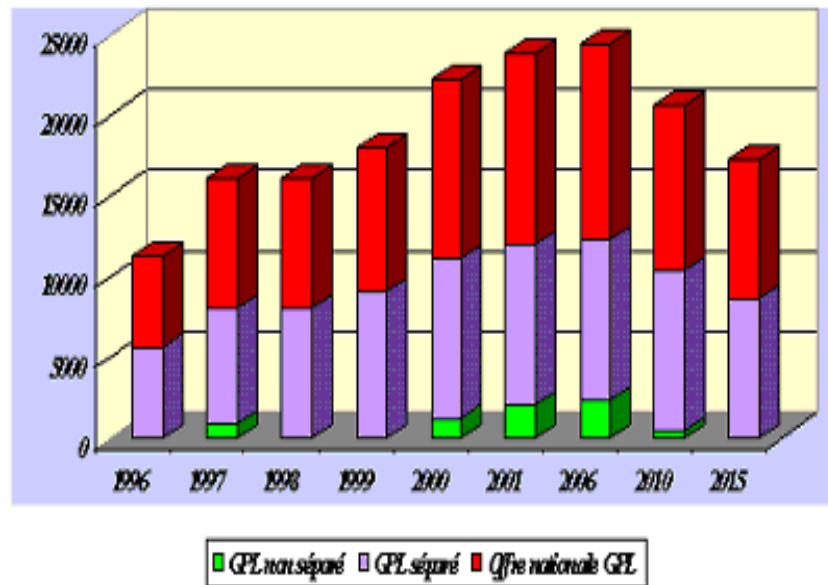


Figure (III.02) : Offre prévisionnelle nationale de GPL (en MT) [14].

III.5.2. La consommation nationale du GPL :

La consommation nationale du GPL a connu un rythme très élevé à partir de 1970, suite à la mise en place de nouvelles capacités d'enfûtage en 1980 par 29 centres portant la capacité de 1,2 millions de tonnes/an en une équipe, soit l'équivalent de 43 centres implantés à travers l'ensemble du territoire national.

la consommation est passé de 148.000 tonnes en 1970 (11kg / habitant) et à 720.000 tonnes en 1975 (38kg/habitant) pour atteindre 1,4 millions de tonnes en 1996 (51 kg/habitant) [5].

III.5.3. Exportation du GPL :

Accroissement substantiel des quantités à l'exportation en 2005; 8,5 millions de tonnes dont 6 millions de tonnes en propane.

L'année 1997 illustre parfaitement le rôle de notre industrie sur le marché international Les marchés méditerranéens et américains (U S A) restent les principaux marchés et représentent près de 75% des exportations.

III.6. Le marche du GPL :

III.6.1. La demande en GPL :

La demande est caractérisée par trois facteurs :

- Une très forte croissance dans les pays en voie de développement avec une distinction entre l'Asie, l'Afrique, le Moyen - Orient (8% par an pour 1989–1995).

- Une croissance de la demande en Europe qui sera en plus à la pétrochimie qui à la demande de combustible.

- Un marché du GPL carburant stagnant en raison de la fiscalité.

Le niveau de la demande national du GPL est de l'ordre de 1,4 millions de tonnes (Source Naftal), dont 90% de butane, 5% propane et de 5% de GPL / C

Elle est répartie comme suit :

- 336.000 tonnes (24%) dans la région Ouest.
- 516.000 tonnes (37%) dans la région Est.
- 401.000 tonnes (29%) dans la région Centre.
- Et en fin (10%) au Sud.

III.6.2. Les marchés en GPL :

Les GPL sont très souples d'emploi et présentent l'avantage d'une grande propreté, ils sont principalement utilisés dans les secteurs : résidentiel, industriel, pétrochimie et transports.

La répartition entre ces différents marchés est très variable d'un continent à l'autre et d'un pays à l'autre et est représenté dans le tableau suivant :

Tableau (III.04) : Structure de la demande du GPL pour les différents marchés en 2000.

	Amérique du nord (%)	Japon (%)	Europe OCDE (%)	Monde (%)
Domestique	31,0	44,8	39,6	49,1
Agriculture	4,4	0	3,7	2,2
Industrie	8,8	34,5	21,2	13,4
Automobile	4,7	8,7	8,7	6,2
Raffinage	15,9	0	4,0	7,2
Chimie	35,2	12,0	22,8	21,9
Total (MT)	66,6	19,8	26,0	177,9

Aux Etats – Unis la demande est orientée vers le domestique tertiaire du fait de la concurrence du gaz naturel, mais la demande globale du GPL croît.

Les débouchés pétrochimiques connaissent un fort développement en raison de l'augmentation de la demande de butane pour la production de MTBE et le propane comme charge des vapocraqueurs .le débouché automobile (GPL/C) devrait conforter la progression des GPL à la future.

Le marché Japonais présente une particularité forte : l'utilisation du GPL comme gaz de ville, ce créneau devrait constituer le secteur le plus dynamique de la croissance des GPL, les autres marchés porteurs sont le résidentiel tertiaire et la pétrochimie pour les raisons déjà évoquées. les marchés industriels et automobiles stagnent au niveau actuel.

Au niveau Européen, il serait nécessaire de décrire cas par cas tant la diversité est grande. deux axes principaux se dégagent cependant. la demande traditionnelle (résidentiel) devrait stagner notamment de fait de la forte concurrence du gaz naturel. Sur ce continent aussi, la croissance sera le fait de la pétrochimie.

L'utilisation du GPL dans les pays en voie de développement reste faible en terme de volume comparée aux régions précédemment citées , mais le potentiel de développement dans le secteur résidentiel (pour la cuisine) est très important.

Certains gouvernements, notamment en Afrique, encouragent le développement du GPL dans le secteur domestique, c'est un moyen de lutter contre la déforestation, conséquence de l'utilisation intensive du bois pour la cuisson de la nourriture. le gaz naturel est moins adapté à cet objectif car il nécessite de fait le développement d'un réseau de transport au prix d'investissement peu en rapport avec les possibilités de la plus part de ces pays .

Notons cependant que les coûts d'approvisionnement du GPL, surtout en quantités faibles, sont un frein puissant à son développement dans ces pays.

Au niveau national un accroissement substantiel des quantités à l'exportation en 2005 : 8,5 millions de tonnes dont 6 millions de tonnes en propane [6].

III.7. La consommation mondiale en GPL :

Actuellement, les GPL représentent 2% de la consommation énergétique mondiale. La demande mondiale en GPL a augmenté à un rythme bien supérieur à celui de la demande énergétique totale en atteignant 170 MT en 2000. Cette demande est dominée par le secteur résidentiel dans le marché asiatique et par leur secteur de raffinage (18%) et de la pétrochimie (43%) aux Etats-Unis. La demande en Europe est équilibrée entre ces trois secteurs.

Le secteur résidentiel et commercial constitue la plus grande part du marché des principaux consommateurs, soit 42% de la demande totale en 1995 .En raison de la pénétration du gaz naturel, ce secteur se stabilise dans les pays occidentaux : Amérique, Europe de L'Ouest.

Les secteurs de transports et de la pétrochimie sont appelés à se développer dans le futur.

Dans le secteur pétrochimique, l'Amérique du nord et l'Europe de l'Ouest dominent la consommation mondiale du GPL (78% en 1995).

Au Moyen Orient et en Europe de l'Est, une des fortes perspectives de développement de ce secteur avec des taux de croissance de 23 % et 18% en 1985 et 2000 respectivement.

Pour le secteur de transport, la consommation du GPL reste relativement modeste comparativement aux secteurs (6% en moyenne).

Tableau (III.04) : La production et la consommation mondiale du GPL en 1997 (MT) :

Pays	Production	consommation
Amérique du Nord	64,6	66,6
Amérique du Sud	13,7	15,4
Europe	24,4	27,9
CEI	5,8	4,7
Moyen-Orient	34,1	9,4
Afrique	9,2	5,4
Asie	24,7	46,2
Océanie	3,2	2,2
Total	179,7	177,8

Conclusion pour le GPL :

L'industrie des GPL et par l'intermédiaire des organisations telle que le forum mondiale du GPL a pour mission de promouvoir ces combustibles gazeux et doit le faire provoquer le choix de combustibles salubres pour l'environnement et à combustion propre gaz naturel et GPL peuvent servir cet objectif et ont leur place dans la résolution des problèmes actuels en matière de l'environnement car il y a une diminution importante de la pollution, donc ils permettent de réduire la dépendance vis à vis des autres sources d'énergie.

Généralités sur le condensât

III.8.1.Définition du condensât :

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de (iC_5H_{12}) jusqu'au ($C_{12}H_{26}$) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât. Il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression.

III.8.2.caractéristiques du condensât :

Les principales caractéristiques du condensât sont :

Aspect : C'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.

Poids spécifique : Poids spécifique du condensât est compris entre 0,7 à 0,8.

Point d'éclair : Son point d'éclair est inférieure à 40°C.

Limites d'inflammabilités : Il est très inflammable, car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilités sont approximativement : 1,4 et 7,6% (dans l'air).

- **Densité de vapeur :** Les vapeurs du condensât sont plus lourdes que l'air, la densité de ces vapeurs est de 3 à 4 fin plus grande que celle de l'air [7].
- **Explosivité et d'inflammabilités :** Le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à une température normale et pression normale, du fait qu'il n'est pas électro conducteur, une présente pas de danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage , filtration, chute, pulvérisation,...etc.

On devra faire attention car les vapeurs du condensât constituent un mélange gazeux explosif se répondant par terre du fait de sa densité plus élevée que celle de l'air [8].

Toxicité physiologique : Les vapeurs du condensât sont toxiques. Lorsqu'un Homme expose le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ce qui sera suivie de symptômes névropathies (étourdissement).

La victime peut éventuellement se mettre à crier, rire stupidement et finir à avoir du mal à marcher.

Lorsque la concentration des vapeurs du condensât est de l'ordre de 0,025%

à 0,05% volumique dans l'air, elles ne peuvent pas causer des symptômes sérieux, même après plusieurs heures d'inhalation [8].

- **Précautions hygiéniques :** Pour prévenir l'intoxication, on doit réaliser une ventilation convenable des locaux de travail et maintenir la concentration des vapeurs du condensât à moins de **300 ppm**.

III.8.3. Domaines d'utilisation du condensât :

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement stratégiques : le raffinage et la pétrochimie.

Elle confère à ce produit une valeur différente par secteur d'utilisation, qui représente en fait un coût d'opportunité par rapport à la charge classique dans une raffinerie ou un craqueur.

III.8.3.1. Utilisation du Condensât dans la pétrochimie :

La valorisation du condensât, se fait principalement dans le domaine de la pétrochimie où la demande est très importante

Il est principalement utilisé pour la production des oléfines par le vapocraquage

III.8.3.2. Utilisation du Condensât dans le raffinage :

Le condensât est utilisé dans la production des carburants notamment les essences, leurs prix de revient est plus bas que les essences produites à partir du pétrole brut car la séparation et la transformation du condensât sont moins coûteuses, et sa composition chimique riche en éléments légers.

Il est utilisé dans le procédé d'isomérisation pour produire l'essence, en transformant les normales paraffines en iso-paraffines qui ont un haut indice octane utilisé également dans le reforming catalytique [7].

**CHAPITRE IV : THEORIE
DES FOURS TUBULAIRE
ET PARTIE
TECHNOLOGIQUE**

Théorie Des Fours Tubulaire

IV.1. Généralités :

Les fours constituant un équipement clé pour l'industrie de raffinage et de la chimie de pétrole et doivent, grâce à leur conception, répondre aux exigences nombreuses émises par les utilisateurs comportant essentiellement une charge thermique déterminée, un rendement thermique minimum, un bon facteur de marche et une flexibilité d'opération satisfaisant avec le souci de respecter les impératifs de sécurité. Ces appareils élaborés doivent être conçus également en fonction de l'accroissement progressif de taille et d'une supervision confiée de plus en plus l'instrumentation automatique qui caractérise l'évolution technique de cette industrie de masse.

