



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar. El Oued
Faculté de la Technologie

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et Technologies

Filière: Industrie pétrochimique

Spécialité: Génie du raffinage

Présenté par:

BEKKOUCHE Abdallah

BEYAT Abdelhakim

MATOUH Hadjera

Thème

*Etude de l'effet de l'augmentation de
charge GPL (10%) sur l'unité de
production du propane dans le module
commun champ de Hassi R'mel*

Soutenu le: 02 /06/2017

Devant le Jury:

Mr : B.KHALED

Président

Université d'El Oued.

Mr :M.T.OUCIF KHALED

Examineur

Université d'El Oued.

Mr: A.GUERRAM

Rapporteur

Université d'El Oued

2017/2018

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à notifier un remerciement spécial à notre encadreur pédagogique Mr. GUERRAM , pour nous avoir bien suivi durant notre travail et qui grâce à il nous avons pu réaliser nos objectifs.

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements à nos enseignants d'Université Echahid HAMMA Lakhdar EL-OUED.

Merci, à tous les amis qui nous ont soutenus et encouragé pendant toute cette épreuve.

Dédicace

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

Mes parents qui m'ont soutenus durant tous mes études en me consacrant leur temps et leur moyens.

ET aussi à mes sœurs chacune par son prénom,
et

Surtout mon frère ; qui toujours pense à moi.

A tous les membres de ma famille.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin.

A tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.

Matouh hadjera

Dédicace

Grace à Dieu ce mémoire a été réalisé, je tiens le
dédier à :

- ♥ Mes chers parents.
- ♥ Mon frère et mes sœurs
- ♥ Toute la famille
- ♥ Tous mes amis en particulier :

Yousef - walid –djamel –hakim -hadjera

Bekkouche abdallah

Dédicace

Grace à Dieu ce mémoire a été réalisé, je tiens le
dédier à :

♥ Mes chers parents.

♥ Mon frère et mes sœurs

♥ Toute la famille

♥ Tous mes amis en particulier :

Yousef - walid -djamel – qbdqllqh –hadjera

Beyat abdelhakim

Sommaire

Sommaire.....	I
Liste Des Tableaux.....	I
Liste Des Figures.....	I
Nomenclature.....	VI
Introduction GENERALE	1

Partie théorique :

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I. Introduction.....	03
I-1 Description.....	03
I-2 réserves de gaz naturel.....	05
I-3 La production de gaz naturel.....	06
I-4 La consommation de gaz naturel.....	08
I-5 Le gaz naturel en Algérie.....	09
1-5-1 Richesse Algérienne en gaz.....	09
I-5-2 Développement de l'industrie de gaz naturel en Algérie.....	10
I-6 Propriété de gaz naturel.....	11
I-6-1 Composition chimique de gaz naturel.....	11
I-6-2 Propriété physico-chimique de gaz naturel.....	12
I-7 Type de gaz naturel.....	12
I-8 Traitement de gaz naturel.....	13
I-9 Types des procédés de traitement du gaz.....	14
I-10 Secteurs d'utilisation.....	15

Chapitre II : Gaz pétrolier liquéfié GPL

II-1 Définition des GPL	16
II-2 le gaz de pétrole liquéfié (GPL).....	16
II-2-1 Origine du GPL	16
II-2-2 Le GPL dans le monde	16
II.2.3. Le GPL en Algérie.....	18
II.2.4.Utilisation de GPL.....	18

II.2.5. Les propriétés du GPL	21
II.2.6. Caractéristiques de GPL.....	21
II.2.7. Avantages et inconvénients techniques de GPL.....	25
II-2-8 Spécification de GPL de Hassi R'mel.....	25
II-3 Le condensat.....	25
II-3-1 Définition de condensât	26
II-3-2 Caractéristiques des condensats.....	26
II-3-3 Domaine d'utilisation de condensat	26

Chapitre III : Sécurité industrielle

III-1 Introduction.....	27
III-2 Organisation de la sécurité	27
III-2-1 Service prévention	27
III-2-2 Service intervention.....	28
III-2-3 Cellule surveillance.....	28
III-3 Règles de sécurité.....	29
III-4 Dangers.....	30
III-4-1 Toxicité de Tri éthylène Glycol.....	30
III-4-2 Toxicité de GPL.....	31
III-4-3 Moyens de protection	31
III-5 Système de lutte contre l'incendie.....	32
III-5-1 Réseau d'incendie	32
III-5-2 Réseau de mousse anti-incendie et le système d'extinction de feu par CO ₂ ...	32

Parie Calcul :

Chapitre IV Parie Calcul

IV-1 Présentation du module commun.....	35
IV-1-1 Introduction	35
IV-1-2 Description des différentes sections du module commun	35
IV-2 Unité de production de propane.....	39
Exposé de problème.....	40

IV-3- Généralités sur la simulation.....	41
IV- 3-1 Le choix du modèle thermodynamique.....	41
IV- 3-2 Equations d'état usuelles	42
IV- 3-3 Description du simulateur HYSYS.....	43
IV- 4- Données de départ	44
IV-5 Dimensionnement de la colonne	45
IV-5-1 Calcul du diamètre de la colonne	45
IV-6 calcul du ballon de reflux.....	49
IV-6-1 Données de départ de ballon.....	50
IV-6-2 L'ordre de calcul.....	50
IV-7 Résultat de calcul.....	52
IV-7-1 Composition, débit massique et molaire de la charge	52
IV-7-2 Composition, débit molaire de distillat.....	53
IV-7-3 Les différents paramètres et propriétés de distillat et de résidu	53
IV-7-4 Profile de pression et de température dans la colonne	54
IV-7- 5 Paramètres technologiques de la colonne	55
IV-7-6 Paramètres technologiques du condenseur et de rebouilleur	55
IV-8 Comparaison des résultats	56
IV-8 1- Dépropaniseur	56
IV-8 2- Condenseur	56
IV-8 3- Rebouilleur.....	56
IV-9 Interprétation des résultats.....	57
Conclusion GENERALE	58

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

Liste Des Tableaux

Tableau I.1 : Caractéristiques de quelques gisements de gaz naturel.....	04
Tableau I.2: Réserves prouvées de gaz naturel.....	05
Tableau I.3 : Production de gaz naturel en 2015.....	07
Tableau I.4 : production et exportation de gaz naturel en (Mtep).....	10
Tableau II.1: Comparaison de pouvoir calorifique entre les GPL et l'essence.....	22
Tableau II.2: Caractéristiques des composants des GPL.....	23
Tableau II.3: Le point d'ébullition et la masse volumique des GPL.....	23
Tableau II.4 : Caractéristiques des condensats.....	26
Tableau VI .1: Composition du gaz MP.....	35
Tableau IV.2 : Compositions du fuel gaz en pourcentage molaire.....	37
Tableau VI.3 : Composition de la charge GPL.....	44
Tableau IV.4 : La température critique et la pression critique avec la température critique moyenne la pression critique moyenne.....	45
Tableau IV.5 : Le calcul de ρ_L	47
Tableau IV.6 : Données de départ de ballon.....	50
Tableau VI.7 : La composition molaire et massique, la masse moléculaire moyenne de la charge ainsi que les débits molaires et massiques des constituants.....	52
Tableau VI.8 : Composition, débit molaire de distillat et de résidu.....	53
Tableau IV.9: Les différents paramètres et propriétés de distillat et de résidu.....	53
Tableau IV.10: La pression et la température dans la colonne.....	54
Tableau IV.11 : Paramètres de la colonne T-301.....	55
Tableau IV.12 : Paramètres de condenseur et rebouilleur.....	55
Tableau IV.13: Résultats de Colonne T-301.....	56
Tableau IV.14: Résultats de condenseur.....	56
Tableau IV.15: Résultats de rebouilleur.....	56

Liste Des Figures

Figure I.1 : Evolution et projection de l'approvisionnement en énergie primaire par source d'énergie.....	02
Figure I.2 : Répartition des réserves prouvées en 1995, 2005 et 2015.....	04
Figure I.3 : 1973 et 2015 parts régionales de production de gaz naturel.....	05
Figure I.4 : L'Asie exclut la Chine et les pays de l'OCDE de l'Asie	06
Figure I.5 : Consommation de gaz naturel par région.....	07
Figure I.6 : Demande de gaz naturel dans le monde en 2020.....	08
Figure I.7 : Production du gaz naturel en Algérie.....	10
Figure II.1: Évolution de la production mondiale des GPL par région (2000-2012)	17
Figure II.2 : Évolution de la demande mondiale des GPL par région (2000).....	17
Figure II.3: Tensions de vapeur du butane et propane à la température ambiante.....	24
Figure IV.1: Schéma des différentes sections du module commun.....	39
Figure IV.2: Schéma descriptive de ballon.....	49

Nomenclature

GPL : gaz de pétrole liquéfié

GNL : gaz naturel liquéfié

PC : Pouvoir calorifique (kcal/kg).

PCS : Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg).

PCI : Pouvoir calorifique inférieur (kcal/kg).

TVR : Tension de Vapeur Red (bar)

V₁ : débit volumique de la phase vapeur en [m³/s] .

T : températures (°C).

P : la pression (bar).

Tm³: tetramètre cube.

Tcf: trillion cubic feet.

Gm³ : gigamètre.

BP : British Petroleum.

OCDE: Organisation de coopération et de développement économiques.

CSTF : cleavage stimulation factor.

G, y' : Le débit et la concentration molaire de la vapeur.

L, X' : Le débit et la concentration molaire du liquide.

d, y'd : Le débit et la concentration molaire du distillat.

W : vitesse admissible des vapeurs dans la section droite de la colonne en [m/s].

D : diamètre de la colonne en [m].

M : Masse moléculaire du produit de tête $M = 43.7088 \text{ Kg/Kmole}$.

Z : facteur de compressibilité.

Gi : le débit molaire de la vapeur provenant de plateau i (Kmol /h).

t_{cr} : Température critique en [°K].

P_{cr} : Pression critique en [atm].

t_{cm} : Température critique moyenne en [°K].

P_{cm} : Pression critique moyenne en [atm].

T_{r m}: Température réduite.

P_{r m} : Pression réduite.

C : coefficient déterminé graphiquement.

H_p : la distance entre les plateaux.

ρ_V, ρ_L : sont respectivement les masses volumiques des vapeurs et liquide dans les conditions de service.

ρ_i^{20} : Masse volumique du constituant « i » à 20 °C.

α : Coefficient de Correction de température .

g_x : Débit de reflux froid.

h : hauteur des segments circulaires supérieur et inférieur.

H_f : hauteur du fonds supérieur et inférieur.

H₁ : distance entre le premier plateau de la zone de rectification et le fond supérieur,

H_p : distance entre les plateaux.

H₂ : hauteur de la zone d'alimentation.

H₃ : distance entre le premier plateau de la zone d'épuisement et le fond inférieur.

N_{PR} : nombre de plateaux réels dans la zone de rectification.

N_{PE} : nombre de plateaux réels dans la zone d'épuisement.

L1, D1 : Sont respectivement la longueur et le diamètre du ballon de reflux.

V₁ : Volume retenu correspondent à cinq (5) minutes de soutirage du distillat.

V₂ : Volume retenu correspondent à trois (3) minutes de soutirage du reflux.

L:débit massique de la charge en Kg/h.

L':débit molaire de la charge en Kmoles/h.

X'_{Li} : concentration molaire de l'élément « i » dans la charge.

X_{Li} : concentration massique de l'élément « i » dans la charge.

M_L : masse moléculaire moyenne de la charge en Kg/Kmoles.

INTRODUCTION

GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le gaz naturel composé de 90 à 97% du méthane, produit dans les mêmes poches que le pétrole, et il est va de pair avec l'or noir. On en extrait automatiquement faisant des forages dans une couche pétrolière.

En début, ce gaz était simplement brûlé sur place car on ne savait qu'en faire, maintenant dans des nombreuses villes, il est distribué par conduites aux ménages pour se chauffer et faire la cuisine.[1]

Il y a l'avantage de ne pas produire aucun produit polluant excepté du CO₂ et d'avoir un très bon rendement énergétique. De plus, vu qu'il sort de terre automatiquement, il vaut bien mieux d'utiliser activement plutôt que de brûler stupidement sur place.

Le gaz naturel, une énergie primaire non renouvelable bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée, il est connu depuis l'Antiquité, son utilisation s'est généralisée surtout après la seconde guerre mondiale. [1]

Le marché international demande un traitement rigoureux, afin que le transport et la distribution se font par canalisation de gaz naturel est caractérisé par certaines spécifications notamment le pouvoir calorifique, la teneur C5+ et la teneur en eau. Pour obtenir du gaz «ON SPEC» le gaz brut venant des puits subit un traitement en chaîne pour éliminer l'eau et récupérer les fractions d'hydrocarbures lourdes (condensât et GPL). La séparation de GPL nécessite une colonne à nombre de plateau élevé (30 plateaux) à cause du point d'ébullition proche de Propane et Butane, et cette colonne sera l'objet de notre étude. [2]

Il nous a été proposé d'étudier la possibilité Vus l'augmentation de la demande sur les produits de l'unité de déprogrammation (propane, propane et butane commerciaux), il a été nécessaire d'augmenter la capacité de traitement de cette unité.

Notre étude consiste à augmenter la capacité de GPL de 10% et étudie l'effet de cette augmentation sur les différents appareils de l'unité de dépropanisation.

La vérification a été réalisée par le logiciel (simulateur HYSYS 3.2).

Pour ce faire, On peut dire que le travail se divisera en deux parties, une partie

théorique contient une généralité sur le gaz naturel et le GPL, et aussi la présentation de champ HASSI R'MEL et description de l'unité Dépropanisation, et en fin la théorie de rectification. Et l'autre partie est basée sur la détermination des différents paramètres opératoires et en outre la modélisation du dépropaniseur par le logiciel HYSYS 3.2.

.

Chapitre I :

Généralités sur le gaz

naturel

Chapitre I : Généralités sur le gaz naturel

I- Introduction

Le gaz naturel est une énergie fossile composée majoritairement de méthane, bien répartie dans le monde, propre et fréquemment utilisée.

Elle dispose de nombreuses qualités : abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités environnementales, prix compétitifs.

L'utilisation effective 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, et la distribution. [3]

I-1 Description

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel attire beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion qui le caractérise, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. Selon le département américain de l'énergie (EIA), la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 22% en 2004 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a deux siècles. [4]

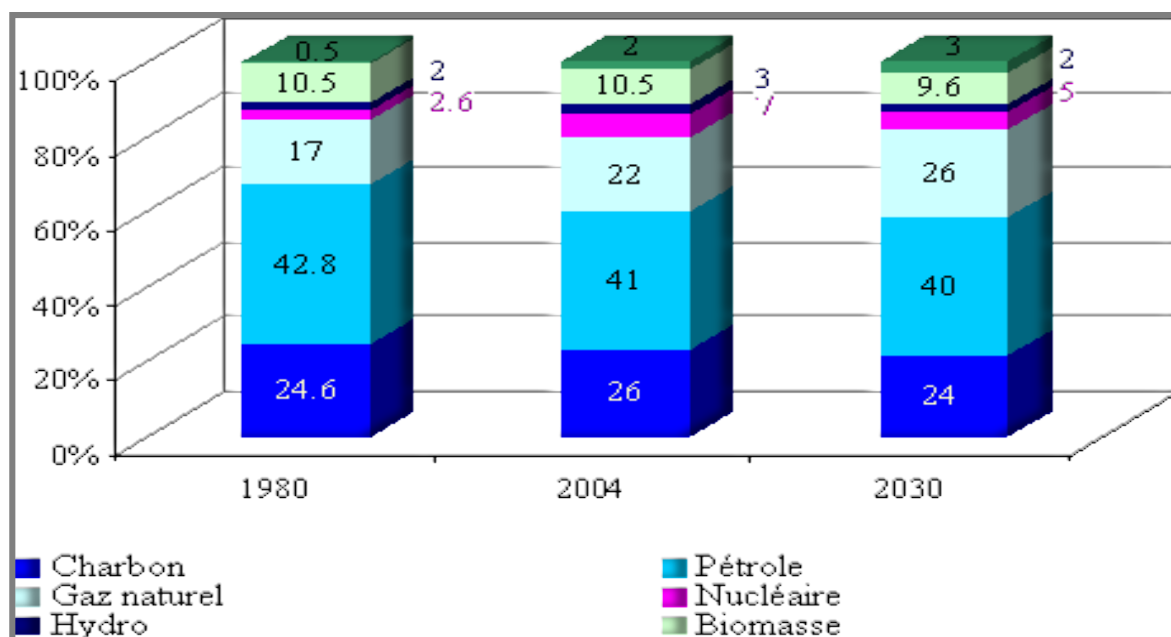


Figure I.1 : Evolution et projection de l'approvisionnement en énergie primaire par source d'énergie [5]

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures légers comprenant du méthane, de l'éthane, du propane, des butanes et des pentanes. D'autres composés comme le CO₂, l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote peuvent aussi s'y trouver. Bien que la composition du gaz naturel change, son composant essentiel est le méthane.