Les engineerings et fabrication de matériels consacrent par ailleurs, une part importante de leurs activités à l'étude et à la réalisation des fours destinés au traitement des hydrocarbures et des dérivés du pétrole. Qu'il s'agisse des tubes, des réfractaires, des brûleurs ou des charpentes métalliques, les choix à opérer sont nécessairement liés par la recherche de la satisfaction à un juste coût des demandes de l'industrie cliente.

Il apparaissait donc tout à fait opportun que soient confrontées préoccupation des utilisateurs avec celle des techniciens des bureaux d'études et des entreprises de fabrication de manière à établir un ensemble de normes qui puisse servir de guide reconnu par tous.

La place occupée par les fours, dans l'industrie pétrolière et pétrochimique est importante. En effet :

- La part d'investissement de ce matériel au sien d'une unité de production peut atteindre 20% du prix de revient de l'unité
- Les services imposés aux fours sont capitaux dans la bonne marche d'une unité. Ils doivent absorber toutes les variations de fonctionnement process (débit massique, débit calorifique) avec des combustibles aux caractéristiques variables.

Or, la moindre défaillance peut compromettre et voir même stopper la marche de l'unité avec toutes les conséquences que nous savons.

D'où, l'importance des problèmes posés par la conception, la construction, la conduite des fours.

Considérant que la réalisation et le fonctionnement de ceux-ci font appel à un grand nombre de discipline et pose de sérieux problèmes technologiques ; sachant également que l'évolution des techniques, des conditions d'exploitation et de la politique des prix conduisent vers une optimisation entre les investissements, la qualité du matériel et la sécurité de marche, l'idée nous est venue de nous pencher en profondeur sur les problèmes ainsi évoqués [11].

IV.2.Domaine d'utilisation des fours tubulaires :

Dans les plus part des utilisations de raffineries ou pétrochimie, l'apport de chaleur nécessaire au procédés mis en œuvre se fait par l'intermédiaire d'un four à chauffage direct dans lequel les calories produites par la combustion sont transmises par les mécanismes de la radiation, de la conduction et de la convection au fluide à réchauffer qui circule dans un serpentín tubulaire ou un faisceau de tubes, d'où le nom (**four Tubulaire**) que l'on donne à ce type d'appareil.

Les usages de ces fours sont multiples mais chaque cas nécessite une étude particulière dans le but de concevoir le four le plus économique et l mieux adapté aux conditions imposées [12].

On peut citer les exemples suivants :

IV.2.1. Réchauffage d'un fluide sans changement de phase :

C'est le cas par exemple, des fours à huile chaude placés sur un circuit alimentant plusieurs échangeurs où se fait le transfert des calories au procédés ; c'est encore le cas des fours de charge de certaines installation où il s'agit de porter le fluide à la température nécessaire pour obtenir une réaction chimique qui se produit dans une capacité extérieure au fours (réacteur) au présence ou non d'un catalyseur. Ou bien encore, il s'agit de réchauffage intermédiaire d'un fluide, au cours d'une réaction chimique sur catalyseur, entre les divers stades de la réaction, pour remonter la température. Des produits à un niveau convenable lorsque l'endothermicité de la réaction est importante.

IV.2.2. Réchauffage d'un fluide avec vaporisation simple (vaporisation partielle) :

C'est le cas de la plupart des fours de distillation (Fours de charge ou four de rebouillage en fond de la colonne).

Les fours de ce type sont d'ailleurs les nombreux et sont, en générale, ceux dont la capacité thermique est plus élevée.

IV.2.3. Réchauffage d'un fluide avec réaction chimique :

C'est le cas des fours de charge des unités de craquage catalytique et de reforming thermique.

Le produit est d'abord réchauffé jusqu'à la température de réaction, puis est maintenu à cette température un certain temps dans une section spéciale du faisceau appelée zone de soaking ou de naturation; où les calories transmises compensent celles absorbées par la réaction.

Dans certains cas, lorsque la réaction se fait en présence de catalyseur, celui est placé dans les tubes même du four. Il s'agit là de fours un peu particuliers qui sortent de cadre de notre étude [12].

IV.3. Constitution d'un four :

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

- Une zone de radiation, constituée essentiellement d'une chambre de combustion de combustion, dans les tubes est disposée. Les tubes sont jointifs, sont reliés entre eux par des coudes. La transmission de chaleur s'effectue principalement par radiation. Une fraction de l'échange se fait par convection entre les fumées et les tubes.

La température des fumées à la sortie de la zone de radiation, est élevée (**700 à 1200°C**) est donc le rendement est faible (de l'ordre de **50%** du pouvoir calorifique inférieur).

- Afin de récupérer la chaleur sensible des fumées, ces derniers circulent à vitesse élevée (parallèlement ou perpendiculairement) à travers un faisceau de tubes, où l'échange s'effectue principalement par convection, cette zone est par conséquent, qualifiée de section de convection.

Ces tubes peuvent être garnis d'ailettes ou d'aiguilles, afin d'augmenter la surface d'échange du côté des fumées, qui est en général le fluide présentant la résistance thermique la plus forte.

Le rendement d'un four avec une zone de convection, est bien étendu, supérieur à celui d'un four ne comportant qu'une zone de radiation.

- Une cheminée, qui a un rôle multiple, son premier but est l'évacuation des fumées dans l'atmosphère à une hauteur telle, qu'elles ne risquent pas de gêner le voisinage.

Mais la cheminée avec son tirage, met la chambre de combustion en dépression et provoque ainsi l'entrée de l'air nécessaire à la combustion par les volets d'air des brûleurs. Ses dimensions doivent donc être calculées pour obtenir ce tirage.

IV.4. Les différents types de fours :

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

IV.4.1. Les fours cylindriques verticaux :

La zone de radiation se présente sous la forme d'un cylindre à axe vertical. Les brûleurs sont placés sur la sole, à la base du cylindre.

Les brûleurs sont placés sur la sole, à la base du cylindre. La surface d'échange couvre les parois verticales et présentes donc une symétrie circulaire par rapport au groupe de chauffage.

IV.4.2. Les fours dits (boîtes) à tubes verticaux :

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

Parfois la chambre de combustion est divisée en plusieurs cellules, par des rangées de tubes parallèles à une des faces des parois latérales.

IV.4.3. Les fours dits (cabines) à tubes horizontaux :

Dans ces fours, la forme générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède, dans le plus grande longueur est horizontale. Les tubes sont placés horizontalement le long des parois latérales les plus longues. Dans ces fours, la forme générale de la zone de radiation est celle d'un parallélépipède. Les brûleurs sont situés sur la sole, la surface d'échange couvre les parois verticales latérales. Les brûleurs sont situés sur la sole, ou sur la partie inférieure des murs latéraux les plus longs, ou encore sur les murs d'extrémités ne recevant pas les tubes.

IV.4.4. Les fours à chauffage par murs radiants :

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

IV.4.5. Les fours à double chauffe :

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

Pour tous les types de fours cités ci-dessous, à l'exception des cas où les brûleurs sont en voûte, la zone de convection peut être située au dessus du four. La zone de convection peut également être placée le coté de la zone de radiation. Dans ce dernier cas des carneaux de fumées très chaudes assurent la liaison entre les deux zones.

Les tubes constituant la surface d'échange de la zone de radiation sont placés devant le garnissage réfractaire isolant de l'enveloppe. Un espace égal à environ un diamètre de tube est maintenu entre les tubes et cette paroi réfractaire. La chauffe du tube, bien qu'inégalement répartie, se fait sur toute la périphérie.

L'enveloppe du four n'est pas parfaitement étanche, notamment suite au vieillissement et au nombreux passage de tubes.

Pour des raisons de sécurités (four placé dans une atmosphère confinée) ou pour sauvegarde du matériel, l'intérieur du four est maintenu en dépression par rapport à l'air extérieur.

Cette dépression est, le plus souvent, obtenue par le tirage de la cheminée, ou quelquefois, par un ventilateur de tirage. Ces organes sont placés directement au-dessus de la zone de convection, ou au sol à la coté du four.

L'air de combustion est introduit dans les brûleurs, soit par la dépression régnant dans la chambre de combustion (brûleur à tirage naturel), soit à l'aide d'un ventilateur (tirage soufflé ou forcé.).

Pour assurer la combustion complète du combustible, un excès d'air, par rapport à la valeur stœchiométrique, doit être ajouté. Cet excès d'air dépend du brûleur, de la température de l'air de combustion et principalement du combustible [12].

Les valeurs d'excès d'air les plus couramment admises sont, en pour-cent de l'air stœchiométrique :

Tableau (IV.01) :des combustibles

Combustible	Air froid (20°C)	Air chaud (300°C)
Fuel oil	20-25	5-15
Gaz	10-15	5-10

Ces sont données obtenus du module IV, four H102.

Le choix d'un type de four dépend principalement des facteurs suivants :

- Nature de produit chauffé et condition de service (débit, température, pression).
- Drainabilité des faisceaux tubulaires.
- Présence ou non de catalyseur dans les tubes.
- Combustible.
- Encombrement
- Facilité de construction ou de transport.
- Coût pour une application donnée

La part d'investissement de ce matériel au sien d'une unité de production peut atteindre **20%** du prix de revient de l'unité.

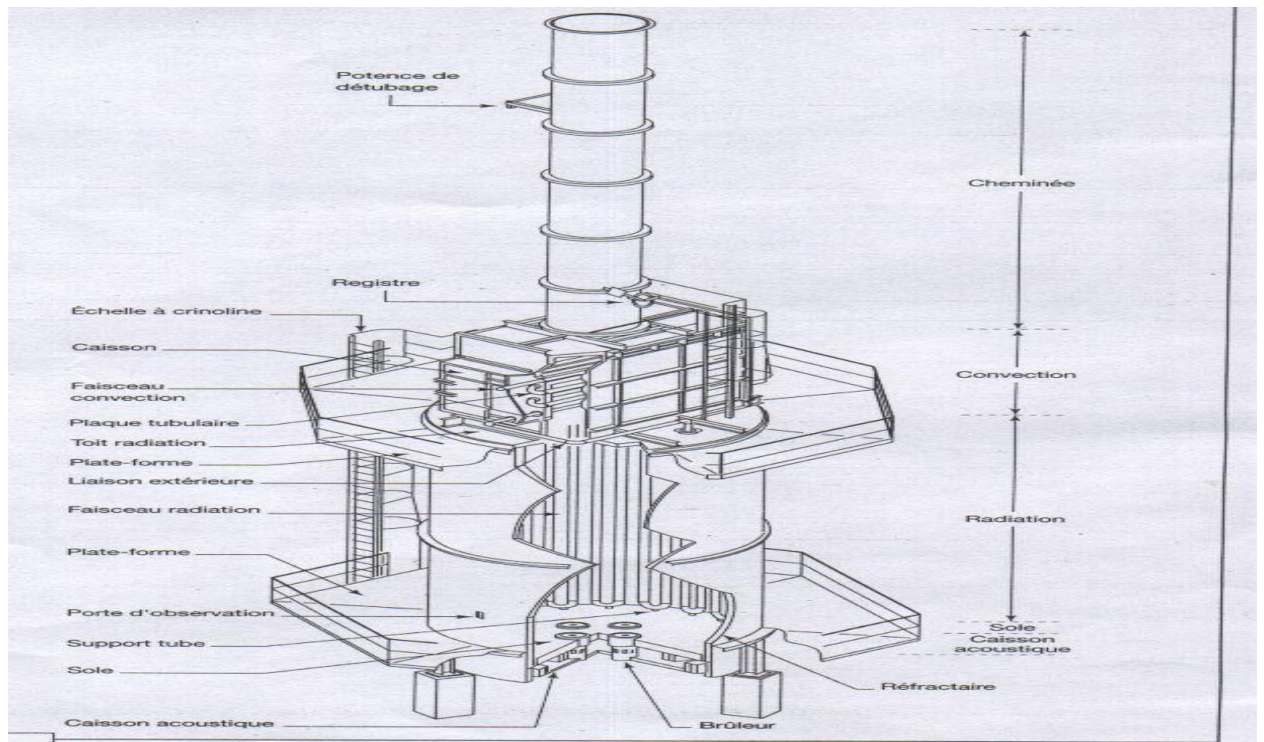


Figure (IV.1) : Vue d'un four horizontal (cabines).

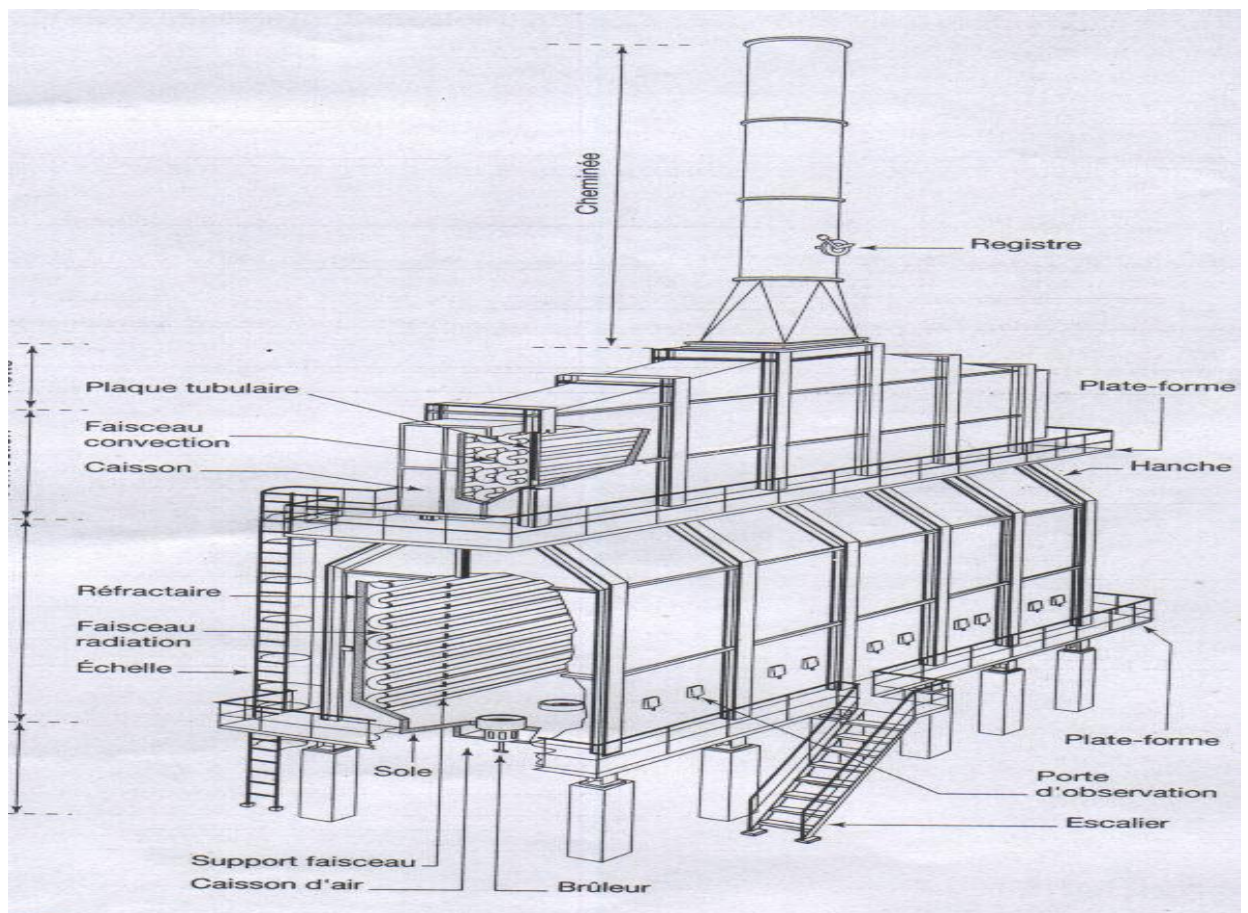


Figure (IV.2) : Vue d'un four verticale (boîtes)

IV.5. Rendement d'un four :

Les pertes de chaleur à travers les parois de four dépendent de l'épaisseur de la matière de garnissage réfractaire isolant. Les pertes sont faibles pour un garnissage isolant économiquement optimum, les pertes sont faibles. Pour un four d'une puissance de **10MW** ou plus, elles sont de **1 à 2%** du pouvoir calorifique inférieure.

Ces pertes sont plus importantes pour un petit four, car le rapport de la surface des parois de l'enveloppe, par rapport au volume de la chambre de radiation, diminue lorsque la taille du four augmente.

Les pertes de chaleur les plus importantes sont celles dues au rejet ç la cheminée des fumées chaudes. Celles-ci sont le résultat de deux facteur : le débit des fumées et leur température. Le débit des fumées s'accroît avec l'excès d'air. Il y a donc lieu de fonctionner avec un excès d'air aussi faible que possible; tout en veillant à obtenir une combustion complète sans imbrûlés plus important que le gain réalisé par la réaction de l'excès d'air.

Indépendamment de la perte due à la chaleur latente des imbrûlés, ceux-ci entraînent l'encrassement des surfaces d'échange et, par conséquent une élévation de la température des fumées qui persiste après le retour à un fonctionnement est imbrûlée.

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

IV.6. La combustion dans un four :

IV.6.1. Généralités :

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

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

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

IV.6.2. Définition de la chaleur de combustion :

On appelle (chaleur de combustion) à pression constante d'un corps simple ou d'un composé chimique défini le nombre de grandes calories dégagé par la combustion avec l'oxygène d'une partie de se combustible égale à une unité de masse. La combustion à lieu à la pression normale de **760mm** de **Hg** avec le combustible, l'oxygène, les fumées pris à la température initiale **0°C**, et l'eau produite par la combustion est totalement condensée.

IV.6.3. Réaction de combustion :

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

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

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

Les principales réactions des combustions neutres sont données dans le tableau, avec une température de référence de °C.

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

Tableau (IV.02) :des réaction de combustion

Combustible	Réaction de combustion	Eau vapeur (Kcal)	Eau liquide (Kcal)
C	$C + O_2 + 4N_2 \rightarrow CO_2 + 4N_2$	97,6	
C	$C + 1/2O_2 + 2N_2 \rightarrow CO + 2N_2$	29,4	
S ₂	$S_2 + 2 O_2 + 8N_2 \rightarrow 2SO_2 + 8N_2$	138,6	
S ₂	$S_2 + 3 O_2 + 12N_2 \rightarrow 2SO_3 + 12N_2$	183,6	
H ₂	$H_2 + 1/2 O_2 + 2N_2 \rightarrow H_2O + 2N_2$	58,2	69,1
CO	$CO + 1/2 O_2 + 2N_2 \rightarrow CO_2 + 2N_2$	68,2	
CH ₄	$CH_4 + 3O_2 + 12N_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 8N_2$	192,5	214,3
C ₂ H ₄	$C_2H_4 + 3O_2 + 12N_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O + 12N_2$	319,7	341,5
C ₂ H ₂	$C_2H_2 + 5/2O_2 + 10N_2 \rightarrow 2CO_2 + 2H_2O + 10N_2$	304,8	315,7
C ₆ H _{6gaz}	$C_6H_6 + 15/2O_2 + 30N_2 \rightarrow 6CO_2 + 3H_2O + 30N_2$	751,5	748,2
C ₄ H ₁₀	$C_4H_{10} + 13/2O_2 + 26N_2 \rightarrow 4CO_2 + 5H_2O + 26N_2$	625,7	680,2
C ₃ H ₈	$C_3H_8 + 5O_2 + 20N_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O + 20N_2$	485,1	528,7

C_2H_6	$C_2H_6 + 7/2O_2 + 14N_2 \rightarrow 3CO_2 + 3H_2O + 14N_2$	340,9	373,6
----------	---	-------	-------

Ces réactions sont obtenues du module IV, four H102.

IV.6.4. Composition théorique des fumées :

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

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

Tableau (IV.03) : des produit agressif.

Produits Agressif	M	N ^{bre} de moles	% Volumique	Poids (Kg/Kg)	Volume (Nm ³ /Kg)
CO ₂	44	n ₁	n ₁ /N	44n ₁ x 10 ⁻³	0,0224n ₁
SO ₂	64	n ₂	n ₂ /N	64n ₂ x 10 ⁻³	0,0224n ₂
N ₂	28	n ₃	n ₃ /N	28n ₃ x 10 ⁻³	0,0224n ₃
O ₂	32	n ₄	n ₄ /N	32n ₄ x 10 ⁻³	0,0224n ₄
H ₂ O	18	n ₅	n ₅ /N	18n ₅ x 10 ⁻³	0,0224n ₅
Total		N	100	Σ PM _i n _i	Σ 0,0224n _i

Ces données sont obtenues du module IV, four H102.

IV.6.4.1. Teneur théorique en produits agressifs :

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

Les principaux produits agressifs contenus dans les fumées produites par les combustibles utilisés sont le CO₂, le SO₂ et le NO.

IV.6.4.2. Pouvoir calorifique supérieur et inférieur :

On appelle pouvoir calorifique supérieur (PCS) la quantité de chaleur, exprimée en Kcal, dégagée par la combustion à pression constante de 760 mmHg de 1 Kg ou de 1 Nm³ d'un combustible à la température de (0°C), les produits de la combustion étant ramenés à la température de référence (0°C).

On appelle pouvoir calorifique inférieur (PCI) la quantité de chaleur, exprimée en Kcal, dégagée dans les mêmes conditions que le (PCS), mais en admettant que la vapeur provenant de la réaction de n'est pas condensée [12].

Partie Technologique

IV.6. Description du module procédure plant (MPP IV) :

IV.6.1. Introduction

Le module 4 est l'un des modules du champ de Hassi R'mel où on rencontre le gaz naturel et le pétrole brut.

IV.6.2. Description de la zone d'étude

Le module "4" est une usine de traitement du gaz selon le procédé HUDSON qui est caractérisé par l'utilisation du turbo-extendeur.

Le module 4 est une usine de traitement de gaz, elle se compose de trois groupes [13] :

➤ Trains :

- ❖ Unité 41 train A
- ❖ Unité 42 train B
- ❖ Unité 43 train C

Les trois trains sont identiques.

➤ Utilités :

Il regroupe les sections suivantes :

- ❖ Section traitement des eaux.
- ❖ Section air.
- ❖ Section gaz inerte.
- ❖ Section électricité.
- ❖ Section torche.
- ❖ Section vide.
- ❖ Section glycol.

Communs :

Il regroupe les sections suivantes :

- ❖ Section de recompression et de transfert du gaz.
- ❖ Section de stockage et de transfert du GPL et du condensât

IV.6.3.Description du processus

Le gaz brut en provenance des puits, va alimenter le manifold du module à travers des collecteurs de gaz. Le passage du gaz brut de la grande nourrice du manifold vers le ballon diffuseur D001, conduit à une répartition du gaz en trois lignes. Ces trois lignes vont alimenter les trois trains identiques du module et utilisant le Même appareillage. Le premier traitement consiste à abaisser la température du gaz brut à l'aide de l'aéroréfrigérant E101. Une première séparation (phase liquide-phase gaz) sera faite au niveau du ballon D101. La phase gaz sera refroidie au niveau des échangeurs de chaleurs E102 et E103. Ensuite subira une détente isenthalpique qui fera chuter sa pression à « 100 bars », et sa température à « -17°C ». La deuxième phase sera recueillie au niveau du séparateur D102, On obtient du gaz et du liquide. Le gaz à la sortie du D102 passera ensuite dans l'Expandeur où il subira une détente qui abaissant sa pression à « 64 bars », et sa température à « -37°C ». L'énergie libérée dans l'Expandeur, servira à entrainer un compresseur de K101 qui va comprimer le gaz sec avant de l'envoyer dans la ligne d'expédition. Le liquide du D101 passe dans le séparateur D105 où le gaz est envoyé à la recompression et l'expédition, et le liquide alimente le Déthaniseur après un préchauffage au niveau de l'échangeur de chaleur E104. Le liquide du D104 passe à travers un échangeur pour alimenter le Déthaniseur. Les gaz de D104 et D107 se mélangent passent à travers l'échangeur E103 pour aller vers la recompression et l'expédition. Les gaz du tété du Déthaniseur C101 sont partiellement condensés dans l'échangeur de reflux E106. Les liquides de fond de C101 chauffés dans le rebouilleur H101, après avoir été pompés par les pompes P101 (A/B), et réinjecter dans C101 (distillation, élimination des C1 et C2 entraînés par les hydrocarbures liquides). Le condensat est dirigé vers le Débuthaniseur C102 où il y a récupération de GPL

Dont une partie est utilisée comme reflux du Débuthaniseur. Le condensat de fond sera refroidi au niveau d'un échangeur pour être expédié vers CSTF [15].