La composition du gaz naturel varie en fonction de la zone géographique, la constitution ou le réservoir à partir duquel il est extrait.

Tableau I.1 : Caractéristiques de quelques gisements de gaz naturel

	Frigg (Mer du Nord)	Lacq (France)	Urengoï (Russie)	HassiR'Mel (Algérie)	Groningue (Pays Bas)
Réserves initiales récupérables (10 ⁹ m ³)	230	240	6 200	2 000	2 000
Profondeur minimale (m)	110	3 300	1 100	2 200	3 000
Méthane (%)	95,7	69,2	98	83,5	81,3
Éthane (%)	3,6	3,3-3,6	-	7,9	2,9
Propane (%)	0,04	1,0-1,2	-	2,1	0,4
Butane (%)	0,01	0,6-0,9	-	1,0	0,2
Diazote (%)	0,4	0,6	1,2	5,3	14,3
Dioxyde de carbone (%)	0,3	9,3	0,3	0,2	0,9
Sulfure d'hydrogène (%)	-	15,3	-	-	-
Pouvoir calorifique du gaz commercialisé (kWh/m ³)	11,6	11,2	Env 10,8	env 11,3	env 9,2

Les compositions sont données en % vol.

I-2 Les réserves de gaz naturel

En 2015, selon BP, les réserves mondiales prouvées (réserves estimées récupérables avec une certitude raisonnable dans les conditions techniques et économiques existantes) de gaz naturel touchaient 186 900 milliards de mètres cubes, en baisse de 0,1 % par rapport à l'année précédente mais en hausse de 18,8 % par rapport à 2005 et de 56 % par rapport à 1995.[6]

Tableau I.2: Réserves prouvées de gaz naturel [6]

Pays	1995 (Tm³)	2005 (Tm³)	2015 (Tm³)	2015 (Tcf)	% 2015	Ratio R/P
Iran	19.4	27.6	34.0	1201.4	18.2 %	176.8
Russie	31.1	31.2	32.3	1139.6	17.3 %	56.3
Qatar	8.5	25.6	24.5	866.2	13.1 %	135
Turkménistan	Nd	2.3	17.5	617.3	9.4 %	241
États-Unis	4.7	5.8	10.4	368.7	5.6 %	13.6
Arabie Saoudite	5.5	6.8	8.3	294	4.5 %	78
Émirats arabes unis	5.9	6.1	6.1	215.1	3 %	109
Venezuela	4.1	4.3	5.6	198.4	3.0 %	173
Nigeria	3.5	5.2	5.1	180.5	2.7 %	102
Algérie	3.7	4.5	4.5	159.1	2.4 %	54

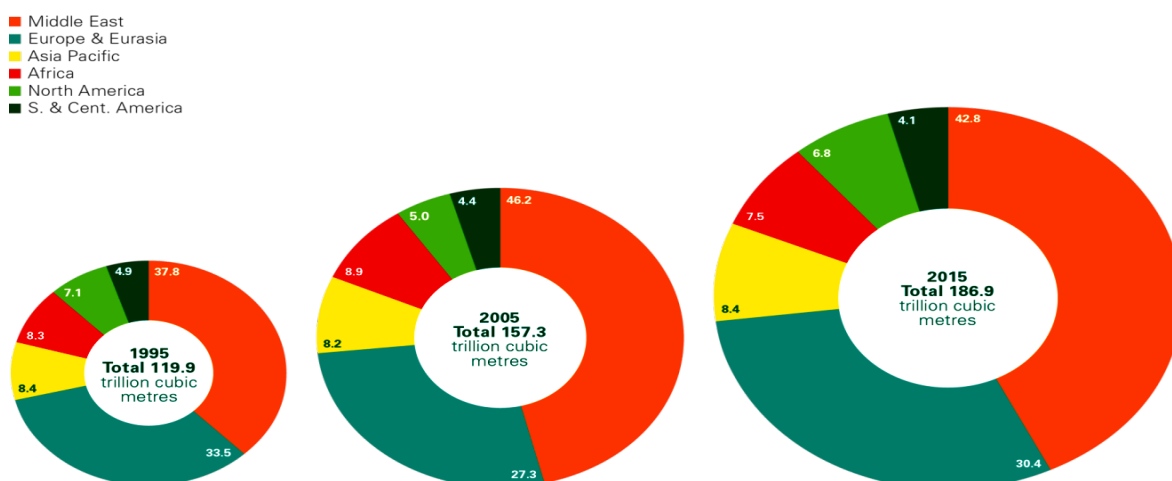


Figure I.2 : Répartition des réserves prouvées en 1995, 2005 et 2015 [6]

I-3 La production de gaz naturel

En 2015, selon BP, le monde a produit 3 538,6 Gm³ de gaz naturel, en hausse de 2,2 % par rapport à l'année précédente et de 26,8 % par rapport à 2005. [6]

Les données de production de gaz naturel sont assez complexes à déchiffrer, car les modes de calcul peuvent ou non prendre en considération le gaz associé brûlé en torchère, compter les volumes de gaz avant ou après extraction des polluants, etc. Les données de l'Agence internationale de l'énergie sont ainsi différentes de celles de BP, avec une production internationale de 3 590 Gm³ pour 2015, dépassant de 1,4 % celle de BP (3 539 Gm³). [7]

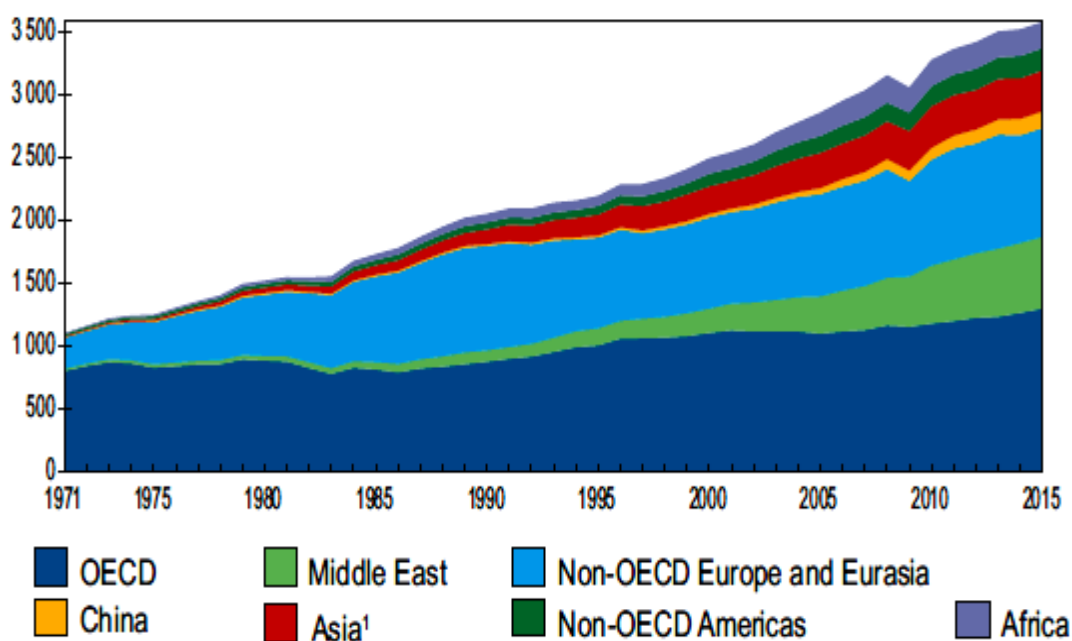


Figure I.3 : 1973 et 2015 parts régionales de production de gaz naturel [7]

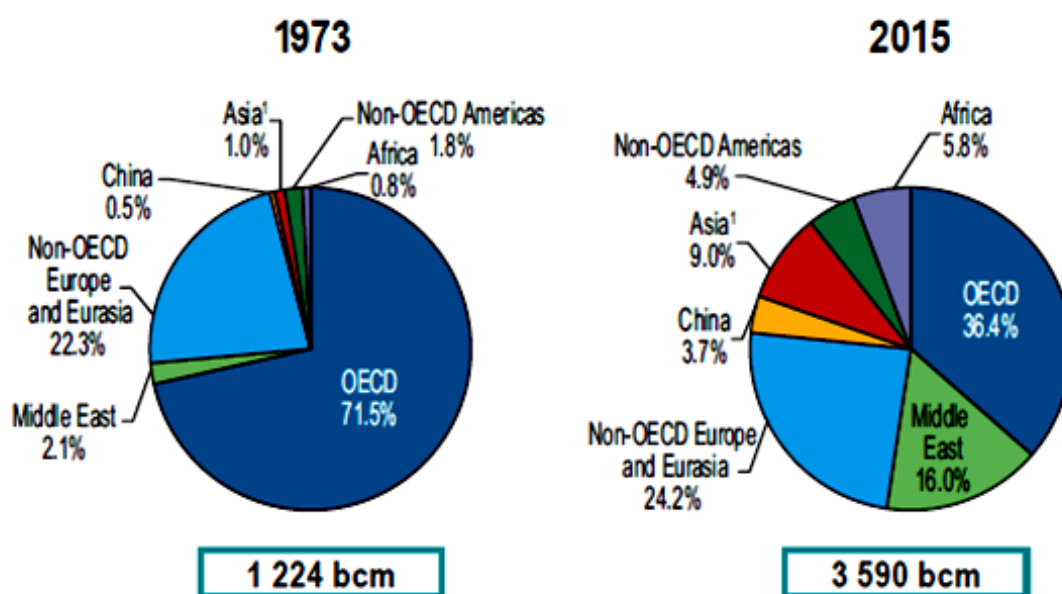


Figure I.4 : L'Asie exclut la Chine et les pays de l'OCDE de l'Asie [7].

Tableau I.3 : Production de gaz naturel en 2015 [6]

Pays	Production (Gm³)	% du total
États-Unis	767	22,0%
Russie	573	16,1%
Iran	192	5,4%
Qatar	181	5,1%
Canada	163	4,6%
Chine	138	3,9%
Norvège	117	3,3%
Arabie saoudite	106	3,0%
Algérie	83	2,3%
Indonésie	75	2,1%

I-4 La consommation de gaz naturel

L'augmentation de la demande de gaz naturel a été extrêmement faible en 2014 (+0,4%), principalement à cause de la chute de la consommation européenne (-12%), elle-même due en grande partie à l'exceptionnelle douceur de l'hiver. [9]

Le gaz naturel était en 2014 la troisième source d'énergie la plus utilisée mondialement avec 21,2 % de l'approvisionnement mondial en énergie primaire, après le pétrole (31,3 %) et le charbon (28,6 %) ; sa part a fortement progressé : elle n'était que de 16 % en 1973. [7]

En 2015, selon BP, le monde a consommé 3 468,6 Gm³ de gaz naturel, en hausse de 1,7 % par rapport à l'année dernière et de 25 % par rapport à 2005. [6]

Les États-Unis sont les premiers consommateurs de gaz dans le monde, dépassant le total cumulé des trois pays suivants, la Russie, l'Iran et la Chine. Comme pour le pétrole, la Russie, en crise économique, enregistre une forte baisse de sa consommation. L'Ukraine, qui avait déjà vu sa consommation de gaz réduite de plus de 15 % entre 2013 et 2014, enregistre cette fois une baisse de plus de 20 %. En conflit persistant avec la Russie sur des questions de tarifs, l'Ukraine a cessé fin 2015 de s'approvisionner directement en gaz russe et dépend de livraisons venues d'Europe. Ses achats auprès de la Russie devraient reprendre en 2016. Après une très forte baisse en 2014 à cause des températures exceptionnellement clémentes, les pays européens ont retrouvé des consommations plus normales. [8]

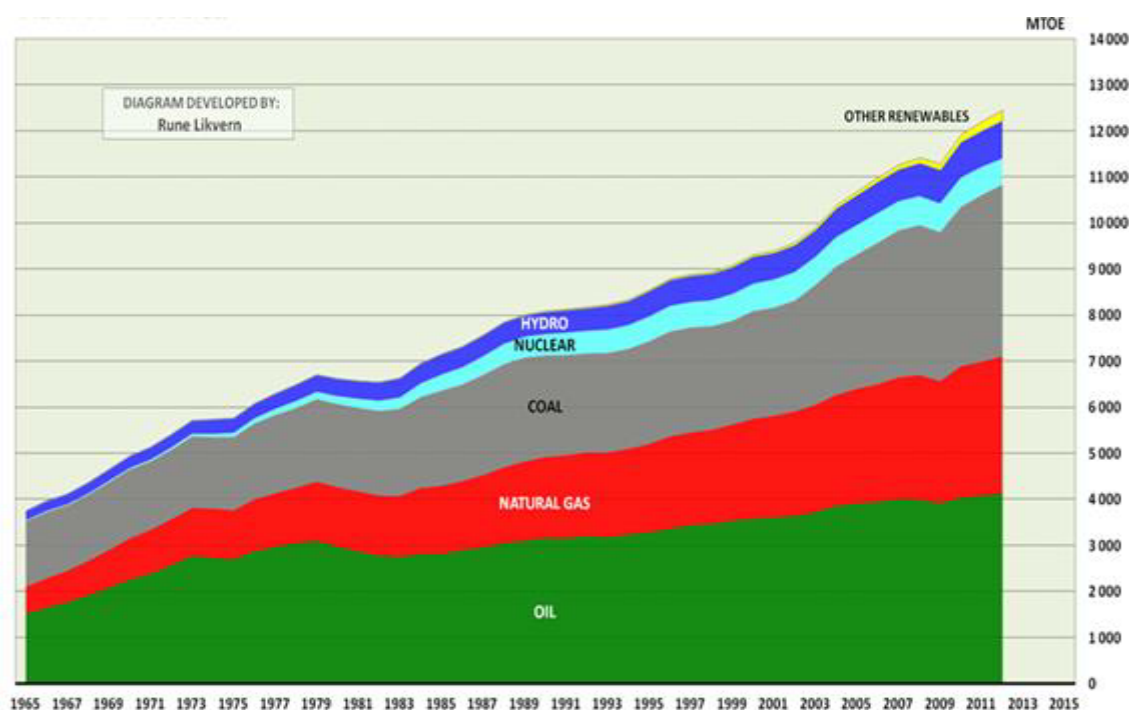


Figure I.5 : Consommation de gaz naturel par région [6]

Croissance de la consommation (+ 1,7%) a aussi accéléré à partir d'un très faible 2014, mais est restée inférieure à la moyenne de 10 ans de 2,3%. Le Moyen-Orient a enregistré le taux de croissance régionale la plus forte (+ 6,2%), tandis que la consommation en Europe et en Eurasie a diminué de 0,3%, avec une baisse en Russie croissance compensation dans l'UE. [6]

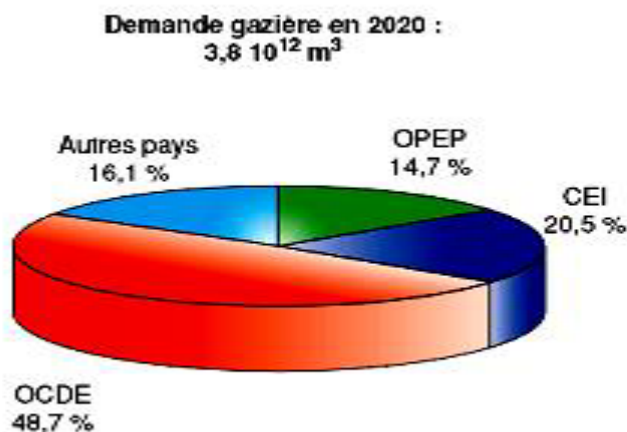


Figure I.6 : Demande de gaz naturel dans le monde en 2020[10]

I-5 Le gaz naturel en Algérie

I-5-1 Richesse Algérienne en gaz [11]

Plus qu'un pays producteur du pétrole, l'Algérie est avant tout un pays exportateur du gaz. Avec des réserves prouvées récupérables estimées à plus de 3000 milliards de m^3 , l'économie algérienne s'appuie sur un patrimoine énergétique où prédomine largement le gaz naturel, 61% des réserves récupérables contre 15% pour le pétrole brut.