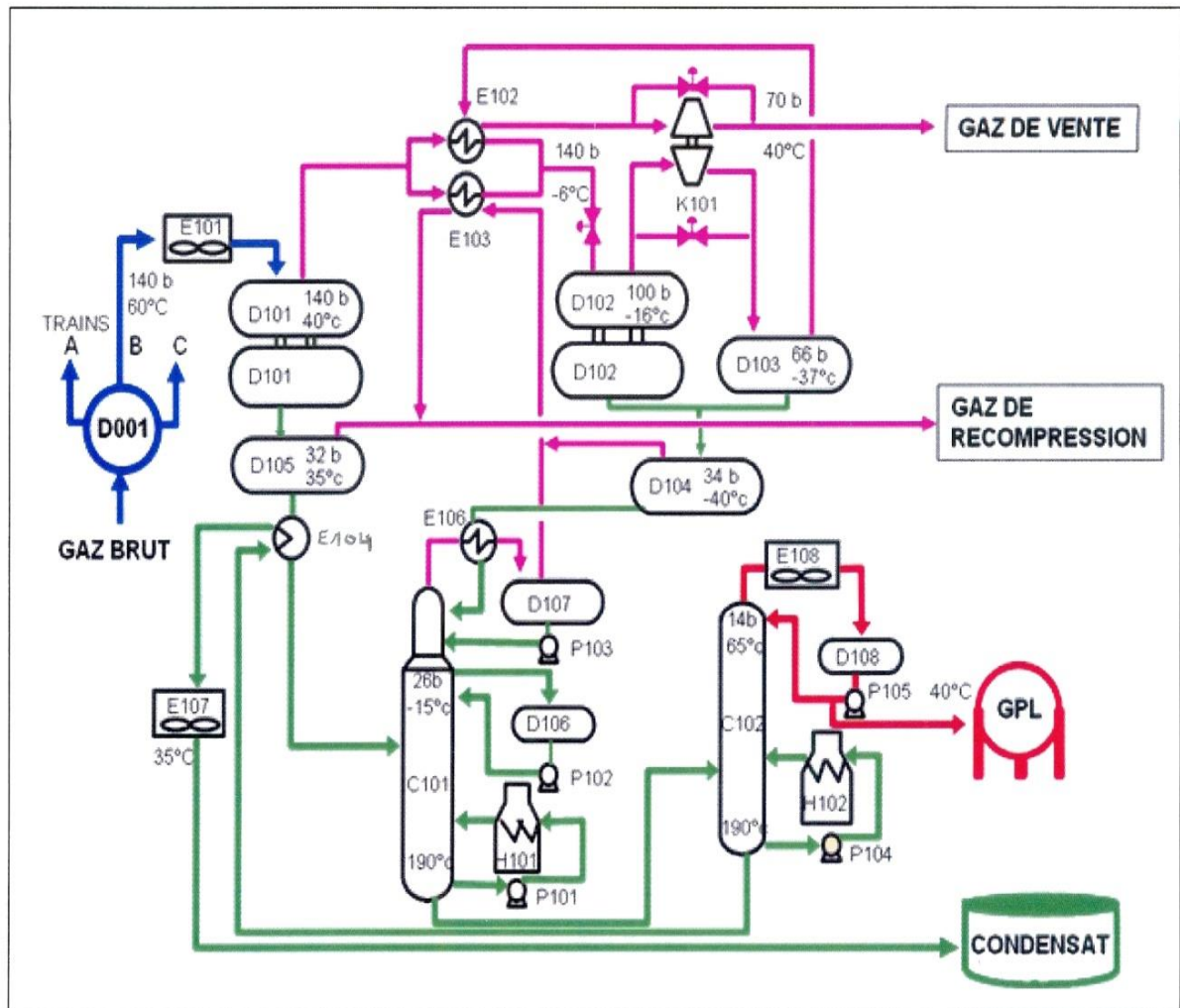


Figure (IV.11) : simplifié de procédé de HUDSON [15].

PARTIE CALCUL

V.1.Présentation du Problème :

Compte tenu de la constatation de la chute considérable de la pression dans les gisements, la variation de la composition de la charge, notamment la diminution de la richesse en hydrocarbure liquide.

Une unité de **BOOSTING** a été installée, afin de régler le problème de chute de pression.

Cette unité a favorisé l'augmentation de la pression de 93 Kg/cm² à 120 Kg/cm².

La variation de la composition de la charge provoque le changement du paramètre d'exploitation des équipements.

Dans cet ordre d'idées, il nous a été donné de pencher la réalisation de notre étude vers **l'optimisation de la consommation en fuel gaz de four (H102)**.

Actuellement la consommation d'élevé à **15%** de la consommation totale de fuel gaz dans le module IV.

Notre projet a été réalisé et adopté par logiciel de simulation permettant de nous donner des résultats approchés.

Cette initiative consiste à agir sur le taux de reflux froid qui est en relation directe avec le taux de rebouillage et qui est impérativement en rapport avec le débit du fuel consommé.

La réduction de la consommation d'énergie s'inscrit dans les objectifs de la baisse du coût d'exploitation de l'entreprise.

V.2.Partie de simulation

V.2.1 Introduction sur la simulation :

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet déduire le comportement du système physique analysé. Un modèle n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système analysé. Il existe plusieurs types de modèle d'un système physique : allant du modèle de représentation qui ne s'appuie que sur des relations mathématiques traduisant les grandes caractéristiques de son fonctionnement, jusqu'au modèle de connaissance complexe issu de l'écriture des lois physiques régissant les phénomènes mis en jeu. Le choix du type de modèle dépend principalement des objectifs poursuivis.

Les simulateurs de procédés chimiques utilisés classiquement dans l'industrie chimique ou para-chimique, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques. ... et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation). Pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires.

Les simulateurs disponibles pour la conception des nouvelles unités ou pour l'optimisation des procédés réels sont : ASPEN PLUS (Aspen Technologies), DESIGN II (de Winsin), PRO-II (Simulation Sciences), HYSIS (Hyprotech).

Le logiciel de simulation HYSIS, a été développé par société canadienne HYPROTECH, est spécifique pour les procédés de génie chimique, séparation bi et triphasiques, la distillation et la transformation chimique.

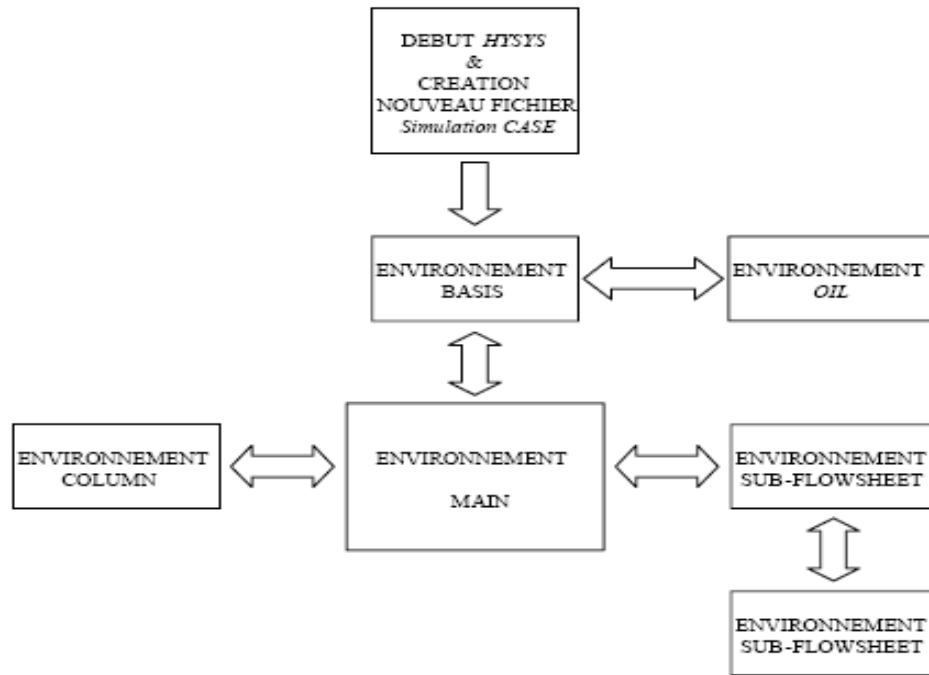


Figure (V.01) : Environnements de développement dans HYSYS.

V.2.2. Choix du modèle thermodynamique :

Le logiciel de simulation HYSIS, fait appel à des modèles thermodynamiques pour le calcul des propriétés physico-chimiques des fluides hydrocarbures et les équilibres liquide-vapeur. Ces modèles thermodynamiques sont basés sur des équations d'état qui sont des expressions analytiques reliant la température, la pression et le volume d'un système.

Parmi les équations d'états les plus utilisées on peut citer :

- l'équation de VAN DER WAALS (1873)
- l'équation de PATEL –TEJA (1891)
- l'équation de REDLICH-KWONG (1949)
- l'équation de SOAVE-REDLCH – KWONG SRK (1972)

Pour le choix d'un modèle adéquat. On a fait une simulation pour la vérification du cas design en utilisant un modèle thermodynamique de **Peng Robinson** car c'est la plus utilisée dans les équilibres liquides vapeur.

V.2.3. Vérification du cas design par simulation :

V.2.3.1. Données d'exploitation de la section débutaniseur :

Un désigne a été redéfini pour toute l'unité debutaniseur par la société constructrice de la compagnie JGC.

Les données d'exploitation de la section debutaniseur pour le cas du design, sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau (V.01) : Données désigne de fonctionnement de la colonne (debutaniseur).

Paramètres	Alimentation	Vapeur de tête	Produit de fond	Sortie Ballon de reflux	reflux
Débit (Kg/h)	201490	146220	164430	146220	109160
Température (°C)	159.1	72.1	212	57.6	57.6
Pression (Kg/ cm²)	14.74	14.26	14.74	14.06	14.06

La colonne de débutaniseur C 102 contient 32 plateaux à clapets

- la charge (produit de fond de déthaniseur), aliment la colonne au niveau du 21 Plateau.
- la colonne fonctionne avec une efficacité de 70%

Tableau (V.02) : Données de dimensionnement de la colonne C 102
(Debutaniseur).

Dimensionnement de la colonne	N° de plateaux	Type de plateaux	Diamètre (m)	Nombre de passe	Espacement entre plateaux(m)	Efficacité
Colonne	32	Clapets	2.5	01	0.60	0.70

Tableau (V.03) : la comparaison entre cas design réel et cas désigne simulé.

Paramètre	Cas design réel	Cas design simulé (HYSIS)
Température de tête (°C)	72.1	69.76
Température de fond (°C)	212	210.9
Pression de tête (bar)	14.26	14.26
Pression de fond (bar)	14.74	14.74
Reflux froid (Kg/h)	109160	109300
Reflux chaud (Kg/h)	121082	121000
Distillat (Kg/h)	37060	37110
Résidu (Kg/h)	164430	164300
Nombre d'étage	32	32
quantité de chaleur Q_C (Kcal/h)	1.1×10^7	1.08×10^7
quantité de chaleur Q_R (Kcal/h)	1.21×10^7	1.20×10^7
Température de ballon (°C)	57.6	59.28

Tableau (V.04) : composition des produits.