On distingue deux genres du gaz. Le gaz humide, riche en fractions condensables, et le gaz dit sec principalement composé de méthane.

Pour le gaz sec le traitement consiste à se débarrasser des impuretés avant de le commercialiser.

Le gaz humide, découvert en même temps qu'un gisement d'huiles, est qualifié de gaz associé. Mais ce gaz humide peut aussi se trouver dans des gisements de gaz seulement. Il est alors appelé gaz humide non associé.

Le gaz de pétrole liquéfiés (GPL) et les liquides du gaz naturel (GNL) sont très recherchés par les raffineurs et sont essentiellement utilisés comme matière première dans la pétrochimie. La production du GNL a dépassé en Algérie le cap des 152 milliards de mètres cubes.

Hassi R'mel, avec une teneur en hydrocarbures liquides d'environ 220 grammes par mètre cube du gaz, autorise chaque année l'extraction de 12 millions de tonnes de condensat et d'environ 3.5 millions de tonnes de GPL. Quand à la production du gaz naturel, elle est passée de 4 milliards de mètres cubes en 1969 à 100 milliards de mètres cubes aujourd'hui.

L'Agence internationale de l'énergie classait l'Algérie au 10^{ème} rang mondial des producteurs de gaz naturel en 2015 avec 2,3 % de la production mondiale et au 6^{ème} rang mondial des exportateurs de gaz naturel avec 5,3 % du total mondial. [10]

Tableau I.4 : production et exportation de gaz naturel en (Mtep) [12]

Année	1990	2000	2010	2013	2014
Production	38,84	69,83	71,95	68,89	70,19
Exportation	62,67	53,00	48,64	40,29	37,94

En 2015, l'Algérie a produit 83,0 milliards de m³ de gaz naturel, soit 74,7 Mt ep, en baisse de 0,4 % (-6 % depuis 2005). Elle se classe au 9^{ème} rang mondial avec 2,3 % de la production mondiale et au 1^{er} rang en Afrique. [9]

I-5-2 Développement de l'industrie du gaz naturel en Algérie [12]

Le gaz naturel joue un rôle majeur comme source d'énergie tant pour la couverture des besoins nationaux que comme élément principal du commerce extérieur. Prenant acte de cette réalité, la politique énergétique nationale se fonde sur trois principes essentiels :

- la conservation des réserves stratégiques afin de sécuriser à très long terme, l'approvisionnement énergétique de la nation.
- le développement d'une politique d'exportation des hydrocarbures avec, pour objectif, l'édification d'une économie industrialisée.
- le renouvellement et l'élargissement des réserves d'hydrocarbures.

L'autre domaine dans lequel l'Algérie a consenti des efforts constants est bien celui de l'élévation de ces capacités d'exportation. La Sonatrach a touché le chiffre de 56 milliards de mètres cubes de gaz à l'exportation. La rénovation en cours des unités de liquéfaction de

Skikda et d'Arzew va permettre d'élargir les capacités d'exportation à environ 60 milliards de mètres cubes par an.

Le pipe transméditerranéen qui dessert actuellement la Tunisie, l'Italie et la Slovénie va voir sa capacité portée de 16 à 24 milliards de mètres cubes. Mais il faut toujours garder à l'esprit que la capacité d'exportation du transméditerranéen avoisine les 30 milliards de mètres cubes dans l'année. Un autre tube, le gazoduc ouest Maghreb-Europe est en phase de réalisation effective, il relie Hassi R'mel à Séville à travers le Maroc et le détroit de Gibraltar. Cet ouvrage représentera le deuxième lien physique entre l'Algérie, le Maghreb et l'ensemble européen. Sa capacité de 8 milliards de mètres cubes pourrait être allongée à 16 milliards de mètres cubes si des conditions économiques plus attractives prenaient forme. Le Portugal, L'Espagne mais aussi les Pyrénées seront desservis par le gaz de Hassi R'mel.

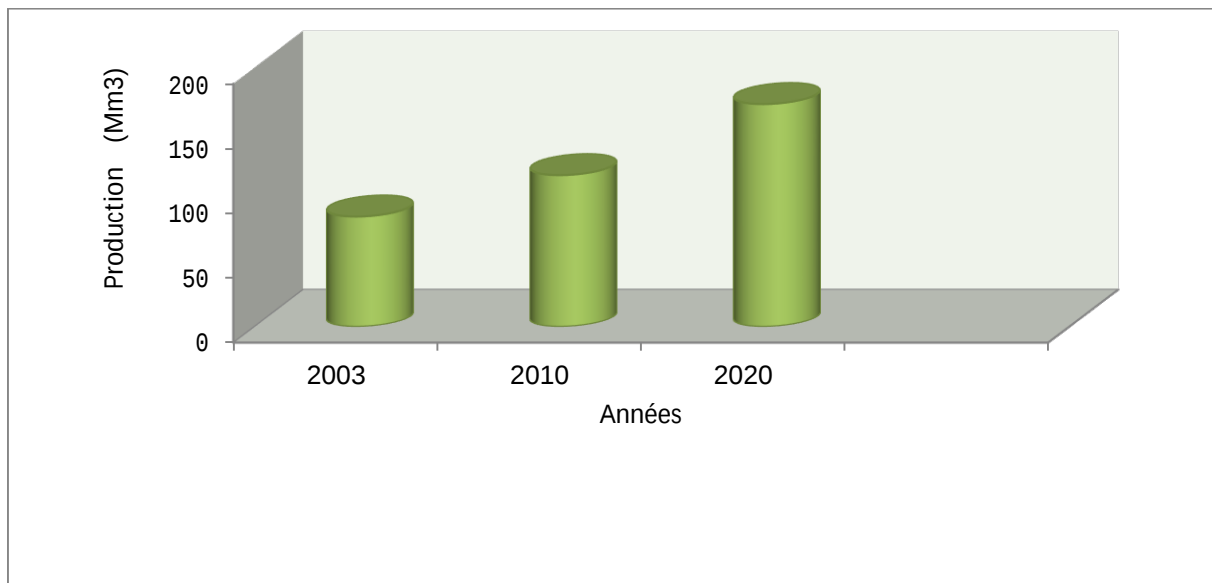


Figure I.7 : Production du gaz naturel en Algérie [12].

I-6 Propriétés de gaz naturel

I-6-1 Composition chimique de gaz naturel

Le gaz naturel à la sortie des puits n'est pas directement utilisable. C'est une mixture souvent très riche en méthane et qui contient aussi en proportions décroissantes tous les hydrocarbures saturés jusqu'à des points d'ébullition inférieure à 200°C. Il renferme

également en proportion variable de l'azote, du gaz carbonique, de l'hydrogène sulfuré, des mercaptans et autres composés sulfurés et de l'eau venant de la couche productrice. [3]

I-6-2 Propriétés physico-chimiques de gaz naturel

La connaissance des propriétés physico-chimiques du gaz naturel est primordiale à tous les stades de la production, du traitement et du transport.

➤ Propriété volumique du gaz

- **Masse volumique :** La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m^3 . Elle est en fonction de la température et de la pression. On se réfère à des conditions dites normales (température 0°C , pression 1Atm). [3]
- **Le volume massique (ou spécifique)** représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique et s'exprime en m^3/kg . [3]
- **La densité :** Elle est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards. [3]

➤ Pouvoir calorifique

Les transactions commerciales sur le gaz naturel sont généralement axées sur le contenu énergétique du gaz obtenu en multipliant les volumes mesurés par le pouvoir calorifique supérieur. Le pouvoir calorifique d'un combustible est la tôte de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible.

Lorsque le combustible contient de l'hydrogène ou des produits hydrogénés, il se forme de l'eau. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est obtenu en supposant l'eau à l'état vapeur dans les produits de combustion. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) par contre, tient compte de la chaleur de condensation de l'eau. [3]

I-7 Type de gaz naturel [13]

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface. Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente, le domaine biphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production. L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de

température et de pression dans le réservoir et en surface. Ceci mène à distinguer les cas suivants :

- Gaz sec ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production ;
- Gaz humide formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface ;
- Gaz à condensat formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production ;
- Gaz associé qui coexiste dans le réservoir avec une phase huile dans le cas d'un gisement de pétrole. Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous.

I-8 Traitement du gaz naturel

Il est important de faire subir au gaz naturel les traitements suivants afin de lui fournir les spécifications requises pour son utilisation.

- Détente à la pression de traitement et séparation de l'eau ;
- Désulfuration pour éliminer les gaz acides et les mercaptans ;
- Suppression des fractions lourdes ou dégazolinage.

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer au moins partiellement certaines composantes présentes à la sortie des puits tels que l'eau, les gaz acides et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou à des spécifications commerciales. [9]

Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportés sous diverses formes :

- Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc) ;
- Gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- Gaz de pétrole liquéfié (GPL) ;
- Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac, urée...).

Chacune de ces filières de transport implique une succession d'étapes et constitue une chaîne gaz. Certains composants de gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires. Il peut être aussi nécessaire de se débarrasser au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S toxique et corrosif ;
- Le dioxyde de carbone CO_2 corrosif et de valeur thermique nulle ;
- Le mercure corrosif dans certains cas ;
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées soit aux conditions de transport, soit aux conditions d'utilisation (gaz commercial). Dans le cas du transport par gazoduc, les spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbures ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale au point de rosée eau et hydrocarbures, la valeur du point de rosée d'hydrocarbures dépend des conditions de transport (Pression et température), pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrograde. Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et contiennent également une fourchette dans laquelle doit se situer le pouvoir calorifique. La teneur maximal en H_2S que peut contenir le gaz traité est en général très faible et varie habituellement entre 2 et 20 mg/m^3 . [9]

Compte tenu de ces différences entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales, un traitement complémentaire peut être requis après l'étape de transport 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 contenant le GPL (propane-butane) et probablement l'éthane quand il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément.

Une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable si le gaz naturel en contient. Lorsque le gaz naturel est liquéfié, le traitement préalable, doit assurer d'éviter tout risque de cristallisation dans les échangeurs de chaleur de l'unité de liquéfaction. Un fractionnement entre le méthane et les hydrocarbures plus lourds est généralement opéré au cours de la liquéfaction.

De ce fait, le gaz obtenu après regazéification du GNL arrivant au terminal de réception peut être en principe directement envoyé dans le réseau de distribution.

Si le gaz subit une transformation par conversion chimique, le traitement préalable dépend de la nature du procédé de conversion utilisé. L'utilisation des catalyseurs en particulier impose des spécifications qui sont très sévères. [9]

I-9 Types des procédés de traitement du gaz

Pour le champ de Hassi R'mel, on a trois types de procédés :

➤ **Procédé HUDSON :**

Basé sur le refroidissement du gaz par des échanges thermiques et par une série de détente complétée d'une détente à travers une machine dynamique appelée « turbo-expander », il permet d'atteindre un niveau de température de (-40°C) . Ce procédé est plus performant et permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides. [14]

➤ **Procédé PRITCHARD :**

Basé sur le refroidissement du gaz par des échanges thermiques et par des détentes avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de (-23°C) . [14]

➤ **Procédés mixtes :**

Ils sont plus performants, car ils utilisent le turbo-expander, la vanne Joule Thompson et la boucle de propane, où on atteint les (-66°C) . Ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides. [14]

I-10 Secteurs d'utilisation [15]

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être employée dans des domaines très variés. Traditionnellement, la fourniture de chauffage et d'électricité sont les principaux débouchés. En effet, les installations électriques et les fournisseurs d'énergie indépendants emploient de plus en plus le gaz naturel pour alimenter leurs centrales du fait de son coût d'exploitation. En général, les centrales fonctionnant au gaz naturel sont moins coûteuses, plus rapides à construire, plus productives et moins polluantes que des centrales utilisant d'autres combustibles fossiles.

Le gaz naturel peut être utilisé comme combustible pour les véhicules à moteurs de deux manières : En tant que gaz naturel comprimé (GNC), qui est la forme la plus répandue ou en tant que gaz naturel liquéfié. Les préoccupations relatives à la qualité de l'air dans la plupart des régions du monde renforcent l'intérêt pour le gaz naturel dans ce secteur. On estime que les voitures utilisant ce type de combustible émettent 20% de gaz à effet de serre en moins que les véhicules à essence ou diesel.

Le gaz naturel entre dans la fabrication de la pâte à papier, de certains métaux, produits chimiques, pierres, verre et dans la transformation de certaines denrées. Il peut

également être employé pour le recyclage des déchets, pour l'incinération, le séchage, la déshumidification, le chauffage et la climatisation. Il est aussi utilisé dans des applications commerciales, domestiques et dans des piles à combustible.

Les frais d'exploitation du matériel fonctionnant au gaz naturel sont généralement plus faibles que ceux liés à d'autres sources d'énergie. Les préoccupations grandissantes liées à la protection de l'environnement devraient conduire à accroître encore le recours au gaz naturel dans les transports.

Chapitre II :

Gaz pétrolier liquéfié

GPL

Chapitre II: Gaz pétrolier liquéfié GPL

II-1 Définition des GPL [16]

Le GPL est une mixture gazeuse composé principalement de butane et du propane à température ambiante et pression atmosphérique, et peut passer à l'état liquide sous les conditions suivantes :

- Pression relevée à la température ambiante.
- Pression atmosphérique et basse température.
- Pression modérée et température pas tellement basse.

Cette qualité lui permet d'être stocké dans un volume réduit (**250 litres** de GPL gazeux égale à un litre de GPL liquide).

La composition des GPL est variable selon les normes et ses utilisations dans différents pays. Il peut contenir ; le propylène, butène, une faible quantité de méthane, éthylène, pentane, exceptionnellement des hydrocarbures comme le butadiène, l'acétylène et le méthylacrylique.

II-2 le gaz de pétrole liquéfié (GPL)

II-2-1 Origine du GPL

Le GPL est extrait à partir de diverses sources qui peuvent être :

- de la récupération à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers).
- comme sous produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel GNL.
- du pétrole brut après raffinage comme sous produit.
- de la récupération à partir des champs gaziers. [16]

II-2-2 Le GPL dans le monde

II-2-2-1 La production mondiale en GPL

La production mondiale des GPL est passée de 120 millions de tonnes en 1985 [17], à 164,7 millions de tonnes en 1994, à 177,8 millions de tonnes en 1997 [18] ; et à 210 millions de tonnes en 2002. [17]

La compagnie Purvin&Gertz a estimé que les ressources atteindront à peu près 270 million tonnes en 2012 (figure II.1). [19]

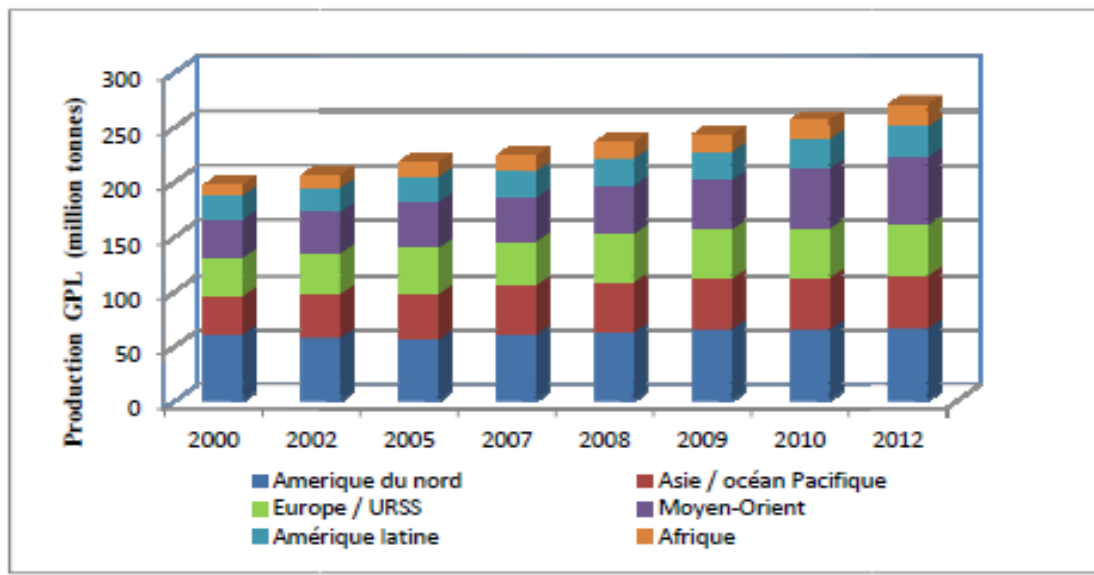


Figure II.1: Évolution de la production mondiale des GPL par région (2000-2012) [19]

II-2-2-2 La consommation mondiale en GPL

Présentement, 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. Presque la moitié de la demande des GPL globale vient des marchés résidentiels et commerciaux pour utilisation domestique et pour les entreprises. La demande global en GPL est supposée augmenter approximativement à 239 millions de tonnes en 2008 à environ 270 millions de tonnes en 2012 (figure II.2). [20]

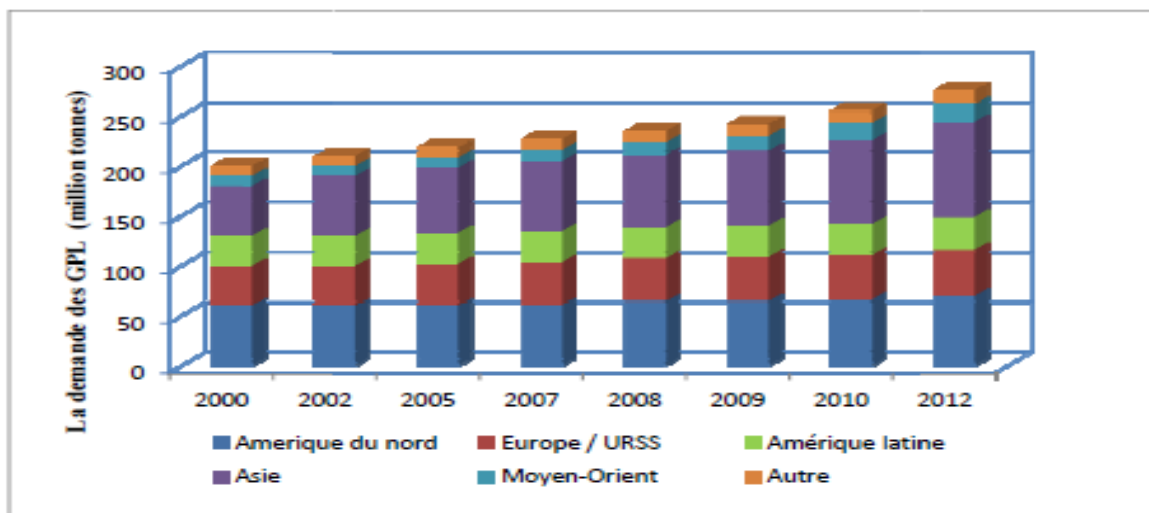


Figure II.2 : Évolution de la demande mondiale des GPL par région (2000) [20]

II-2-3 Le GPL en Algérie

L'Algérie est encore la plus grande productrice des GPL en Afrique avec une production dépassant 9 millions de tonnes par an. C'est aussi le deuxième plus grand exportateur dans le monde après l'Arabie saoudite. Purvin&Gertz attend que la production du GPL continue à s'élargir rapidement en Afrique. Il est prévu que la production du GPL touche les 22 millions de tonnes en 2012. Ils est attendu la plus grande augmentation de la production de l'Algérie et du Nigeria. [19]

II-2-3-1 Production de GPL

L'offre venant des champs (gisement d'hydrocarbures) représente **79 %** de l'offre national. Le plan adopté depuis les années **1990**, s'articule autour de deux axes :

- 1) Le développement de nouveaux champs de gaz situés au Sud-Est de Hassi R'mel pour la récupération du gaz sec, du condensât et de GPL. [21]
- 2) La récupération des GPL, issus des champs, passe de **330.000** tonnes en **1996** ; cet accroissement est dû à la mise en place d'unités d'extraction au niveau des champs suivants :

- **1979:** Hassi R'mel.
- **1985:** Adrar.
- **1993:** Haoud Berkaoui.
- **1995:** Haoud el-Hamra.
- **1996:** Oued Noumer.

Le champ de Hassi R'mel avec un apport de **3** millions de tonnes, contribue à lui seul à plus de **65 %** dans cette production, soit **57 %** de l'offre nationale des GPL. [21]

II-2-4 Utilisation de GPL

a) Le GPL dans l'agriculture

Les GPL sont souvent utilisés dans le secteur agricole pour la déshydratation et le séchage des végétaux, le chauffage des serres, le désherbage thermique (en substitution de produits chimiques), comme carburant pour les véhicules agricoles et comme insectifuge. Energie moderne et écologique, les GPL peuvent jouer un rôle essentiel dans le développement de l'agriculture. [21]

b) Le GPL dans l'automobile

Le GPL est le carburant alternatif le plus facilement remplaçable aux carburants traditionnels (essence et gazole). Il est l'alternative la plus utilisée dans le monde avec plus de 13 millions de véhicules. L'intérêt majeur du GPL carburant réside dans ses très faibles émissions de polluants en comparaison des carburants les plus courants, essence et gazole. Il permet ainsi de diminuer l'impact sur l'environnement et la santé humaine tout en contribuant aussi à limiter les émissions de gaz à effet de serre [21]. Ils sont aussi d'une qualité de combustion complète et ne génèrent aucunes particules. [30]

c) Le GPL dans les loisirs

La transportabilité des GPL, les gaz butane et propane, et leurs caractéristiques environnementales en font un combustible idéal pour les applications de loisirs, à la fois sur terre comme sur l'eau. Que l'on soit sous une tente, en camping-car ou en caravane, les GPL sont couramment utilisés comme combustible de cuisson. Sur un terrain de camping ou même dans son jardin, un barbecue alimenté aux GPL assure une température constante tout en limitant les émissions de CO₂. De plus, les GPL limitent les émissions néfastes de polluants locaux (pas de suie – pas de particules, par exemple), il est donc un partenaire important pour profiter de la nature et de la vie en plein air. Facilement transportable, avec beaucoup de possibilités de conditionnement, les GPL sont l'énergie la plus flexible d'utilisation. Ils répondent ainsi parfaitement aux besoins de millions d'amateurs de loisirs de plein air dans le monde entier. [21]

d) Le GPL dans la cuisiner

Cuisiner est une des activités nécessaires les plus énergivores au monde. Dans les pays industrialisés, les consommateurs ont la possibilité généralement de choisir une cuisinière ou un four fonctionnant au butane ou propane (les GPL), au gaz naturel ou à l'électricité. Dans les pays en voie de développement, la majorité des habitants utilisent des combustibles locaux (par exemple le bois, les résidus de récolte ou les déjections animales) avec des incidences néfastes pour la santé (particules – produits chimiques – suies...) comme pour l'environnement (déforestation...). [21]

e) Le GPL dans le chauffage

Maisons et hôtels imposent une source d'énergie fiable pour une multitude d'applications comprenant le chauffage central, l'eau chaude, le chauffage des piscines voire la climatisation, par exemple, en sus de la cuisson. Les GPL peuvent répondre à tous ces besoins et présentent l'avantage supplémentaire de garantir particuliers et entreprises des risques de ruptures ou de fluctuations d'alimentation en énergie. [21]

f) Le GPL dans la production d'énergie

Les GPL étant les seuls combustibles conventionnels, à la fois disponibles, accessibles partout et plus propres, ils sont le complément naturel des énergies renouvelables : ils apportent l'énergie nécessaire quand les éléments naturels (air, soleil, eau) ne sont pas ou plus à même d'en fournir. Ils permettent également la production localisée d'électricité grâce à de générateurs indépendants et à la micro cogénération. Pour ces productions autonomes d'énergie, l'empreinte carbone des GPL est plus faible que celle du charbon, du fuel ou de l'essence. [21]

g) Le GPL dans l'industrie

Les GPL soutiennent un large éventail de procédés industriels et de services, notamment là où une grande précision et flexibilité dans les températures de procédé, ainsi qu'une forte flamme, sont nécessaires. [28]

Il s'agit d'un carburant polyvalent idéalement utilisé dans de nombreuses applications industrielles et procédés de production. Ceux-ci incluent le chauffage de l'espace, du procédé et de l'eau, le traitement des métaux, le séchage, la production alimentaire, la production pétrochimique. Les 18% de la production mondiale des GPL sont destinés à l'industrie pétrochimique dans le but d'obtenir des produits finaux ou des produits semi finaux pour les autres industries chimiques, dans laquelle 18% des GPL consommés en pétrochimie et 10% en éthylène. On trouve parmi les principaux produits qu'on peut obtenir à partir de la transformation des GPL ; le propane, le n-butane et l'isobutane [22]. Ainsi que l'alimentation des fours industriels, des fours et des fours, entre autres. [23]

II-2-5 Les propriétés du GPL [23]

Le G.P.L. raffinés sont en général presque inodores et extrêmement inflammables, étant donné leur grande volatilité, ils peuvent fournir, au contact de l'air, des mélanges explosifs. Pour mieux les reconnaître ou détecter d'éventuelles fuites, on leur donne une odeur au moyen de substances appropriées (mercaptans).

Le G.P.L. ne sont pas vraiment toxiques, ils présentent tout au plus un léger pouvoir anesthésiant s'ils sont inhalés longuement et provoquer des migraines et des maux d'estomac.

Le G.P.L. lorsqu'il se répand sous sa forme, hors d'un container sous pression produisant du froid : au contact de la peau, il provoque des brûlures caractéristiques appelées « **brûlures froides** ».

- Le poids spécifique du G.P.L. est environ la moitié de celui de l'eau.
- Le gaz propane a une densité de 1.5 fois de l'air.

II-2-6 Caractéristiques de GPL

En général, les particularités physico-chimiques des GPL (courbe de distillation, tension de vapeur, poids spécifique, pouvoir calorifique, rendement dans les moteurs, etc.) dépendent de leur teneur en divers hydrocarbures. [24]

II-2-6-1 Le pouvoir calorifique des GPL [23]

Le pouvoir calorifique des GPL est pratiquement égal à celui de l'essence, si on l'exprime en kilocalories par kilogramme de carburant, mais ces valeurs seront très différentes si elles sont exprimées en kilocalories par litre de carburant liquide à 15°C (**voir tableau II.1**). Cette diversité provient de la différence des densités entre le GPL et l'essence. En moyenne, la densité à 15°C des GPL est de 0,555 kg/litre et celle de l'essence de 0,730 kg/litre. Un moteur alimenté avec l'essence développe une puissance supérieure de 10 à 12%. L'augmentation du rendement global des GPL par rapport à l'essence peut s'expliquer par une meilleure combustion due à une plus grande homogénéité du mélange gaz

Tableau II.1: Comparaison de pouvoir calorifique entre les GPL et l'essence [23]

<i>Pouvoir Calorifique</i>	<i>Essence</i>	<i>GPL</i>
<i>Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg)</i>	11300	11850
<i>Pouvoir calorifique inférieur (kcal/kg)</i>	10500	11000
<i>Pouvoir calorifique supérieur (kcal/litre)</i>	8200	6480
<i>Pouvoir calorifique inférieur (kcal/litre)</i>	7600	6050

Un litre de GPL a une valeur énergétique de 22,5% inférieure à celle contenue dans un litre d'essence.

Un mélange GPL doit respecter les spécifications suivantes :

- Moins de 50% de propane et plus de 19% de butane en volume.
- Pression de vapeur comprise entre 7,5 et 11,5 bars à 50°C. [23]

Tableau II.2: Caractéristiques des composants des GPL [24], [25]

	<i>Propane</i>	<i>isobutane</i>	<i>n-butane</i>
<i>Formule chimique</i>	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀
<i>Tension de vapeur à 10°C (kg/cm²)</i>	6,2	1,3	1,5
<i>Point d'ébullition à 760mm Hg (°C)</i>	-42	-11,7	-0,5
<i>Densité du liquide à 15°C</i>	0,51	0,56	0,58
<i>Litres de gaz obtenus à partir d'un litre de liquide</i>	272,7	229,3	237,8
<i>Densité de la vapeur à 15°C</i>	1,86	2,45	2,45
<i>Pouvoir calorifique supérieur (kcal/kg)</i>	11980	11828	11586
<i>Température d'auto inflammation (°C)</i>	480	480	420
<i>Kg d'air comburant par kg de gaz</i>	15,8	15,6	15,6
<i>Nombre d'octane</i>	96	97	89
<i>Limite d'explosion (%)</i>	2,2 à 9,4	--	1,9 à 8,5
<i>TVR à -20°C</i>	2,6	0,6	0,5
<i>TVR à 0°C</i>	5	1,7	1,1
<i>TVR à +20°C</i>	9	2,3	2,2
<i>TVR à +40°C</i>	14,5	5,7	4

II-2-6-2 Point d'ébullition et la masse volumique

Le point d'ébullition et la masse volumique des GPL sont représentés :

Tableau II.3: Le point d'ébullition et la masse volumique des GPL [24]

	<i>Point d'ébullition (°C)</i>	<i>Masse volumique du liquide (kg/m³) à 15°C</i>	<i>Masse volumique du gaz (kg/m³) à 15°C</i>
<i>Butane</i>	0	585	2,50
<i>Propane</i>	-42	515	1.85

- 1 litre de butane liquide libère 239 litres de gaz (15°C – 1bar)

- 1 litre de propane liquide libère 311 litres de gaz (15°C – 1 bar)

Ces caractéristiques physiques confèrent à cette énergie un privilège certain du point de vue du stockage et du transport.[24]

II-2-6-3 Tension de vapeur

La pression qui règne dans les récipients (tension de vapeur) dépend : de la température initiale du liquide du soutirage éventuel effectué.