Composant	Cas design réel			Cas design simulé	
	Alimentation	Distillat	Résidu	Distillat	Résidu
N2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CO2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
CH4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
C2H6	0.0009	0.0028	0.0000	0.0027	0.0000
C3H8	0.1772	0.5329	0.00025	0.5352	0.0002
iC4H10	0.0626	0.1725	0.0084	0.1743	0.0074
nC4H10	0.1302	0.2895	0.0516	0.2872	0.0526
iC5H12	0.0507	0.0008	0.0753	0.0005	0.0755
nC5H12	0.0723	0.0001	0.1079	0.0001	0.1080
C6H14	0.0964	0.0000	0.1440	0.0000	0.1441
C7H16	0.0938	0.0000	0.1401	0.0000	0.1402
C8H18	0.0759	0.0000	0.1133	0.0000	0.1134
C9H20	0.0625	0.0000	0.0934	0.0000	0.0934
C10H22	0.0456	0.0000	0.0682	0.0000	0.0681
C11H24	0.0355	0.0000	0.0530	0.0000	0.0531
C12H26	0.0964	0.0000	0.1440	0.0000	0.1441
Σ	1.0000	0.9986	0.9994	1.0000	1.0001

D'après ces tableaux on tire les remarques suivantes :

- Les paramètres dans le cas simulé sont presque les mêmes à celles du design.
- .
- Le modèle thermodynamique **Peng Robinson** donne des résultats les plus proches des valeurs réelles du design.

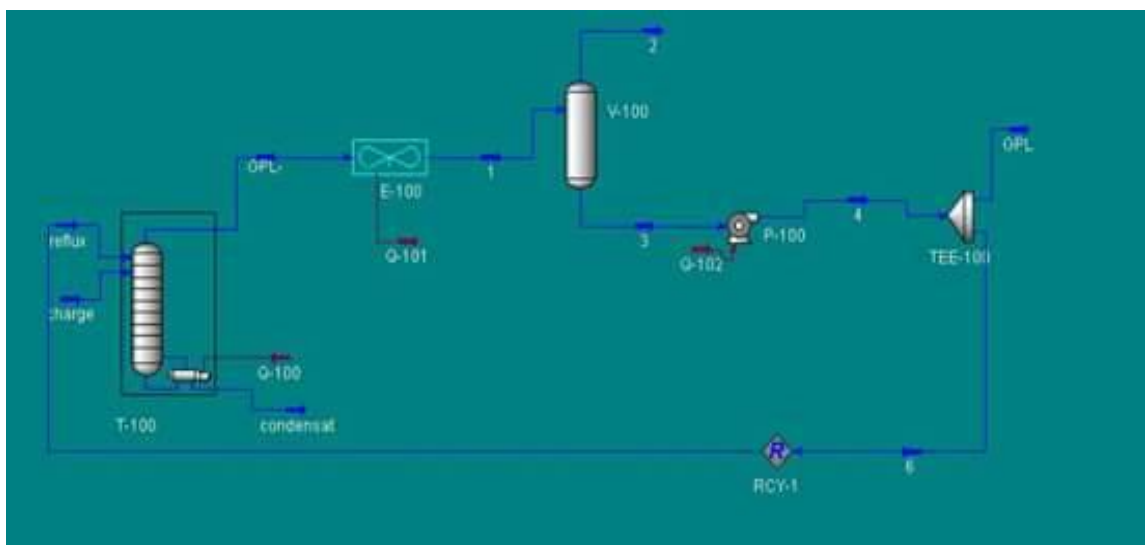


Figure (V.02) : schéma obtenu par le simulateur hysys.

V.3.Partie d'optimisation

V.3.1. Introduction :

L'unité de débutaniseur est conçue pour produire du **GPL** et du **CONDENSAT**.

Une étude d'optimisation des paramètres de fonctionnement a été faite afin de répondre aux intérêts du producteur, qui comporte :

- L'influence de l'augmentation de taux de reflux sur les différents paramètres de fonctionnement de la colonne et produit (quantité de chaleur de condenseur et de rebouilleur, la température, tension de vapeur Reid, concentration des compositions du produit).
- L'influence du taux de rebouillage sur ces mêmes paramètres.

V.3.2. Optimisation :

A partir de la vérification de design par simulateur, on dit que ce simulateur est en bon fonctionnement.

➤ Données de départ

- Le débit d'alimentation : **1348 Kmol/h**
- Température d'alimentation : **128°C**
- Pression d'alimentation : **15.72 bar**

Tableau (V.05) : la composition actuelle de la charge du débutaniseur C102 :

Composant	Fraction molaire X'L, i
CH4	0.0022
C2H6	0.0054
C3H8	0.2573
iC4H10	0.0935
nC4H10	0.1455
iC5H12	0.0869
nC5H12	0.0981
C6H14	0.0588
C7H16	0.0616
C8H18	0.0604
C9H20	0.0348
C10H22	0.0955
Σ	1.0000

V.3.3. Optimisation du taux de reflux et du taux de rébouillage :

Actuellement, la colonne de débutaniseur C102 produit le GPL et le CONDENSAT avec une consommation élevée de fuel gaz au niveau du four H102. Ce qui nous a amené à faire une étude pour réduire la consommation du fuel gaz, on faisant varier le taux de reflux et le taux de rebouillage.

Pour cette étude on procède comme suit :

- On fixe les données de fonctionnement de la colonne et la composition de la charge du cas actuel.
- On fixe chaque fois le taux du reflux et on fait varier le taux de rebouillage (option **add spec** dans le simulateur).
- On vérifie et on remarque à chaque fois le fonctionnement de la colonne (quantités de chaleur dans le rebouilleur et dans le condenseur, tvr, %C2⁻, %C5⁺, la température de fond).

Les résultats de cette étude sont représentés dans les tableaux suivant :

Tableau (V.06) : Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.

Taux de rebouillage	%C2 ⁻	%C5 ⁺	TVR (psia)	Q _C ×10 ⁶ (Kcal/h)	Q _R ×10 ⁶ (Kcal/h)	T de fond(°C)
1.3	1.60	0.16	9.91	7.13	7.22	167.4
1.4	1.56	0.23	9.07	7.32	7.51	171
1.5	1.53	0.44	8.32	7.50	7.78	174.5
1.6	1.51	1.28	7.76	7.72	8.07	177.2
1.7	1.47	2.66	7.33	8.01	8.39	179.3
1.8	1.44	4.05	6.97	8.30	8.71	181.1

Tableau (V.07) : Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.3.

Taux de rebouillage	%C2 ⁻	%C5 ⁺	TVR (psia)	Q _C ×10 ⁶ (Kcal/h)	Q _R ×10 ⁶ (Kcal/h)	T de fond(°C)
1.3	1.66	0.05	11.06	7.54	7.50	162
1.4	1.62	0.06	10.17	7.76	7.82	165.5
1.5	1.58	0.08	9.35	7.95	8.12	169
1.6	1.55	0.12	8.61	8.13	8.38	172.4
1.7	1.52	0.28	7.96	8.31	8.64	175.6
1.8	1.49	1.36	7.51	8.56	8.94	177.8

Tableau (V.08): Résultat d'optimisation du taux de reflux =2.5.

Taux de rebouillage	%C2 ⁻	%C5 ⁺	TVR (psia)	Q _C ×10 ⁶ (Kcal/h)	Q _R ×10 ⁶ (Kcal/h)	T de fond(°C)
1.3	1.70	0.03	11.80	7.78	7.66	158.9
1.4	1.65	0.03	10.89	8.03	8.07	162.2
1.5	1.62	0.04	10.06	8.25	8.33	165.5
1.6	1.58	0.05	9.29	8.45	8.61	168.8
1.7	1.55	0.07	8.59	8.62	8.88	172.1
1.8	1.52	0.17	7.95	8.79	9.13	175.3

D'après ces tableaux, on note :

- A chaque fois qu'on augmente le taux de reflux et on augmente le taux de rebouillage, on constate l'augmentation de :
 - Pourcentage de C5⁺.
 - Quantité de chaleur dans le condenseur.
 - Quantité de chaleur dans le rebouilleur et température de fond.

En plus de ces remarques, on a constaté la diminution de pourcentage de C2⁻, tension de vapeur Reid (TVR).

Compte tenu de ces remarques on a observé l'influence du taux de reflux et du taux de rebouillage.

Sur ce on développe la relation entre le taux de rebouillage et le taux de reflux (2- 2.3- 2.5) avec chaque paramètre.

Ci après les tableaux explicatifs :

Tableau (V.09) : Résultats de la quantité de chaleur du rebouilleur en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).

Taux de rebouillage	Q _R ×10 ⁶ à r _f =2 (kcal/h)	Q _R ×10 ⁶ à r _f =2.3 (kcal/h)	Q _R ×10 ⁶ à r _f =2.5 (kcal/h)
1.3	7.22	7.50	7.66
1.4	7.51	7.82	8.01
1.5	7.78	8.12	8.33
1.6	8.07	8.38	8.61
1.7	8.39	8.64	8.88
1.8	8.71	8.94	9.13

Tableau (V.10) : Résultats de la TVR en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).

Taux de rebouillage	TVR à $r_f=2$ (psia)	TVR à $r_f=2.3$ (psia)	TVR à $r_f=2.5$ (psia)
1.3	9.91	11.06	11.80
1.4	9.07	10.17	10.89
1.5	8.32	9.35	10.06
1.6	7.76	8.61	9.29
1.7	7.33	7.96	8.59
1.8	6.97	7.51	7.95

Tableau (V.11) : Résultats de la %C2⁻ en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).

Taux de rebouillage	%C2 ⁻ à $r_f=2$	%C2 ⁻ à $r_f=2.3$	%C2 ⁻ à $r_f=2.5$
1.3	1.60	1.66	1.70
1.4	1.56	1.62	1.65
1.5	1.53	1.58	1.62
1.6	1.51	1.55	1.58
1.7	1.47	1.52	1.55
1.8	1.44	1.49	1.52

Tableau (V.12) : Résultats de la %C5⁺ en fonction de taux de rebouillage à taux de reflux= (2, 2.3, 2.5).

Taux de rebouillage	%C5 ⁺ à $r_f=2$	%C5 ⁺ à $r_f=2.3$	%C5 ⁺ à $r_f=2.5$
1.3	0.16	0.05	0.03
1.4	0.23	0.06	0.03
1.5	0.44	0.08	0.04
1.6	1.28	0.12	0.05
1.7	2.66	0.28	0.07
1.8	4.05	1.36	0.17

Ces tableaux sont représentés sur graphique suivant :

V.3.4. Représentation des profils :

V.3.4.1. Représentation de profil de la quantité de chaleur dans le rebouilleur :

La figure (V.03) représente le profil de l'énergie de chauffage Q_R en fonction de taux de rebouillage pour trois valeurs de taux de reflux (2, 2.3, 2.5).

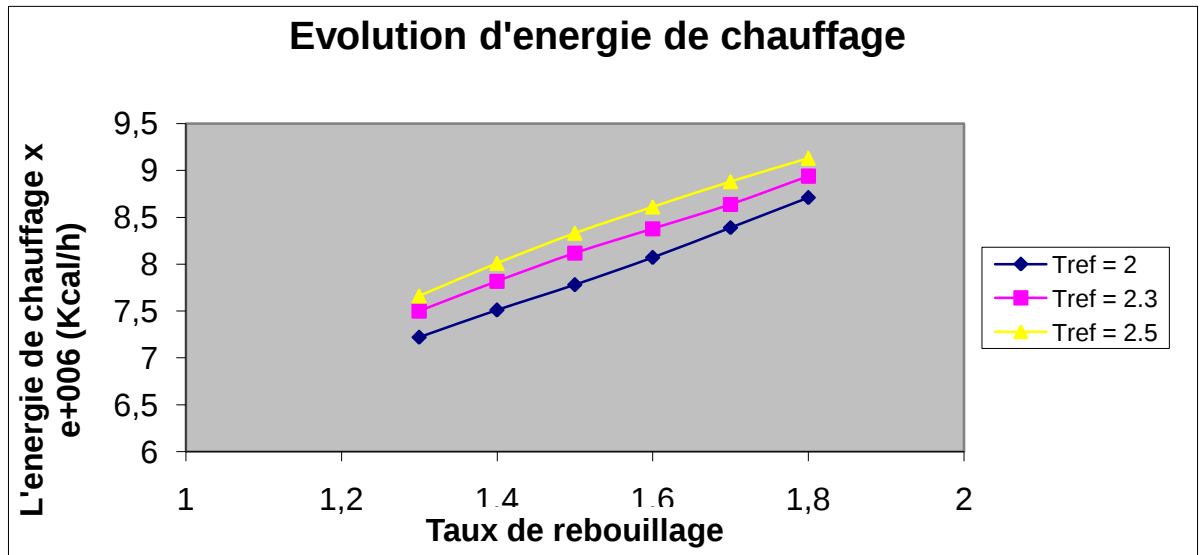


Figure (V.03) : profil d'évolution de l'énergie de chauffage pour rf = (2, 2.3, 2.5).

Cette figure montre que l'énergie de chauffage augmente avec la croissance du taux de rebouillage et du taux de reflux.

L'ors qu'on augmente le débit de rebouillage et de reflux, il faut augmenté la quantité de chaleur QR pour son chauffage.

V.3.4.2. Représentation de profil de TVR :

La figure (V.04) représente le profil de tension de vapeur Reid (TVR) en fonction de taux de rebouillage pour trois valeurs de taux de reflux (2, 2.3, 2.5).

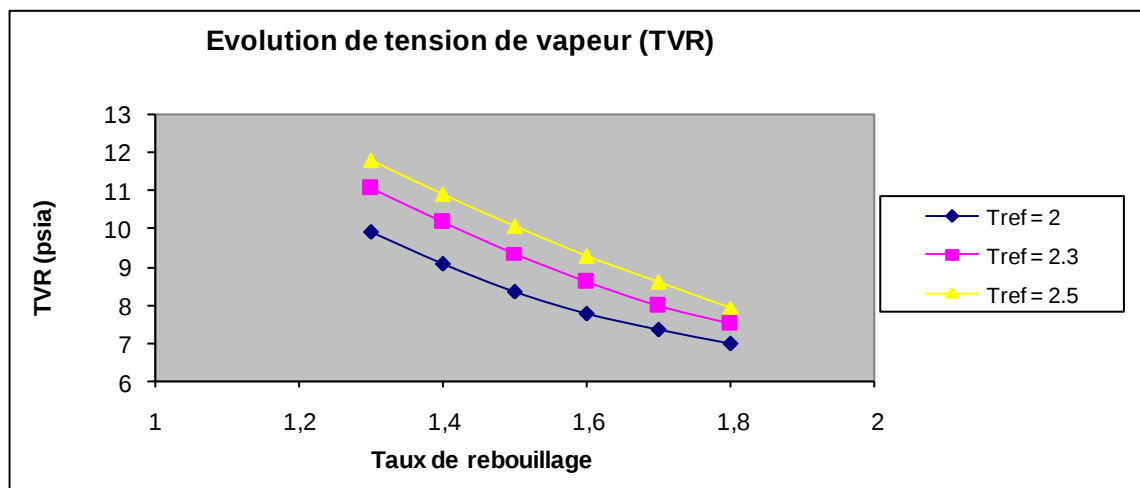


Figure (V.04) : profil de TVR en fonction de rb pour rf = (2, 2.3, 2.5).

Cette figure montre que la tension de vapeur Reid (TVR) baisse sous l'augmentation du taux de rebouillage, sous l'effet de la montée des éléments légers contenus dans le résidu (condensât).

V.3.4.3. Représentation de profil de %C2⁻ :

La figure (V.05) représente le profil de %C2⁻ en fonction du taux de rebouillage pour trois valeurs du taux de reflux (2, 2.3, 2.5).

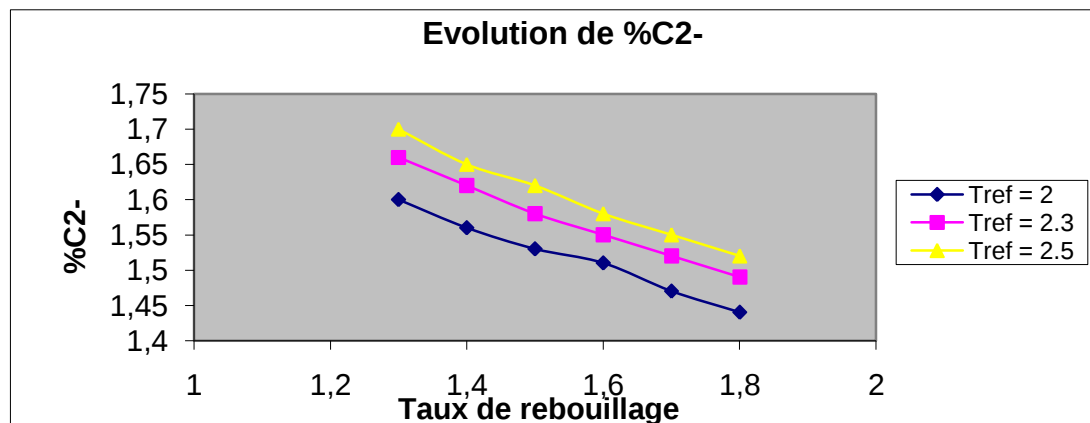


Figure (V.05): profil de %C2⁻ en fonction de rb pour rf = (2, 2.3, 2.5).

Cette figure explique que le pourcentage de C2⁻ diminue avec la croissance du taux de rebouillage, à cause de l'augmentation de la concentration des éléments lourds (n butane, i pentane) dans le GPL.

V.3.4.4. Représentation de profil de %C5⁺ :

La figure (V.06) représente le profil de %C5⁺ en fonction du taux de rebouillage pour trois valeurs du taux de reflux (2, 2.3, 2.5).

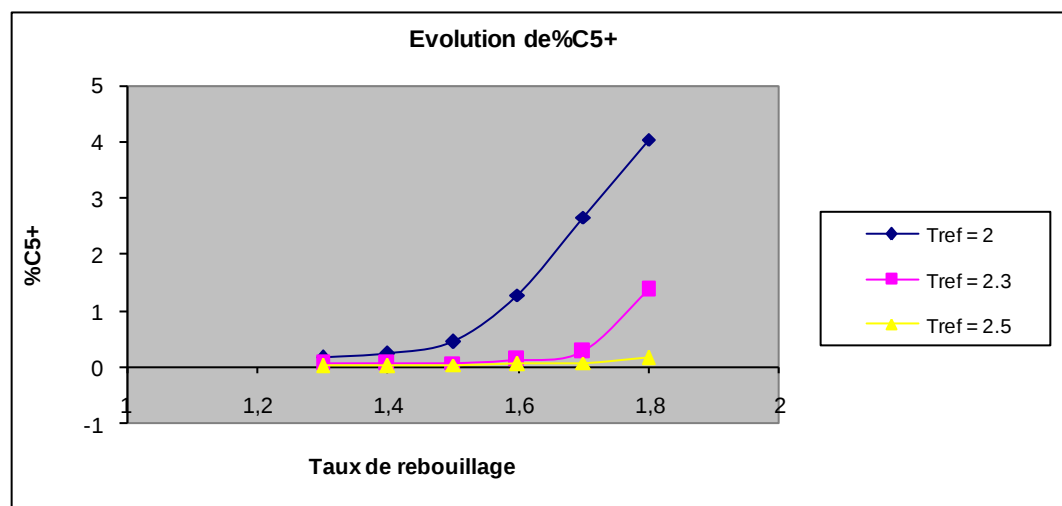


Figure (V.06) : profil d'évolution de %C5⁺ pour rf = (2, 2.3, 2.5).

Cette figure montre que le pourcentage de C5+ augmente avec la croissance

du taux de rebouillage, à cause du réchauffement du résidu (la croissance du taux de rebouillage), on constate l'apparition des éléments lourds dans le distillat.

NB : r_b = taux de rebouillage

$T_{ref} = r_f$ = taux de reflux

V.3.5. Calcul du débit de fuel gaz a optimisé:

Dans la figure(V.03), on prend l'énergie de chauffage optimal correspondant aux normes spécifiques des produits (GPL et CONDENSAT).

➤ Spécifications du GPL :

Teneur en C2- : 3 % mol (max).

Teneur en C5+: 0.4 % mol (max).

➤ Spécification du condensat:

- Tension de vapeur Reid (TVR) ≤ 10 psia.

L'énergie de chauffage optimal (Q_R) = 7.22×10^6 Kcal/h à :

- Taux de rebouillage = **1.3 (mass)**.
- Taux de reflux = **2 (mass)**.

Les spécification du GPL et CONDENSAT de ce cas :

- Teneur en C2⁻ = **1.60 % mol**.
- Teneur en C5⁺ = **0.16 % mol**.
- Tension de vapeur Reid (TVR) = **9.91 psia**.

Actuellement le pouvoir calorifique supérieure (PCS) du fuel gaz = **9302 Kcal/Nm³**.

$$1\text{m}^3 \longrightarrow 9302 \text{ Kcal}$$

$$X \longrightarrow 7.22 \times 10^6 \text{ Kcal/h}$$

$$X = \frac{7.22 \times 10^6 \times 1}{9302} = 776.17 \text{ Nm}^3 / \text{h}$$

Le débit du fuel gaz au niveau de four (H102) de train A = **776.17 Nm³/h**

V.3.6. Comparaison :

Tableau (V.14) : Comparaison entre les paramètres.

Paramètres	Valeurs actuelles	Valeurs optimisés
Température de tête (°C)	71.78	71.57
Reflux froid (T/h)	40.00	69.9

Température du fond(°C)	189.5	167.4
Reflux chaud (T/h)	80.00	89.88
GPL produit (T/h)	29.86	31.95
Condensât produit (T/h)	70.9	70.6
Température sortie four °C	212.41	192.3
Débit du fuel gaz (Nm ³ /h)	968.40	776.17

➤ **Interprétation des résultats :**

D'après les résultats obtenus et en comparaison avec ceux du fonctionnement actuel de four **H102** on a disposé un gain en énergie consommé dû à la diminution de la consommation en fuel gaz.

V.3.7. Présentation des profils de la colonne de débutaniseur avec comparaison entre design et optimisation :

V.3.7.1. Profils des débits liquide – vapeur :

Les figures (V.07), (V.08) : montrent que les profils des débits molaires liquide et vapeur dans les deux cas (optimisation et design) présentent une stabilité dans la colonne : avant et après le plateau d'alimentation ; les lignes parallèles expliquent l'équilibre liquide – vapeur dans chaque plateau, il reste à remarquer une rupture du profil au niveau du plateau d'alimentation (14^{ème} plateau) qui est dû aux conditions d'entrée de la charge.