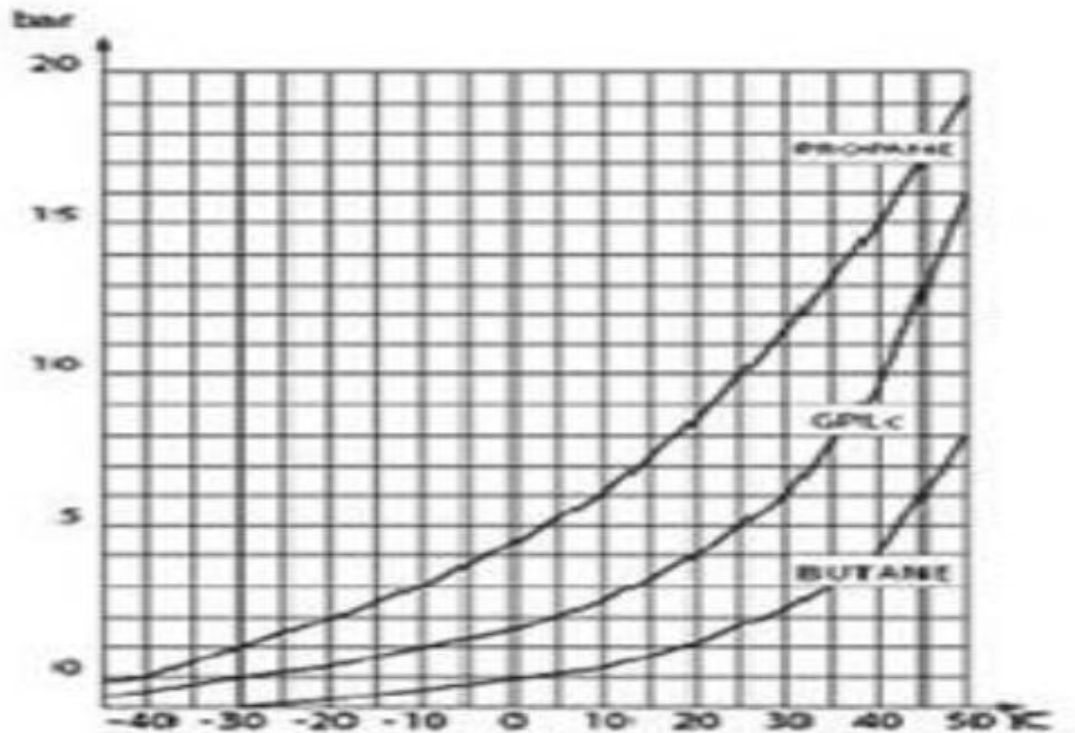


Figure II.3: Tensions de vapeur du butane et propane à la température ambiante [24]

Il faut une température supérieure à :

- 0°C pour obtenir un débit gazeux en butane,
- - 40°C en propane. [20]

II-2-6-4 Caractéristiques du butane et du propane commerciaux

Le butane commercial est avec moins de 19% (volume) de propane. La masse volumique doit être égale ou supérieure à 0,559 kg/l à 15°C (0,513 kg/l à 50°C). La pression de vapeur maximale sera 6,9 bars à 50°C, et le point final d'ébullition inférieur ou égal à 1°C. [21]

Le propane commercial est défini comme un mélange renfermant environ 90% en volume de propane, sa masse volumique doit être supérieure à 0,502 kg/l à 15°C (soit 0,443 kg/l à 50°C). [22]

La pression de vapeur à 37,8°C est comprise entre 8,3 bar, ce qui correspond à un intervalle de (11,5-19,3 bar à 50°C). La teneur en soufre est limitée en masse. Le test d'évaporation doit conduire à un point final d'ébullition inférieur ou égal à -15°C. [22]

II-2-7 Avantages et inconvénients techniques de GPL [24]

- L'homogénéité du mélange air-GPL donne une meilleure régularité du couple moteur aux bas régimes mais perd environ **58 %** de puissance à haut régime, les reprises seront plus souples. Le fonctionnement du moteur est plus silencieuse et les vibrations diminuent contrairement aux carburants classiques, la combustion du GPL ne laisse aucun dépôt et procure au moteur et au lubrifiant une longévité accrue. Les révisions peuvent être espacées tous les **30000 Km**

- La surconsommation des GPL c'est de l'ordre de **15 à 20 %** par rapport aux carburants traditionnels.

- Il existe un inconvénient majeur d'encombrement, le réservoir peut amputer le volume du coffre. Toutefois les constructeurs proposent dès la conception de leurs modèles une version GPL /c avec réservoir intégré.

- Les gaz d'échappements sont exempts de poussières, de plomb et de soufre.
- Les émissions en oxyde de carbone sont réduites principalement en circulation urbaine.
- Les GPL carburant répondent bien aux problèmes de pollution des villes.

II-2-8 Spécification de GPL de Hassi R'mel [24]

Cette fraction doit répondre aux spécifications :

-Teneur en C₂- ≤ 3% molaire.

-Teneur en C₅+ ≤ 0.4% molaire.

II-3 Le condensat

II-3-1 Définition de condensât

Le condensat Appelés aussi liquides de puits de gaz naturel qui contient d'hydrocarbures paraffiniques, de (iC_5H_{12}) jusqu'au ($C_{12}H_{26}$) et plus, généralement extrait des gisements du gaz à condensât avec (pression atm et température). [25]

II-3-2 Caractéristiques des condensats [25]

Appelés aussi liquides de puits de gaz naturel, les condensats sont un liquide incolore avec une odeur d'essence. Ils désignent la fraction légère à partir du pentane.

Les condensats sont associés au gaz naturel mais aussi aux gaz associés des champs de pétrole. Ils se trouvent dans les gisements à l'état gazeux et se condensent lorsqu'ils sont refroidis par la détente à la sortie. Ils sont essentiellement utilisés dans deux secteur industriels, à savoir, le raffinage et la pétrochimie.

Les condensats sont Hautement inflammables et évaporable à T et P normale, ils ne sont pas électro conducteur, présente un danger d'explosion du fait de l'étincelage électrostatique par coulage, filtration, etc.

Les vapeurs de condensats sont toxiques. Parmi Les symptômes ressentis par l'homme, on distingue l'irritation des yeux, étourdissement, etc. la concentration des vapeurs des condensats doit être maintenue à 30 ppm dans les locaux de travail et cela en réalisant une ventilation.

Tableau II.4 : Caractéristiques des condensats [25]

Poids spécifique	Entre 0 ,7 et 0,8
Point d'éclaire	< - 40 °C
Limite d'inflammabilité	1,4 à 7 ,6 % dans l'air
Densité de vapeur	Vapeur 3 à 4 fois plus grande que celle de l'air

II-3-3 Domaine d'utilisation de condensat [25]

- utilisé pour la production des oléfines dans la pétrochimie.
- Les condensats de gaz naturel sont utilisés pour diluer le pétrole brut lourd ou le bitume.
- Les condensats de gaz naturel sont utilisés matières de base industrielles, ou comme composé de fluidification dans la production de l'essence.
- Les condensats de gaz naturel sont utilisés comme composant fluide dans les opérations de forage des puits de pétrole et de gaz.

Chapitre III :

Sécurité industrielle

Chapitre III: Sécurité industrielle

III-1 Introduction

La sécurité généralement joue un rôle très important dans une raffinerie ou unité de traitement de gaz ou complexe pétrochimique.

Dans l'industrie du pétrole et de gaz, Si la complexité technologique et remarquable, les dangers sont très divers et c'est pour ça que le service de sécurité dans les unités de traitement de brut est obligatoire, il établit des règles proprement strictes pour assurer la bonne marche de l'usine, le service de sécurité exerce ses fonctions dans plusieurs domaines avec son équipe de surveillance. Il contrôle la bonne connaissance et éventuellement, l'exécution des consignes de l'usine. Ces consignes visent à prévenir les accidents au personnel ou matériel et l'incendie.

La conception et la consommation de l'installation de l'usine de Hassi R'mel prévoient une installation de traitement efficace, d'une exploitation facile et intrinsèquement sûre.

Bien que le gaz et les liquides traits soient bien sur inflammables, il est évident qu'il faut toujours une source d'allumage pour provoquer un incendie ou une explosion.

On prendra toujours grand soin a tout instant afin de s'assurer que les mélanges inflammables ne sont pas exposés à des sources d'allumage telles que brûleur de four, installation de turbine a gaz ...etc.

III-2 Organisation de la sécurité

III-2-1 Service prévention

Travail en collaboration avec les autres structures, en ce qui concerne les nouveaux projets, les travaux de modification sur les installations pour donner son avis sur l'aspect sécuritaire coté réglementation et manière de restauration.

Pour cela, il préconise les différentes consignes de sécurité lors des travaux (soudure, manutention...) et veille à leur application .Donc le service prévention a pour les taches principales :

- ❖ Assister aux différents teste des équipements de sécurité sur les appareils de forage et autre.
- ❖ Organiser des campagnes d'information et de formation du personnel.
- ❖ Procéder a l'affichage des différentes consignes de sécurité.
- ❖ Initier le personnel sur l'utilisation des moyens de premier secours.

- ❖ Etablir des rapports mensuels et annuels relatifs à ses activités et analyser les causes des accidents et incidents.
- ❖ Procéder quotidiennement à la vérification des matériels au niveau des centres de production, chantiers et les différentes régions.
- ❖ Etablir le plan d'opération interne et des secours (POIDS) et le plan d'assistance mutuelle (P A M).
- ❖ Prévenir les accidents et incidents.
- ❖ Suivre les travaux d'intervention sur le site et veiller sur l'application des consignes de sécurité.
- ❖ Etudier les dangers industriels et les accidents de la vie professionnelle.

Etudier les statistiques des accidents et des maladies sur les de celui-ci.

III-2-2 Service intervention

Ce service à pour tâche principale l'intervention rapide en cas d'accidents ou d'incendies, il possède un ensemble humains et matériels mobiles et opère avec trois équipes sur 24 heures.

Ce service intervient dans les cas suivants :

- ❖ Intervenir en cas d'accidents.
- ❖ Assister les travaux dangereux en y apportant la couverture de sécurité nécessaire.
- ❖ Assurer l'enterions préventif des systèmes de protection et de équipements et matériels anti-incendie.
- ❖ Assurer l'entraînement du personnel aux exercices d'intervention (vulgarisation de la lutte anti-incendie).
- ❖ Etablir, actualiser et applique les plan d'intervention de la direction régionale et autre.
- ❖ Appareilles et vêtement de protection (masqué et détecteur de gaz)...etc.

III-2-3 Cellule surveillance

Sa tâche est de surveiller de plus près l'ensemble des moyens humains et matériels entrant ou sortant des installations, base de vie ...etc.

III-3 Les règles de sécurité

Les règles de sécurité peuvent être générales ou particulières, elles sont générales lorsqu'elles sont valables à toute personne se trouvent dans l'usine, et particulières si elles concernent un poste, souvent développées et prescrites par le service prévention, elles comportent seulement un poste de travail bien défini.

Les règles générales de sécurité sont souvent développées et prescrites par le service le service de prévention elles comportent des consignes d'hygiène, de protection

Industrielle, le service prévention procède aussi au contrôle périodique de toutes les installations pétrolières de la région.

Les risques dans l'industrie du gaz sont souvent des risques d'inflammation ou d'explosion qui nous obligent à exclure l'un des trois éléments principaux de la flamme qui sont la source, l'oxygène et le combustible.

* Généralement, on pose à exclure le premier qui peut être :

- Des étincelles (briquet, allumette, soudage)
- Des particules chaudes provenant de l'échappement des véhicules ...etc.

* Afin de minimiser les risques, la réglementation établit les consignes Préventions suivantes :

- Interdit de fumer.
- Interdiction d'effectuer tous les travaux de nettoyage à l'aide des produits pétroliers (essence, gas-oil) sans autorisation du service de sécurité.
- Permis de travail, délivrer pour effectuer tous les travaux ou modification dans l'usine (câble souterrain, canalisation, travaux en surface...) et spécifier les dispositions et mesures de sécurité à prendre.
- Port obligatoire des tenues réglementaires, chaussure de sécurité, combinaison, casque, lunette,.... À l'entrée de l'usine.

III-4 Dangers

Il n'y a jamais de liste complète en ce qui concerne la sécurité, tout fois on trouvera ci-après une liste qu'il faut éviter.

1-des brides ou des presses étoupe fuyards ainsi que des verres de jauge brisés pouvant libérer des gaz ou liquide susceptible de provoquer des incendie, souvent ces fuites sont tendues évidentes du fait avant la mise en marche, on devra vérifier tout l'équipement en vue de détecter toutes fuite.

2- allumage de mélange d'air et de gaz à la fin de travaux effectuée sur ou des récipients qui n'ont pas été convenablement purgés.

III-4-1 Toxicité du TEG

a) Identification du produit :

Nom de produit **TRI ETHYLENEGLYCOL.**

Formule: **HO (CH₂CH₂O) 2CH₂CH₂OH.**

Poids molaire: **150.18**

Porter des lunettes de protection et des gants pendant manipulation.

Pendant utilisation, éviter contact avec les yeux, la peau et les vêtements, laver abondamment après manipulation, refermer le conteneur après utilisation

b) Données physiques :

Point d'ébullition **285°C**

Point de congélation **-4°C**

Densité liquide **1.10**

Densité vapeur **5.1**

Tension de vapeur **0.01 mmhg.**

Solubilité dans eau : complète.

Apparence et couleur ; incolore et odeur moyenne.

c) Données explosion et feux

Point de flash : **172°C**

Limité inflammabilité bas **0.9%** : haut **9.2 %**

d) Moyens d'extinction à utilisé : eau pulvérisée, CO₂, poudre sèche mousse.

Les agents d'intervention doivent se vêtir de vêtements de protection adéquats et avoir un système de respiration individuel.

e) **Gaz dégagés pendant la combustion** CO et CO₂.

f) **Dangers poque la santé**

Effets suite à la longue exposition : le TEG peut irriter les yeux et la peau.

g) **Procédures de première urgence**

- **ingestion** : si aval et la personne est consciente, boire immédiatement de grandes quantités d'eau potable, rester sous surveillance médicale.

- **respiration**: si une personne respire une grade quantité de TEG, la déplacer vers un endroit ou l'air est frais, rester sous surveillance médicale.

- **Contact avec les yeux** : laver les yeux abondamment avec de l'eau propre pendant au moins 15 minutes.

Rester sous la surveillance médicale

-**Contact avec la peau** : laver immédiatement et abondamment avec de l'eau propre et du savon pendant au moins 15 minutes.

- **stabilité** : stable

- **condition a évité** : la chaleur, le feu et autre sources d'inflammation.

III-4-2 Toxicité de GPL

Le GPL n'est pas toxique mais il possède des propriétés anesthésiques. Dans les puits et autre endroit clos ou le gaz plus lourd que l'air peut s'accumuler, l'air peut être déplacer provoquant ainsi un manque d'oxygène, pour toute respiration normale.

Avant de pénétrer dans tels endroit on devra effectuée des essais afin de déterminer la concentration de gaz, si la concentration de gaz peut causer un manque d'oxygène il y a certainement possibilités que se gaz soit inflammable en tant que tel constitue un sérieux risque d'incendie ou d'exploitation.

III-4-3 Moyens de protection

- **Ventilation** : ventiler l'endroit de stockage si c'est un endroit ferme.
- **Moyens de respiration** : non nécessaires la ou il existe une bonne ventilation, en cas de doute utilisé un masque respiratoire.
- **Protection du peu et des yeux**, lunettes de protection gants, vetements adéquats.