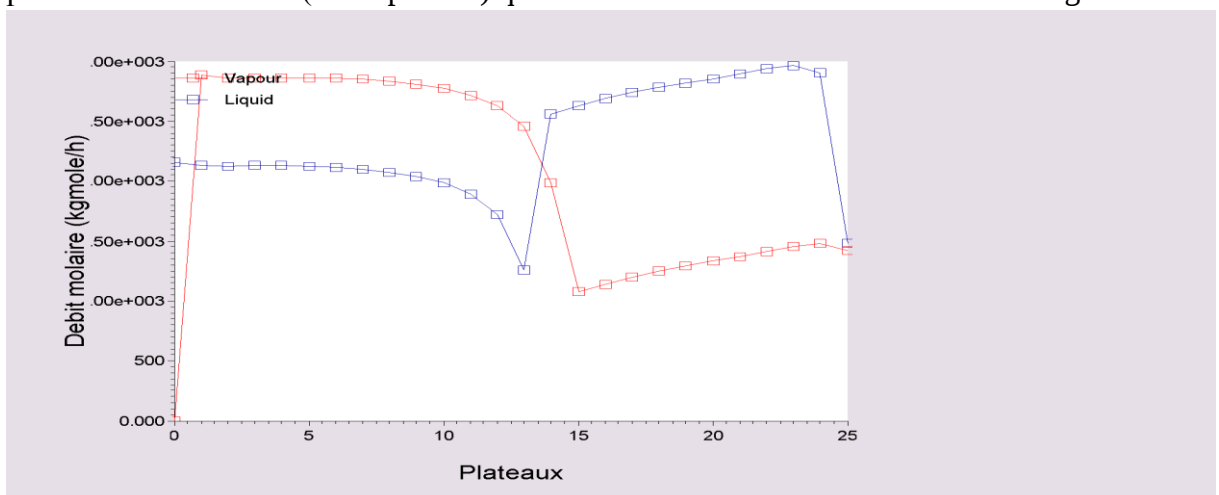


Figure (V.07) : profil des débits liquide – vapeur dans la colonne (cas design).

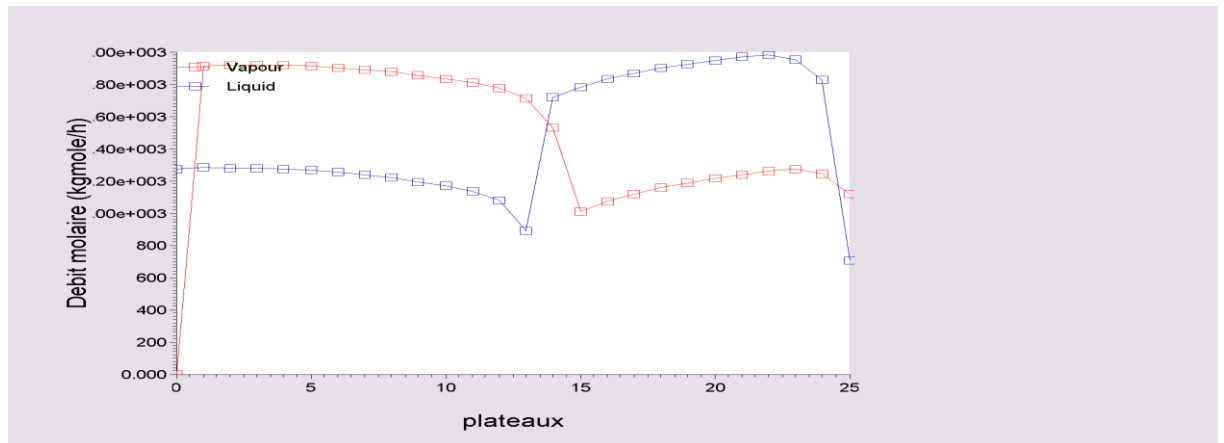


Figure (V.08): profil des débits liquide – vapeur dans la colonne (cas optimisation).

V.3.7.2. Profil de température :

Les figures (V.09), (V.10) : montrent que le profil de température dans les deux cas (design et optimisation) présente une évolution normale le long de la colonne sauf une présence d'un pic qui est remarqué au niveau du plateau d'alimentation, ce pic s'explique par la différence entre la température d'alimentation et celle du plateau.

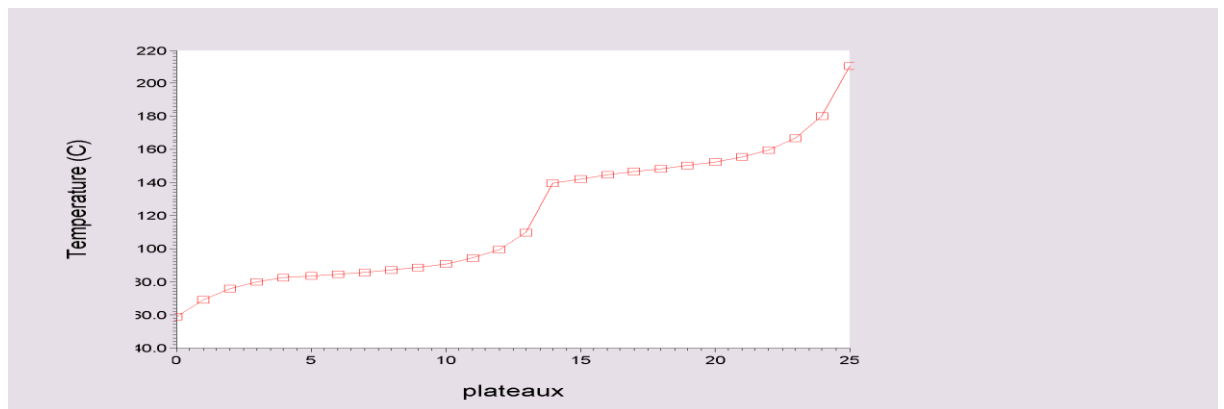


Figure (V.09) : profil de température dans la colonne (cas design).

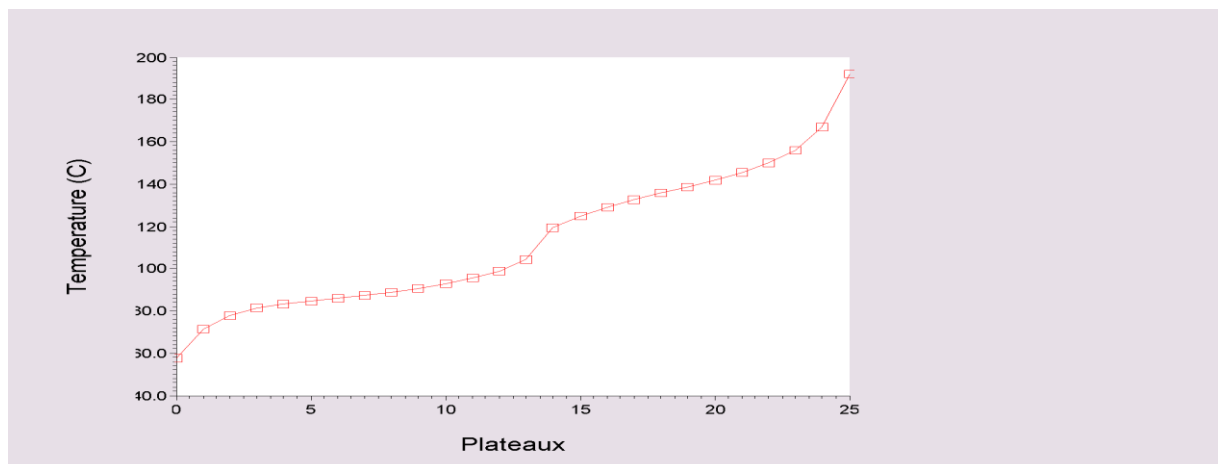


Figure (V.10) : profil de température dans la colonne (cas optimisation).

V.3.7.3. Profil de pression :

Les figures (V.11),(V.12) : montrent que le profil de pression design et optimisation présente une évolution normale le long de la colonne (augmentation de la pression du 1^{er} plateau en tête, jusqu' au dernier plateau de fond).On note qu'il y a une différence entre la pression du design et celle optimisation due au changement des données d'exploitation de la colonne.

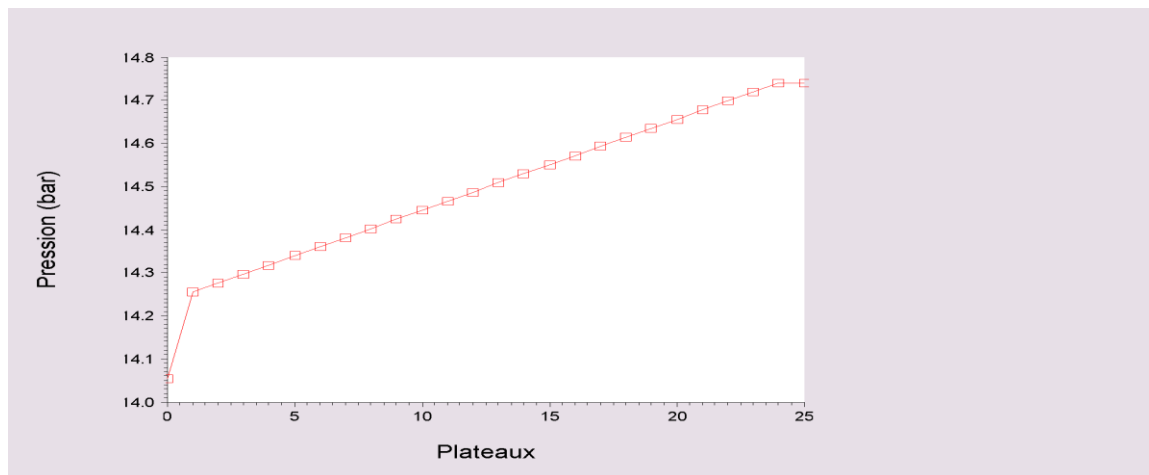


Figure (V.11) : profil de pression dans la colonne (cas design).

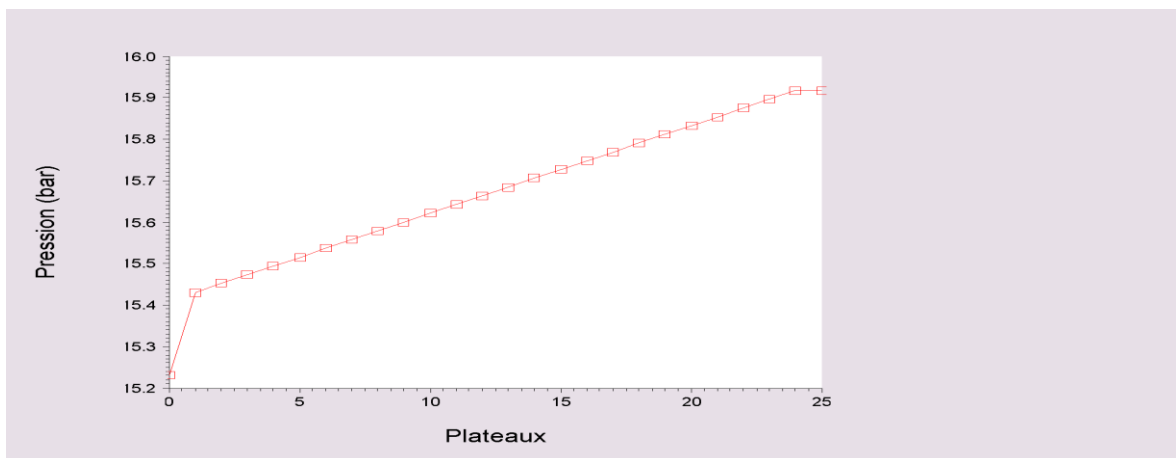


Figure (V.12) : profil de pression dans la colonne (cas optimisation).

Remarque :

La vérification des données du design et celle d'optimisation est faite, on utilisant le modèle thermodynamique de **PENG ROBINSON** par le simulateur **HYSIS**, qui donne des résultats proches du design.

CONCLUSION

CONCLUSION

La grande préoccupation de la SONATRACH est de maîtriser les dépenses et de réduire le coût de l'exploitation de sa production, qui ont une grande influence sur la productivité des installations du gaz traité.

A cet égard, nous avons orienté notre étude sur "L'OPTIMISATION" de la consommation du fuel gaz au niveau du four H 102 du module IV de HASSI R'MEL.

Vis à vis des résultats obtenus et ainsi en comparaison avec ceux du fonctionnement actuel de la section de stabilisation ; on conclue que :

- Le gain en énergie consommée dû à la diminution de la consommation en fuel gaz.
- L'augmentation considérable de la production en GPL et en gaz traité a été favorisée par l'installation du module IV, qui en plus pourvoit actuellement a ces propres besoins énergétique.
- La réduction du fuel gaz utilisés, permettant ainsi la prolongation de durée de vie du four.

ANNEXES

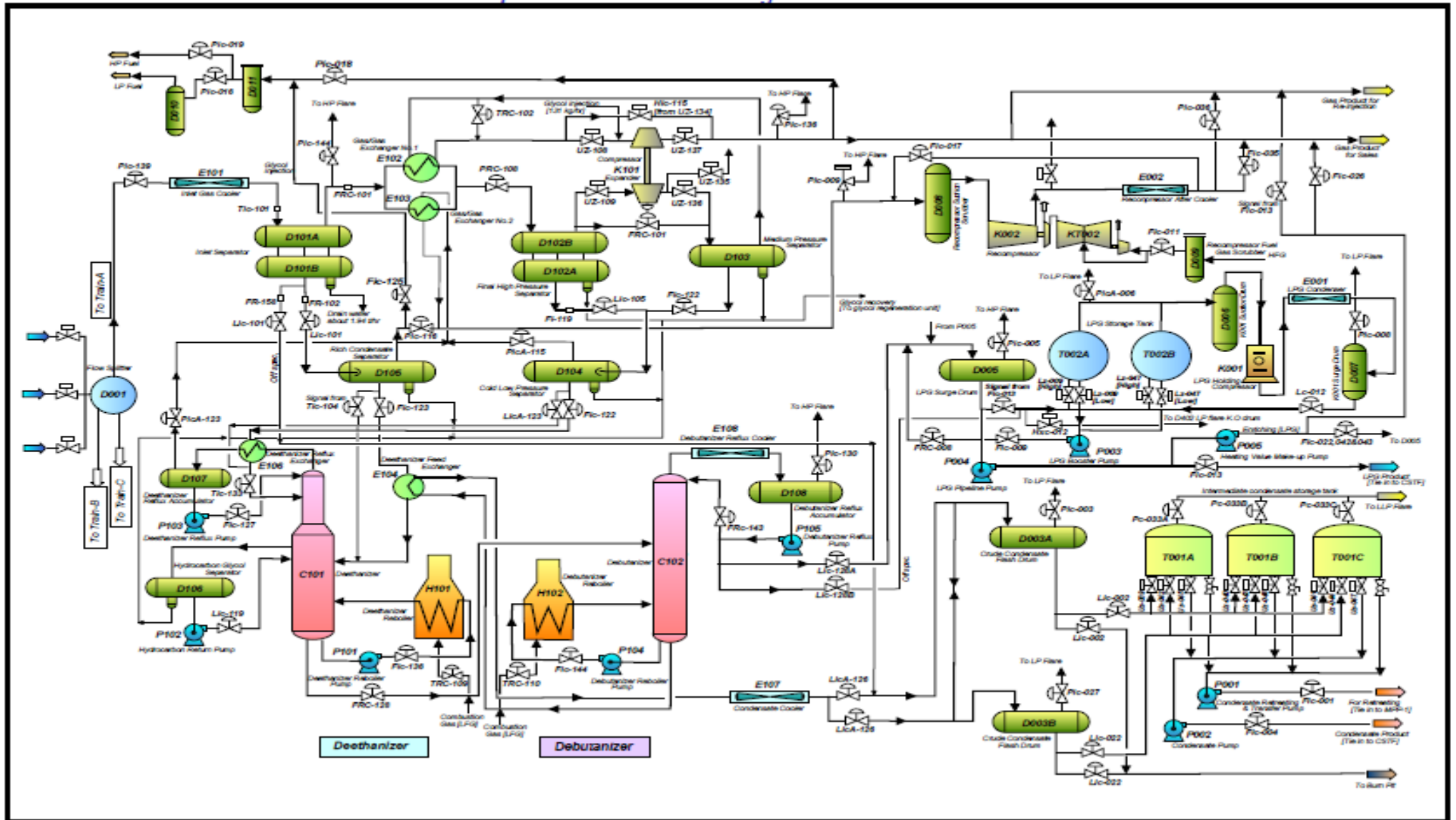
Annexe 01 : les données du fichier technique du four (H102)

Code de calcul	api rp 530
SERVICE	FOUR REBOILLEUR DEBUTANIZEU
APPAREIL NO	42 H 102
COMMANDE D achat	no 0313, 40-fi-08-004
NATURE DE GAZ	HYDROCARBURE
PRESSION DE SERVICE	29.5/27,4 KG/CM2
PRESSION DE CALCUL	KG/CM2 c 34,1
TEMPERATURE DE CALCUL	350 C
VOLUME INTERIEUR	19,070 LITRES
SURFACE	510 M2
STABILISATION	NONE
EXAMEN RADIOGRAPHIE	100%
PRESSION D EPREUVE HYDROSTATIQUE P E	50 BARS
POIDS	210 TONNES
ANNEE DE FABRICATION	DEC,1978

Annexe 02 : diagram index for MPP IV[4].

No.	Drawing No.	Description	JGC Job Code No.
1	D-10-1225-001	Standard Symbols of P & I Diagram (1/2)	0-7777
2	D-10-1225-002	Standard Symbols of P & I Diagram (2/2)	0-7777
3	D-04-1225-001	Gathering Manifold Section	0-7777
4	D-04-1225-002	Gas Inlet Section	0-7777
5	D-04-1225-003	High Pressure Separation Section	0-7777
6	D-04-1225-004	Expander Compressor Section	0-7777
7	D-04-1225-005	Low Pressure Separation Section	0-7777
8	0313.40-A1-005	Deethanizer Section - 1	0-0313
9	0313.40-A1-006	Deethanizer Section - 2	0-0313
10	0313.40-A1-007	Debutanizer Section	0-0313
11	0313.40-A1-008	Condensate Degassing and Storage Section	0-0313
12	0313.40-A1-009	LPG Storage Section	0-0313
13	0313.40-A1-010	LPG Holding Compressor Section	0-0313
14	0313.40-A1-011	Recompressor Section	0-0313
15	0313.40-A1-012	Gas Transfer Section - 1	0-0313
16	0313.40-A1-013	Fuel Gas Section	0-0313
17	0313.40-A1-014	Glycol Storage and Injection Pumps Section	0-0313
18	0313.40-A1-015	Glycol Regeneration Section	0-0313
19	0313.40-A1-016	Flare Header Section	0-0313
20	0313.40-A1-017	H.P Flare Stack Section	0-0313
21	0313.40-A1-018	L.P Flare Stack Section	0-0313
22	0313.40-A1-019	Blow Down Section	0-0313
23	0313.40-A1-020	Burn Pit Section	0-0313
24	D-04-1225-021	Instrument Air and Service Air System	0-7777
25	D-10-1225-021	Distribution Flow Diagram for Instrument Air and Service air System	0-7777
26	D-10-1225-023	Inert Gas and N2 Banalisation System (MPP-4 & CSTF)	0-7777
27	0313.40-A1-022	Water Section	0-0313
28	0313.40-A1-023	Inert Gas Section	0-0313
29	D-04-1225-022	Nitrogen Generation System	0-7777
30	0313.40-A1-024	Utility Distribution Flow Diagram for Instrument and Service Air and Inert Gas Section	0-0313
31	0313.40-A1-025	Utility Distribution flow Diagram for Service, Cooling and Drinking Water	0-0313
32	0313.40-A1-026	Drainage Section	0-0313
33	0313.40-A1-027	Plantation Pond Section	0-0313
34	0313.40-A1-029	Gas Transfer Section - 2	0-0313
35	0313.40-A1-060	Water Treating Unit - 1	0-0313
36	0313.40-A1-061	Water Treating Unit - 2	0-0313
37	0313.40-A1-062	Water Treating Unit - 3	0-0313
38	D-04-1225-041	Fire Fighting Section - 1	0-7777
39	0313.40-A1-093	Fire Fighting Section - 2	0-0313
40	D-04-1225-042	Water Curtain System for H-101 & H-102	0-7777
41	D-04-1225-061	N2 Injection System for H-101 & H-102	0-7777
42	D-04-1225-062	Blow Down System for H-101 & H-102	0-7777
43	0313.40-A1-094	Automatic CO2 Extinguishing System for Nos. 40/41 Sub Stations	0-0313
44	0313.40-A1-095	Automatic Halon Extinguishing System for Control Building	0-0313
45	0313.40-A1-096	Automatic Water Curtain System for LPG Holding Compressors	0-0313
46	0313.40-A1-097	Automatic Extinguishing System for Recompressor Building	0-0313
47	0313.40-A1-098	Automatic Water Spray System for LPG Transfer Pumps	0-0313
48	0313.40-A1-099	Automatic Water Spray System for Condensate Transfer Pumps	0-0313
49	D-10-1225-011	Expander Compressor System	0-7777

Annexe 03 : Simplified Process Flow Diagram for MPP- 4[4].



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : Sonatrach ,Rapport du Centre de formation de Hassi R'mel :
Revue. « Gaz naturel dans le monde. »1978 P :[59 ;60 ;62 ;65].
- [2] : IFP.Trainaig ,Gaz naturel, production, traitement et transport.
Publication d.Edition Technique2003 P :[23...47] .
- [3] : Revue trimestrielle de la Sonatrach. Revue n°15.Décembre 2002 P :[37 ;39 ;40].
- [4] : Manuel opératoire du module IV 1978 P :[72...90].
- [5] :.Conférence sur Le GPL. Hassi Messaoud. Janvier2000 P :[42 ;45 ;48].
- [6] : Sonatrach , trimestrielle de la Revue 2005
«Séminaire sur le développement et la production du GPL ».Mars 1997 P :[25 ;28 ;29 ;31].
- [7] : Résumé des journées scientifiques et techniques. Alger. Avril 1998
P :[30 ;32 ;41 ;45 ;51].
- [8]: Fiche de sécurité des produits du module IV 1978 P :[12 ;15 ;17 ;20 ;24].
- [9] : P.WUITHIER : « Raffinage et génie chimique. » Tome I et II
Edition Technique, Pari 1972 P :[1047...1100].
- [10] : A.SKOBLO, I.TREGOUBOVE, N.EGOROV :
« Méthodes et appareils de l'industrie du pétrole. » 1962 Edition « Etudes
supérieure. » Moscow P :[15 ;52 ;59 ;62].
- [11] : J.CRABOL : Transfert de matière et transfert de chaleur.
« Les équipements des unité pétrolières. » tome 1,2,3 technique de documentation
1978 P :[82...133].
- [12] : Revue Sonatrach. « Gaz en Algérie. »2002 P :[1...6].
- [13] : Sites Internet : www.sonatrach-dz.com
www.techniques-ingenieures.fr
- [14] : DATA BOOK Engineering (GPSA) pour les abaqes et les diagrammes 1998
P :[12...28].
- [15]: John.MCOPBLLL: « Gas conditioning and processing. ».
Publication de IAP. Edition Technique.Volume 1, 1984 P :[32...40].

Résumé

Le module « 4 » est une de grand usine de traitement du gaz, il existe trois trains A, B, C dans chaque train il ya un four, au niveau du four la consommation du fuel gaz joue un rôle très important économique.

Pour ce la on va faire une étude sur l'optimisation de la consommation du fuel gaz au niveau du four (H102).

Notre projet a été réalisé et adopté par un logiciel de simulation permettant de nous donner des résultats approchés.

MOTS-CLES: gaz naturel ; fuel gaz ; gaz propane liquide ; topping ; distillation et Boosting.

Abstract:

The module « 4 » is one of the great factories of gas's treatment. It exists three trains A B C and in each train there is an oven, in the oven's level, the consummation of fuel gas has an important economic role.

So we are going to have a study on the optimization of fuel gas consummation in fuel H (102)'s level.

Our project has been realized and adopted by simulation software permitting us to approximately exact results.

KEY-WORDS: natural gas; fuel gas; liquid propane gas; topping; distillation and boosting.