- **Stockage et manipulation :**

Code de couleur pour le stockage : orange

Précautions spéciales : fermer énergiquement les containers ou les fuites peut être stocké dans n'importe quel endroit de stockage de produits chimique.

III-5 Système de lutte contre l'incendie

III-5-1 Réseau d'incendie

Le réseau incendie se compose de canalisation (8) concernant l'usine de traitement de brut et de (6) concernant les réservoirs de brut et la section de boosting.

Pour la station de déshuilage le réseau incendie est piqué en 4 a partir de celui du centre de REB.

Ils alimentent à 3 bouches et la vanne principale de déluge du réseau de mousse sous une pression supérieure à 7 bars.

III-5-2 Réseau de mousse anti-incendie et le système d'extinction de feu par CO₂

Toutes les cuves sont entourées d'un fil thermosensible qui en cas de détérioration ou rupture déclenche automatiquement, le système d'extinction par la mousse anti-incendie le système peut être active a distance a partir de la salle de contrôle ou :

1) L'arrêt et le démarrage de l'unité de production de propane

✓ Equipements du procédé :

- pot d'aspiration
- Pompes d'alimentation P305A/B
- économiseur (pré- chauffeur de charge) E301
- colonne de distillation T301
- condenseur de tête (Aero réfrigérant) E302A/B
- ballon de reflux V301
- Pompes de reflux P301A/B
- Pompes de rebouillage P302A/B
- rebouilleur (four) H301
- sécheur de C3 PK306
- ballon de stockage V306A/B
- P303A/B Pompes d'appoint –expédition.

A noter toutes les pompes de l'unité sont types centrifuges

Multiplex (P305 –P303)

Simplex (P301-302)

.immergée (P303).

2) Arrêt de l'unité :

L'arrêt de l'unité, c'est surtout l'arrêt du rebouilleur ou du four .pour l'arrêt normal du four, on doit procéder par la réduction du débit de gaz combustible en agissant sur la vanne de contrôle de gaz TV3006.

La réduction doit être de sorte a donné normalement une chute de 60° par heure .Cette chute de température du fond de colonne entraînera une chute de pression et une montée de niveau de la colonne. Donc une action sur la vanne d'alimentation de la colonne (FV3001) vers fermeture

Sur la position des pales de l'aero réfrigérant (E302) vers ouvertures et sur la vanne de reflux (FV3002) vers fermeture sera nécessaire pour :

- demi nuer le débit de charge pour maintien de niveau
- ouverture des pales de l'aero réfrigérant pour augmente la pression
- diminuer le débit de reflux de tête pour augmente la température.

Réellement la chute de température dans la colonne entraînera automatique une chute ou une réduction du taux de vaporisation .c'est pour cela que le niveau dans la colonne augmente et la pression diminuer.

Aussi la chute de pression favorise la montée de niveau.

A environ 70 °c, on ferme complètement la vanne fuel gaz TV3006. À ce moment le four réagira à la chute de pression (FG.psll 3801), donc ça sera comme un déclenchement par pull 3801, (très basse pression .FG).

La deuxième manière, c'est la fermeture directe et totale de laTV3006 au tout début .Là aussi le four va réagir à la sécurité de pression FG .psll3801.

Ces arrêts entrerons automatiquement la réaction des vannes d'isolement FG.

- UV 3800 vers fermeture
- UV 3801 vers fermeture
- UV 3802 vers ouverture
- .UV 3803 vers fermeture

Avec l'arrêt du four, nous sommes le nus de :

- maintenir obligatoirement la pompe de rebouillage en Services jusqu'à ce que la température du fond de colonne avoisine les 40°C.
- maintenir la pompe d'alimentation en Service même si ça sera avec la vanne de minimum flow jusqu'à la stabilisation niveau du fond de colonne (pour éviter déclenchement de la pompe P302).
- aéro condenseur sera maintenu en service en fonction de la température et de la pression de tête de dépropaniseur.
- Pompe de reflux son maintien en service sera dicté par le niveau du ballon. Aussi A 12kg/cm² la pompe ne pourra refoulée.

En tout dernier, l'opérateur de la section procédera à l'arrêt des pompes d'alimentations, et des pompes de reflux de tête et la dernière de la série sera la pompe de rebouillage.

Si c'est pour un arrêt prolongé, l'isolement de ces pompes est nécessaire.

3) Démarrage de l'unité

A l'instar de l'arrêt de l'unité, le gros de démarrage se concentre sur le four (rebouillage) mais son démarrage est procédé par la mise en service d'autre équipements pour éviter tout risque d'accident.

Une attention particulière doit être faite avant, pendant, et après le démarrage de chaque équipement.

- A commencer par l'ordre chronologique pour ce démarrage.
- Etat physique de chaque équipement avant et lors du démarrage.

Exemple : avant le démarrage d'une pompe, c'est le contrôle du circuit de refroidissement, lubrification palier s'assure que l'arbre peut tourner librement, ouverture vanne d'aspiration, drainage et purge de la pompe. Absence de fuite,

S'assure de la bonne position des vannes d'isolement, et des vannes de sécurité PSV-UV-HV ainsi que les vannes de régulation doivent être disposées, c'est-à-dire leurs vannes de grades ouvertures.

Pour le démarrage proprement dit, Après tous les contrôles d'usages, on ouvre en premier la vanne d'isolation du pot, la vanne d'admission de la pompe procéder à la purge du pot et du corps de la pompe (pour drainer les eaux).

Chapitre IV :

Parie Calcul

Chapitre IV Parie Calcul

IV-1 Présentation du module commun

IV-1-1 Introduction

Construite dans le cadre de la phase B des modules 0 et 1, cette unité a été mise en service en 1985. Elle a pour but de récupérer les gaz moyenne pression des module 1 et module 2 et de fournir les frigories nécessaires pour le refroidissement du gaz permettant ainsi une meilleure récupération du GPL au niveau de ces modules.

IV-1-2 Description des différentes sections du module commun

IV-1-2-1 Déshydratation et recompression des gaz moyen pression (MP)

Cette section comprend deux colonnes de déshydratation T330 et T340 de gaz MP provenant de la tête des déethaniseurs des M0 et M1. Ces vapeurs de tête (C_2 -) sont acheminées aux installations communes à 18 Kg/cm² en vue d'une recompression et réinjection à 75 Kg/cm² dans la pipe de gaz de vente.

Le séchage s'effectue dans ces contacteurs à l'aide du tri éthylène glycol qui est injecté à contre courant avec le gaz dont la composition est la suivante en pourcentage molaire :

Tableau VI .1: Composition du gaz MP

N ₂	C ₆₊	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
1.758	0.237	0.361	71.194	23.277	1.984	0.173	0.366	0.308	0.342

Cette section comprend par ailleurs trois unités de régénération de glycol PK 330, PK340 et PK 350 pour régénérer ce produit de 96 % à 99.5% en poids.

Après déshydratation, les vapeurs de tête sont collectées dans un séparateur d'aspiration des compresseurs V308 d'où une quantité de fuel gaz est prélevée.

Le système de recompression comprend deux turbocompresseurs CGT/C 302 A/B, reliés à un circuit de procédé commun où chaque machine est en mesure de prendre la totalité des vapeurs de tête des deux modules à 18 Kg/cm², la 2^{ème} machine est en attente.

Les vapeurs de tête recomprimées sont réinjectées à 75 kg/cm² dans les conduites respectives de gaz de vente des M0 et M1, après refroidissement par une batterie de 4 aéroréfrigérants E304/1-4.

IV-1-2-2 Boucle de propane

La boucle de propane est un système mis en place pour assurer l'alimentation en propane réfrigérant nécessaire pour la réfrigération de tête des déethaniseurs des M0 et M1 ainsi que pour le traitement du gaz brut de ces modules ; leur permettant par là une meilleure récupération de GPL et de condensât.

Comme sa dénomination l'indique, ce système fonctionne en boucle fermée, il est alimenté à partir des ballons de stockage V306 A/B par l'intermédiaire de deux pompes d'appoint P303 A/B.

Il est constitué de :

- 03 turbocompresseurs avec circuit de procédé commun ; une ou deux machines sont en service selon le cas de fonctionnement (100 ou 130 bars). La troisième machine est en attente.
- Un accumulateur principal V302 pour l'alimentation des chillers des M0 et M1 en propane liquide HP après recompression des retours de vapeurs de propane par les machines et recondensées par un système de batteries de 48 aéroréfrigérants à 50°C et 20 kg/cm².
- Un accumulateur V304 pour l'alimentation des chillers des M0 et M1 en propane liquide MP (7,5 kg/cm²) et la réception des retours de vapeurs de propane HP.
- Un accumulateur V303 à l'entrée de la 1^{ière} aspiration des machines destinée à la réception des retours de vapeurs de propane BP à 1,05 kg/cm².
- Un accumulateur V305 à l'entrée de la 2^{ème} aspiration des machines afin d'éliminer d'éventuels entraînements d'HC liquides.

IV-1-2-3 Système des utilités

Afin de produire un composé désiré, certains services essentiels doivent être fournis et sans lesquels l'unité ne peut fonctionner :

A. Fuel gaz

L'arrivée du fuel gaz de l'unité peut être assurée par deux sources différentes : l'une à haute pression (HP) vers V309, l'autre à moyenne pression (MP) vers V310.

Le fuel gaz HP est prélevé de la pipe de gaz de vente des M0 et M1 à une pression de 75 kg/cm² et une température de 40°C. Sa composition en pourcentage molaire est la suivante :

Tableau IV.2 : Compositions du fuel gaz en pourcentage molaire

N ₂	C ₆₊	CO ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂
6.151	0.071	0.202	6.830	2.043	0.311	0.458	0.09	0.096

Le fuel gaz HP est utilisé pour le démarrage des turbines de lancement des turbocompresseurs et /ou comme source fuel gaz.

Le fuel gaz MP est prélevé du gaz de tête des déethaniseurs après son séchage à la sortie du V308 (P =17.5 kg/cm², T=35°C).

Le fuel gaz basse pression (BP) arrive au V311 à partir du V310, P=6 kg/cm², T=25°C. Il est utilisé pour la combustion dans des rebouilleurs de Très Ethylène Glycols (TEG) et de propane et pour le balayage du réseau torche.

B. L'énergie électrique

L'énergie électrique de l'unité est fournie par SONEGAS via les M0 et M1 à travers trois lignes (5,5 kV ,50 Hz) ; 2 lignes du M0 et une de secours du M1. Cette énergie est transformée en 380V, 220V et 110V pour diverses utilisations.

C. Gaz inerte

L'unité de générateur de gaz inerte PK-320 et le system de séchage sont installés dans les installations communes pour fournir une capacité égale à 270 Nm³/h de gaz inerte qui sera utiliser pour purger les équipements, cette unité fournir de gaz inerte par oxydation de CO₂.

il y a une nouvelle unité installée au niveau de la phase « B ».la génération s'effectue par adsorption dans une colonne à tamis moléculaire, l'air est introduit dans la colonne d'adsorption, le tamis moléculaire empêche le passage des molécules d'O₂, il est perméable au molécules d'azote N₂. La teneur admissible (max) d'O₂ dans le gaz inerte est de 2Nm³/h.

C. Air instrument et air service :

L'air instrument est produit par deux compresseurs alternatifs, la capacité d'alimentation est de 1200 Nm³/h à une pression de service de 7 kg/cm² et une T= 55°C. Les différents accumulateurs d'air instrument à travers l'usine permettent une autonomie d'alimentation de 30 min en cas de panne de courant. L'air instrument est séché à travers un tamis de silica-gel au niveau des sécheurs D301 A/B, son point de rosé est de – 18°C à 7 Kg/cm² de l'air service est prélevé avant séchage pour les différents besoins de l'usine.

Le système air instrument et service est banalisé avec les M0 et M1.

D. réseau torche

Une torche commune Z301 est prévue pour les gaz, le drainage des HC liquides à circuit fermé ainsi que les GPL dénommés produits froids provenant des installations communes, de M0 et M1 (drainage des chillers). La torche est munie de trois ballons de flash V312 (produits froids), V316 et V317 pour les autres drainages gaz ou liquides.

Chacun des ballons est muni de deux pompes pour les produits qui ne s'évaporent pas. Ceux du V312 sont dirigés vers la fosse de brûlage, tandis que ceux des V316 et V317 peuvent être récupérés dans le V230 du M1.

E. L'eau

L'eau brute provient du puit et ou du château d'eau et stockée dans le bac S302 ; à un débit de 240 m³/J et une pression de 2 kg/cm².

Du S302, l'eau passe à travers un filtre à sable F302 pour être stocké dans le bac d'eau filtré S303 puis elle subit un traitement par échange d'ions à travers l'adoucisseur K301 avec une dureté totale < 10 ppm. Elle est stockée dans le S304 nécessaire aux appoints pour le refroidissement des pompes et des compresseurs alternatifs ainsi que pour les M1 et M0. La capacité est de 4 m³/h.

L'eau potable est produite par traitement de l'eau filtrée dans l'unité de chlorationk302, elle est stockée dans le réservoir d'eau potable S318 d'où elle sera répartie les installations communes, le module 0 et le module1

F. Purification et stockage d'huile

Un bac d'huile S306 d'une capacité de 50 m³ est installé avec 2 pompes P308 A/B pour l'appoint des caisses des turbomachines. 2 autres pompes P309 A/B pour la vidange de ces caisses ; l'huile vidangée est stockée au niveau de deux ballons S308 A/B avant d'être purifiée par 3 purificateurs CZ301 A/B/C. cette huile est stockée ensuite au niveau du S307 pour être réutilisée.

IV-2 Unité de production de propane et de butane

Le GPL provient du module 0 à une pression de 22,2 kg/cm² et température de 21.1°C, il est pompé par la P305 A/B à un flux de 13.4 m³/h, puis préchauffé dans l'échangeur E301 jusqu'à une température de 59,8°C, il sera à ce niveau injecté au 19^{ième} plateau de la colonne de distillation (dépropaniser).

Les composés les plus volatils ; éthane et propane, sont récupérés en tête de colonne sous forme vapeur, puis ils passent à travers un aéroréfrigérant E302A/B où aura lieu la condensation de propane tandis que l'excédent d'éthane qui ne peut être condensé est envoyé vers torche. Le propane liquide est collecté dans un ballon de reflux V 301, Ou une majeure partie est utilisée comme reflux de tête de la colonne, l'autre partie passe par une unité de séchage PK360 En vue d'être déshydrater jusqu'à un taux d'H₂O inférieur a 1ppm

Cette unité comprend deux sècheurs de propane D361A/B , Des réchauffeurs de gaz de régénération E361, des pots de purge du gaz de régénération V361, de refroidisseurs du gaz E302 A/B. les sècheurs de propane sont cylindriques et pourvus respectivement d'un tamis moléculaire à l'intérieur . Le propane passant à travers les colonnes est déshydraté par adsorption. La durée de déshydratation utile de chaque sécheur est de 24 heures, suite à cela il sera régénéré ; le tamis moléculaire contenant de l'eau adsorbé est chauffé par gaz et débarrassé de son eau, qui sort de la colonne (phase de chauffage). Le sécheur est ensuite refroidi et sera en attente pour l'adsorption suivante.

Différentes phases de service d'un sécheur : pressurisation (3minutes), remplissage (10 minutes), adsorption (24 heure), drainage (20 minutes), chauffage (6h30minutes), refroidissement (1h30 min) puis position attente.

Après séchage, le propane circule à travers un filtre F301 puis stocké dans les ballons V306 A/B pour être utilisé comme appoint pour la boucle de propane. Le propane non stocké est envoyé vers NAFTAL ou à défaut vers le CSTF.

Une pompe P302 A/B fait circuler le butane liquide à travers le rebouilleur H301 pour maintenir la température de fond de colonne à 104°C.

Le butane récupéré au fond de colonne sort à un débit de 7,29 m³/h est une température de 102,4°C et entre dans l'échangeur E301 côté calandre pour préchauffer le GPL avant d'être envoyé vers NAFTAL ou à défaut vers le CSTF.

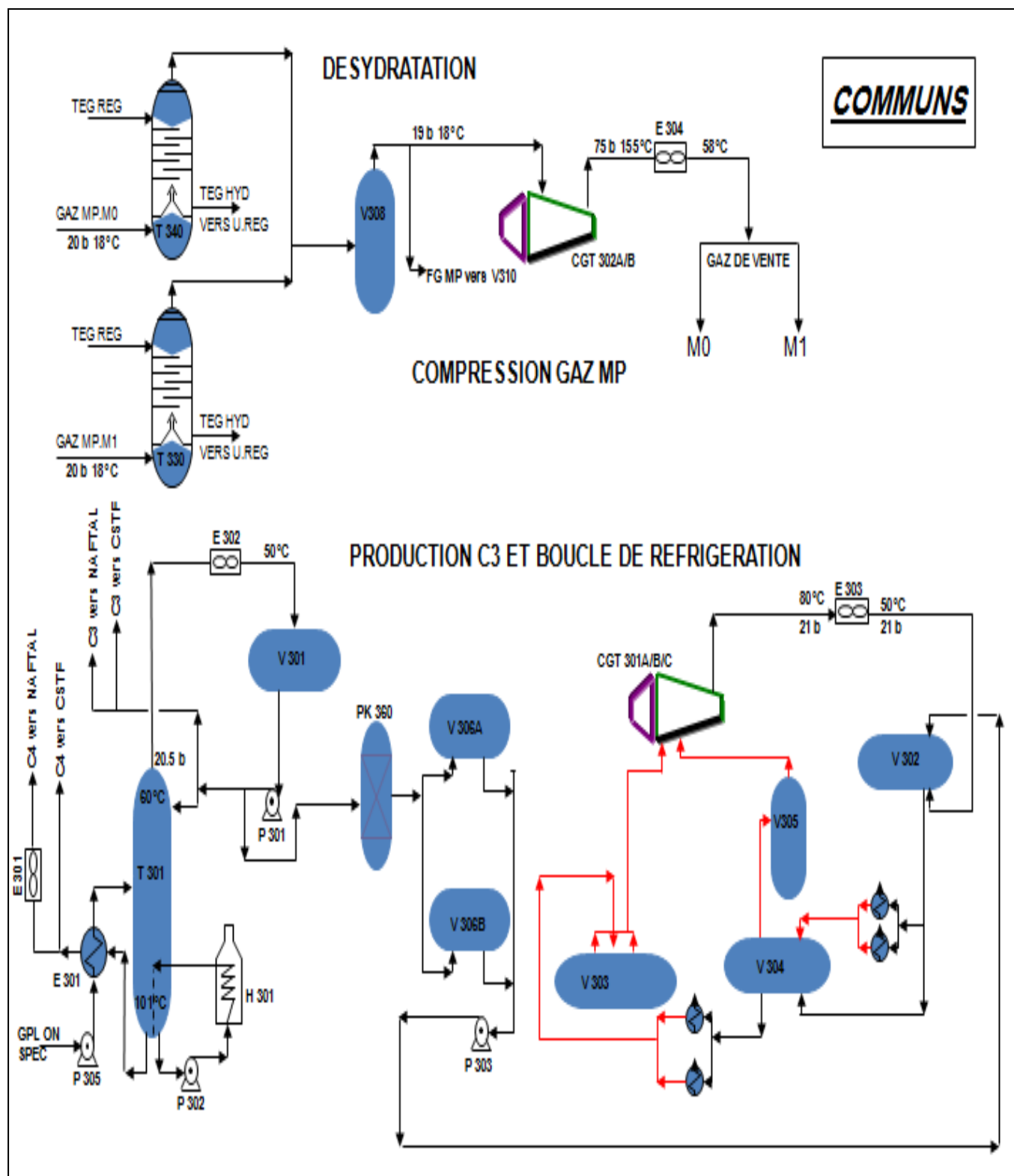


Figure IV.1: Schéma des différentes sections du module commun

Exposé du problème

Dans le module commun (phase B des modules 0 et 1) à Hassi R'mel, il existe une unité de dépropanisation, la capacité de traitement du GPL de cette unité est de 141 tonnes par jour.

Vus l'augmentation de la demande sur les produits de l'unité de dépropanisation (propane, propane et butane commerciaux), il a été nécessaire d'augmenter la capacité de traitement de cette unité.

Notre étude consiste à augmenter la charge de GPL de 10% et étudie l'effet de cette augmentation sur les différents appareils de l'unité de dépropanisation.

Le calcul a été réalisé par le logiciel (simulateur HYSYS)

IV- 3 Généralités sur la simulation

La simulation est une forme particulière de l'expérience, dans une expérience ordinaire (au laboratoire), l'expérimentateur exerce une action directe sur l'objet à étudier, par contre, dans la simulation, ce contact n'existe pas en ce sens que l'expérimentateur n'agit pas directement sur l'objet mais sur son modèle mathématique.

La simulation est l'utilisation d'un modèle mathématique adéquat pour étudier le comportement d'un système physique.

Un modèle mathématique est un ensemble d'équations qui décrivent le comportement d'un système à étudier (opération unitaire). Ces équations sont souvent des relations de conservation de masse, d'énergie et des équations de conservation de quantité de mouvement.

En utilisant cet aspect mathématique de raisonnement, la simulation offre un avantage majeur et important, car elle fournit une bonne approche du comportement du système réel.

De nos jours, vu le développement considérable de logiciels informatique, la simulation est devenue un outil de travail indispensable pour l'ingénieur de génie chimique.

Le fonctionnement d'un simulateur est basé essentiellement sur le choix d'un modèle thermodynamique représentant mieux le système à étudier.

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont :

- La résolution des bilans de matière et d'énergie ;
- Le dimensionnement des équipements ;
- L'évaluation économique du procédé ;
- L'optimisation du procédé ;

IV- 3-1 Le choix du modèle thermodynamique

Les logiciels de simulation donnent accès à plusieurs modèles thermodynamiques pour la prédiction de l'équilibre liquide vapeur, d'enthalpie et d'entropie ainsi que les propriétés de transports.

La réussite de la simulation dépend du choix du modèle thermodynamique, parce que ce dernier est établi pour une classe de fluide et un domaine de conditions P et T recommandés en utilisant des hypothèses et des suppositions pratiques. On peut distinguer :

IV- 3-1-1 Modèles d'activité

Ces modèles sont surtout utilisés pour les systèmes qui présentent une forte polarité. Parmi ces modèles : le modèle de MARGULES et le modèle UNIQUAC.

IV- 3-1-2 Modèles hétérogènes

Ces modèles sont recommandés pour les systèmes de constituants présentant une forte polarité (forte déviation à l'idéalité, azéotropiques.....). Dans ces modèles les phases vapeurs sont représentées par les équations d'états, et les phases liquides par des corrélations pour le calcul des coefficients de fugacité.

Leurs utilisations restent limitées à cause de la nature empirique des corrélations proposées et qui nécessitent des extrapolations en dehors des conditions expérimentales.

IV- 3-1-3 Modèles basés sur les équations d'état

Les modèles thermodynamiques basés sur les équations d'état sont utilisés pour le calcul des systèmes d'hydrocarbure et des systèmes de faible non idéalité. Ils peuvent être utilisés pour calculer des propriétés thermodynamiques tel que : le coefficient d'équilibre K, l'entropie, l'enthalpie et la densité.

Leurs supériorités par rapport aux autres modèles résident dans le fait de l'utilisation des coefficients d'interaction binaire.

IV- 3-2 Equations d'état usuelles

IV- 3-2-1 Equation de SOAVE et de PENG ROBINSON

Les équations de SOAVE (1972) et PENG ROBINSON (1976) diffèrent de l'équation de REDKICH-KWONG par l'introduction d'une fonction $a(T)$ qui dépend du facteur acentrique.

L'équation de SOAVE est de la même forme générale que l'équation (1)

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)} \dots\dots\dots \text{(IV- 1)}$$

SOAVE a introduit les relations suivantes pour exprimer la fonction $a(T)$:

$$a(T) = a_c \alpha(T_R) \dots\dots\dots \text{(IV- 2)}$$

Avec :

$$\alpha(T_R) = \left[1 + m(1 - \sqrt{T_R}) \right]^2 \dots\dots\dots \text{(IV- 3)}$$

Le coefficient m est calculé en fonction du facteur acentrique ω :

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \dots\dots\dots \text{(IV- 4)}$$

L'équation de PENG-ROBINSON diffère de l'équation de SOAVE par l'expression du terme d'attraction. Elle a été introduite en vue d'améliorer les résultats obtenus par l'équation de SAOVE, notamment en ce qui concerne le calcul des densités en phase liquide, sans modifier le nombre de paramètres :

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)} \dots\dots\dots \text{(IV- 5)}$$

Les termes $a(T)$ et b sont définis comme suit :

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha(T_R) \dots\dots\dots \text{(IV- 6)}$$

Le terme $\alpha(T_R)$ présente la même forme générale que dans le cas de l'équation de SOAVE. Il suit la relation (3), mais la fonction reliant le paramètre m au facteur acentrique ω est différente :

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \dots\dots\dots \text{(IV- 7)}$$

$$b = 0.0778 \frac{RT_c}{P_c} \dots\dots\dots \text{(IV- 8)}$$

Ces équations sont très largement utilisées dans les modèles de simulation, en production et traitement de gaz.

L'équation la plus recommandée pour les systèmes d'hydrocarbures est l'équation de PENG ROBINSON, car elle résout correctement les problèmes d'équilibre et permet de prédire des densités liquides plus en accord avec les valeurs réelles que les autres équations.

IV- 3-3 Description du simulateur HYSYS

Le HYSYS est un logiciel de simulation des procédés de génie chimique, développé par la société canadienne HYPROTECH. Il a été conçu pour permettre le traitement d'une vaste gamme de problèmes allant de la séparation bi, triphasique simple jusqu'à la distillation et la transformation chimique.

Le logiciel HYSYS est un outil de dimensionnement utilisé pour s'assurer que les conceptions optimales sont identifiées. Il est aussi utilisé pour modéliser les unités

existantes et assurer que les équipements sont par spécification performants, ainsi évaluer et améliorer les procédés existants.

Les ingénieurs engagés dans l'engineering de design utilisent le logiciel HYSIS pour faire des calculs rapides en utilisant des modèles efficaces et des techniques optimales.

La simulation par HYSYS réduit les coûts de l'engineering par :

- Des calculs rapides de différents designs en utilisant des modèles efficaces et des techniques optimales pour s'assurer que les équipements du procédé sont correctement spécifiés afin de délivrer les caractéristiques du produit voulues aux rendements de la production désirée.
- Création de modèles qui peuvent être appliqués durant le fonctionnement de l'unité à partir du design de conception jusqu'aux détails : Estimation, formation et optimisation.

IV-4 Données de départ

Composition de la charge GPL est donnée dans le tableau suivant :

Tableau VI.3 : Composition de la charge GPL

Composants	Composition molaire X'_{Li}
C₂H₆	2,61
C₃H₈	60,23
i-C₄H₁₀	14,99
n-C₄H₁₀	22,17
Total	100

Débit de la charge (GPL) :

$$L = 6463,6 \text{ Kg/h} = 132,3504 \text{ Kmole/h.}$$

- Teneurs admises du butane dans le distillat : $Y'_{iC4} = 0,7 \%$

$$Y'_{nC4} = 0,1 \%$$

- Teneurs admises du propane dans le résidu : $X'_{C3} = 2\%$

IV-5 Dimensionnement de la colonne

IV-5-1 Calcul du diamètre de la colonne

Le diamètre de la colonne est calculé par la méthode suivante :

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot W}} \dots\dots\dots (IV-9)$$

V_1 : débit volumique de la phase vapeur en [m³/s] ;

W : vitesse admissible des vapeurs dans la section droite de la colonne en [m/s] ;

D : diamètre de la colonne en [m].

▪ Calcul du débit volumique de la phase vapeur « V_1 » :

Le débit volumique des vapeurs qui quittent le sommet de la colonne aux conditions de service est donné par la formule suivant :

$$V_1 = 22,4 \frac{G_i}{M} \cdot \frac{t_s + 273}{273} \cdot \frac{1}{P_s} \cdot Z \dots\dots\dots (IV-10)$$

$M = 43.7088$ Kg/Kmole ; Masse moléculaire du produit de tête.

Z : facteur de compressibilité, il est calculé comme suit :

Tableau IV.4 : La température critique et la pression critique avec la température critique moyenne la pression critique moyenne

constituants	Y'_{Di}	t_{cr} (°K)	P_{cr} (atm)	t_{cm} (°K)	P_{cm} (atm)
C ₂ H ₆	0,0417	305,27	48,2	12,72	2,01
C ₃ H ₈	0,9503	369,81	42,10	351,43	40,00
iC ₄ H ₁₀	0,007	407,98	36,00	2,85	0,252
nC ₄ H ₁₀	0,001	425,01	37,47	0,42501	0,3747
Σ	1			367,43	42,63

$$T_{cm} = \Sigma Y_i \cdot T_{ci} = 367,43 \text{ K}^\circ$$

$$P_{cm} = \sum Y_i \cdot P_c = 42,63 \text{ atm}.$$

t_{cr} : Température critique en [°K] ;

P_{cr} : Pression critique en [atm] ;

t_{cm} : Température critique moyenne en [°K] ;

P_{cm} : Pression critique moyenne en [atm].

- **Température réduite : T_{rm}**

$$T_{rm} = \frac{273 + t_s}{T_{cm}} = \frac{273 + 56,35}{367,43} = 0,8963.$$

- **Pression réduite : P_{rm}**

$$P_{rm} = \frac{P_s}{P_{cm}} = \frac{20,66}{42,63} = 0,4846$$

D'après le diagramme universel de compressibilité des gaz (voir annexe)

On trouve : **$Z = 0,82$**

Donc :

$$V_1 = 22,4 \cdot \frac{13250}{43,62} \cdot \frac{56,35 + 273}{273} \cdot \frac{1}{20,66} \cdot 0,82$$

$$V_1 = 325,74 \text{ m}^3/\text{h} = 0,09048 \text{ m}^3/\text{s}$$

- **Calcul de la vitesse admissible des vapeurs « W »**

La vitesse admissible des vapeurs dans la section droite de la colonne est donnée par la formule de SOUDERS-BROWN:

$$W = 8,47 \cdot 10^{-5} \cdot C \sqrt{\frac{P_L - P_v}{P_v}} \dots\dots\dots \text{(IV-11)}$$

C : coefficient déterminé graphiquement en fonction de la distance (H_p) entre les plateaux et de leur type. Dans notre colonne les plateaux utilisés sont des plateaux à clapet.

Admettant que la distance entre deux plateaux successive est de 0,6 m.

On trouve :

$$C=590 \quad (\text{voir l'annexe})$$

ρ_V, ρ_L : sont respectivement les masses volumiques des vapeurs et liquide dans les conditions de service. Elles sont déterminées comme suit :

$$\rho_v = \frac{G_i}{V_1} = \frac{13250}{325,74} = 40,667 \quad \text{Kg/m}^3$$

$$\rho_L = \rho_{4\text{moy}}^{20} = \frac{M_m}{\sum (Y'_{Di} \cdot M_i / \rho_i^{20})}$$

ρ_i^{20} : Masse volumique du constituant « i » à 20 °C.

Le calcul de ρ_L est donné dans le tableau (IV-5) :

Tableau IV.5 : Le calcul de ρ_L

Constituant	Mi	Y'_{Di}	$\rho_i^{20} (\text{Kg/m}^3)$	$Y'_{Di} \cdot M_i / \rho_i^{20}$
C ₂ H ₆	30	0,0417	358	0,00349
C ₃ H ₈	44	0,9503	501,5	0,0833
iC ₄ H ₁₀	58	0,007	559,3	0,000725
nC ₄ H ₁₀	58	0,001	578,5	0,00001
Total				0,08761

$$\rho_L^{20} = \frac{43,62}{0,08761} = 497,888 \quad \text{Kg/m}^3$$

Calcul de ρ_{moy} à $T=56,35$ °C

A la température de service ($T=56,35$ °C), ρ_{moy} est calculé par la formule suivant :

$$\rho_{\text{moy}}^t = \rho_{\text{moy}}^{20} - \alpha (t - 20) \dots\dots\dots \text{(IV- 12)}$$

α : Coefficient de Correction de température .calculé par la formule

$$\alpha = 1,828 - 0,00132 \cdot \rho_4^{20} \dots\dots\dots \textbf{(IV-13)}$$

$$\alpha = 1,1708$$

Donc :

$$\rho_{\text{moy}}^{56,35} = 497,888 - 1,1708 (56,35 - 20)$$

$$\rho_{\text{moy}}^{56,35} = 455,329 \text{ Kg/m}^3$$

$$W = 8,47 \cdot 10^{-5} \cdot 590 \cdot \sqrt{\frac{455,329 - 40,667}{40,667}}$$

$$\textbf{W = 0,15956 m/s}$$

Finalement le diamètre de la colonne sera égal à :

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,09048}{3,14 \cdot 0,15956}} = 0,8498 \text{ m}$$

On admit que le diamètre normalisé sera à : $\textbf{D_N = 1 m}$

IV-5-2 Calcul de la hauteur de la colonne

La hauteur totale de la colonne est déterminée par l'application de la formule suivant :

$$H_T = 2 \cdot H_f + H_1 + (N_{PR} - 1) H_p + H_2 + (N_{PE} - 1) H_p + H_3 \dots\dots\dots \textbf{(IV-14)}$$

- H_f : hauteur du fonds supérieur et inférieur ; Tel que : $(H_f / D) = 0,35 \text{ m}$.
Donc : $H_f = 0,35 \cdot 1 = 0,35 \text{ m}$.
- H_1 : distance entre le premier plateau de la zone de rectification et le fond supérieur,
 H_1 comprise entre 0,9 et 1,2m on prend $H_1 = 1,2 \text{ m}$.
- H_p : distance entre les plateaux. ; $H_p = 0,6 \text{ m}$.
- H_2 : hauteur de la zone d'alimentation ; $H_2 = 0,915 \text{ m}$.
- H_3 : distance entre le premier plateau de la zone d'épuisement et le fond inférieur ;
 $H_3 = 5,470 \text{ m}$.
- N_{PR} : nombre de plateaux réels dans la zone de rectification ;
- N_{PE} : nombre de plateaux réels dans la zone d'épuisement ;

$$H_T = 2 \cdot 0,35 + 1,2 + (18-1) 0,6 + 0,915 + (12-1) 0,6 + 5,47 = 25,085 \text{ m}.$$

Finalement on admit que la hauteur normalisé sera à :

$$H_{col} = 25 \text{ m}$$

IV-6 calcule du ballon de reflux

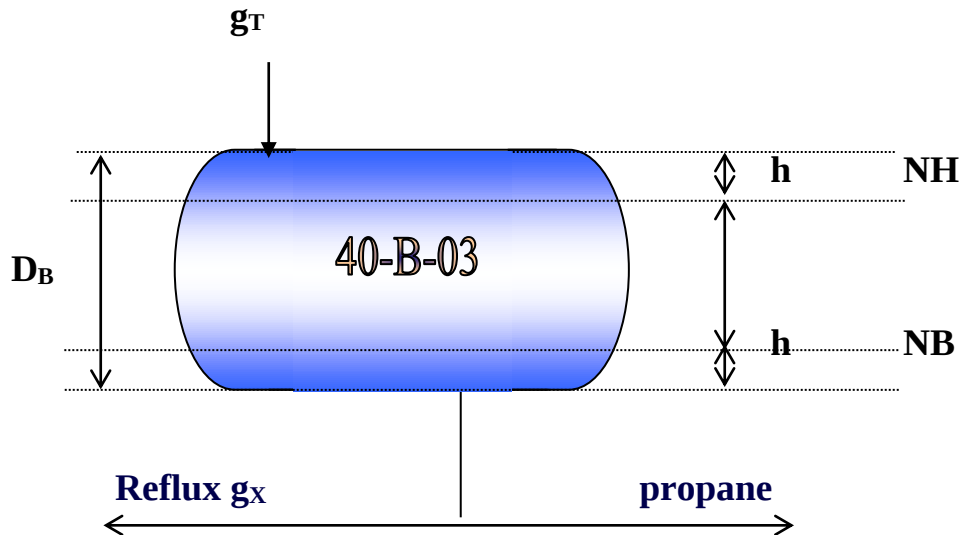


Figure IV.2: Schéma descriptive de ballon

Pour d'une condensation totale du produit de tête de la colonne 40C03, on utilise la méthode expliqué dans l'ouvrage P.WHITIER

Pour une pression dans le ballon supérieur à 7 bars

$$P > 7 \text{ bars} \Rightarrow 3 < L/D < 5$$

L_1 , D_1 ; Sont respectivement la longueur et le diamètre du ballon de reflux.

Le volume du distillat (propane) sur lequel sera basé le calcul de D_1 et L_1 est :

$$V = 2(V_1 + V_2)$$

V_1 : Volume retenu correspondent à cinq (5) minutes de soutirage du distillat.

V_2 : Volume retenu correspondent à trois (3) minutes de soutirage du reflux.

IV-6-1 Données de départ de ballon

Tableau IV.6 : Données de départ de ballon

La pression dans le ballon P_b	16 ,85 bars
Débit de distillat d	8031,098 kg/h
Débit de reflux froid g_x	14065,92 kg/h
La densité de distillat à 20°C	497,369 kg/m ³

IV-6-2 L'ordre de calcul

A. masse volumique du distillat à 51°C :

$$\rho_4^{51} = \rho_4^{20} - \alpha(51-20) \text{ tel que : } \alpha = 1,1714$$

$$\rho_4^{51} = 497,369 - 1,1714(51-20)$$

$$\rho_4^{51} = 461,055 \text{ Kg/m}^3$$

B. Le volume entre le point bas NB et le point haut NH :

- La retenue correspondante à 5 minute de soutirage « V_1 »:

$$V_1 = \frac{d}{\rho_4^{51}} \cdot \frac{5}{60} = \frac{8031,098}{461,055} \cdot \frac{5}{60}$$

$$V_1 = 1,451 \text{ m}^3$$

- La retenue correspondante à 3 minute de reflux « V_2 »:

$$V_2 = \frac{g_x}{\rho_4^{51}} \cdot \frac{3}{60} = \frac{14065,92}{461,055} \cdot \frac{3}{60}$$

$$V_2 = 1,525 \text{ m}^3$$

Le volume entre le point bas NB et le point haut NH sera :

$$V' = 2(1,451 + 1,525)$$

$$V' = 5,952 \text{ m}^3$$

L'hypothèse $L = 3.D$ donne 1^{ère} approximation du diamètre :

$$D = 0,75.(V')^{1/3}$$

$$D = 0,75.(5,952)^{1/3}$$

$$D = 1,36 \text{ m},$$

On admit:

$$\mathbf{D = 1,4 \text{ m}}$$

Soit $h=0,2 \text{ m}$ hauteur des segments circulaires supérieur et inférieur.

$$R = \frac{D}{2} = \frac{1,4}{2} = 0,7 \text{ m}$$

C. Calculons le rapport h/R

$$h/R = 0,286$$

. Le tableau d'évaluation P.WITHIER tome 2 page 1386 donne pour cette valeur l'aire de segment :

$$\frac{S}{R^2} = 0,2767 \quad \text{Donc} \quad S = 0,2767(0,7)^2$$

L'aire des deux segments sera «S'» :

$$S'=0,27 \text{ m}^2$$

L'aire entre NH et NB :

$$F = \pi.R^2 - S'$$

$$F = 3,14.(0,7)^2 - 0,27$$

$$F = 1,268 \text{ m}^2$$

La longueur du ballon de reflux sera :

$$L = V'/F = 5,952/1,268$$

$$\mathbf{L = 4,694 \text{ m}}$$

D. Vérification

On a :

$$\frac{L}{D} = \frac{4,694}{1,4} = 3,3528$$

IV-7 Résultat de calcul

IV-7-1 Composition, débit massique et molaire de la charge

La composition molaire et massique, la masse moléculaire moyenne de la charge ainsi que les débits molaires et massiques des constituants sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau VI.7 : La composition molaire et massique, la masse moléculaire moyenne de la charge ainsi que les débits molaires et massiques des constituants

N°	constituants	M _i	X' _{Li}	M _i X' _{Li}	X _{Li}	Débit	
						massique Kg/h	molaire Kmoles/h
1	C ₂ H ₆	30	0,0261	0.783	0.0160	103,6115	3,4537
2	C ₃ H ₈	44	0,6023	26.5012	0.5426	3507,407	79,7137
3	i-C ₄ H ₁₀	58	0,1499	8.6942	0.1780	1150,650	19,1387
4	n-C ₄ H ₁₀	58	0,2217	12.8586	0.2632	1701,8012	29,3414
TOTAL			1,00000	48.837	0.9998	6463,6	132,3504

La composition massique des constituants est donnée par la formule suivante :

$$X_{Li} = (M_i \cdot X'_{Li}) / M_L$$

$$M_L = \sum M_i \cdot X'_{Li}$$

Avec :

L = 6463, 6 Kg/h.

L' = 132, 3504 Kmoles/h.

L:débit massique de la charge en Kg/h.

L':débit molaire de la charge en Kmoles/h.

X'_{Li} : concentration molaire de l'élément « i » dans la charge.

X_{Li} : concentration massique de l'élément « i » dans la charge.

M_L : masse moléculaire moyenne de la charge en Kg/Kmoles.

IV-7-2 Composition, débit molaire de distillat et de résidu

D'après le calcul de la colonne par le logiciel HYSIS (voir annexe B), nous pouvons tirer les propriétés suivantes :

Tableau VI.8 : Composition, débit molaire de distillat et de résidu

Constituant	Distillat		Résidu	
	G_i (kmol/h)	Y'_{di}	g_i (kmol/h)	X'_{Ri}
C2	3.5446	0.0417	0,0000	0,0000
C3	78.7301	0.9503	0.9903	0.0200
iC4	0.6401	0.0077	19.2006	0.3878
nC4	0.0227	0.0003	29.3215	0.5922
TOTAL	82.8476	1	49.5124	1

IV-7-3 Les différents paramètres et propriétés de distillat et de résidu

Le tableau suivant résume les résultats obtenus :

Tableau IV.9: Les différents paramètres et propriétés de distillat et de résidu

	Distillat	Résidu
Température (°C)	56.35	108.8
pression (bar)	20.06	20.67
Débits molaires (kmol/h)	82.8476	49.5124
Masse moléculaire (kg/kmol)	43,62	57,84
Densité massique (kg/m ³)	437,3	432,6
Viscosité (cP)	0.01130	0.07688

IV-7-4 Profile de pression et de température dans la colonne

La température et la pression varient graduellement du sommet jusqu'au fond de la colonne, elles sont en fonction de la composition de chaque éléments, et du constante d'équilibre sur chaque plateaux.

Les résultats sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau IV.10: La pression et de température dans la colonne

Plateaux	Pression (bars)	Température (°C)	plateaux	Pression (bars)	Température (°C)
1	20.26	56.35	16	20.47	73.62
2	20.28	57.37	17	20.49	74.90
3	20.29	58.01	18	20.50	76.06
4	20.31	58.58	19	20.52	77.12
5	20.32	59.22	20	20.53	80.21
6	20.33	59.98	21	20.54	83.56
7	20.35	60.89	22	20.56	87.16
8	20.36	61.96	23	20.57	90.84
9	20.38	63.19	24	20.59	94.38
10	20.39	64.57	25	20.60	97.61
11	20.40	66.06	26	20.61	100.4
12	20.42	67.62	27	20.63	102.8
13	20.43	69.19	28	20.64	104.7
14	20.45	70.74	29	20.66	106.3
15	20.46	72.23	30	20.67	107.7

IV-7-5 Paramètres technologiques de la colonne T-301

Les résultats sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau IV.11 : Paramètres de la colonne T-301

Paramètres de la colonne T-301	Valeurs
Température d'alimentation (°C)	70.00
Température de tête de la colonne (°C)	53.59
Température de fond de la colonne (°C)	108.8
Pression d'alimentation (bar)	20.06
Pression de tête de la colonne (bar)	20.06
Pression du fond de la colonne (bar)	20.67
Reflux froid (K moles/h)	220.8
Reflux chaud (K moles/h)	299.9
Taux de reflux	2.665
Taux de rebouillage	6.058
Nombres de plateaux	30
Plateau d'alimentation	19
Diamètre de la colonne (m)	1.00
Hauteur (m)	22,985

IV-7-6 Paramètres technologiques du condenseur et rebouilleur

Les résultats sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau IV.12 : Paramètres de condenseur et rebouilleur

Paramètres de condenseur et rebouilleur	Valeurs
Température du condenseur (°C)	53.00
Température du rebouilleur (°C)	108.8
Pression du condenseur (bar)	20.06
Pression de rebouilleur (bar)	20.67
Quantité de chaleur à apporter par le rebouilleur (Kcal/h)	$9.06 \cdot 10^5$
La quantité de chaleur à retirer par le condenseur (Kcal/h)	$8.669 \cdot 10^5$

IV-8 Comparaison des résultats

IV-8-1 Colonne T-301

Tableau IV.13: Résultats de Colonne T-301

Paramètres	Cas Simulé	Cas design
Température (°C)	108.8	118
Pression (bar)	20.67	21.5
Débit d'alimentation (kg/h)	6478	5876
Nombre de plateaux	30	30
Plateau d'alimentation	19	19
Espace entre plateaux (m)	0.55	0.6
Hauteur (m)	22.985	24.385
Diamètre (m)	1.000	1.100

IV-8-2 Condenseur

Tableau IV.14: Résultats de condenseur

Paramètres	Cas simulé	Cas design
Température (°C)	53.59	60
Pression (bar)	20.06	21.5
Quantité de chaleur à retirer par le condenseur (Kcal/h)	$8.669 \cdot 10^5$	$8.395 \cdot 10^5$

IV-8-3 Rebouilleur

Tableau IV.15: Résultats de rebouilleur

Paramètres	Cas simulé	Cas design
Température (°C)	108.8	118
Pression (bar)	20.67	24.5
Quantité de chaleur à apporter par le rebouilleur (kcal/h)	$9.06 \cdot 10^5$	$8.87 \cdot 10^5$

IV-9 Interprétation

- **Dépropaniser (Colonne T-301) :**

Le tableau (IV.14) montre que les résultats de colonne sont peu différents pour les paramètres des : températures, pressions, débits d'alimentation et hauteur de la colonne entre le cas simulé et le cas design car l'augmentation de 10% de propane dans l'alimentation cause ce différence; Et les autres paramètres sont le même.

- **Condenseur :**

Le tableau (IV.15) montre que les résultats de la température, la pression et la quantité de chaleur à retirer par le condenseur sont différents, la différence le plus remarqué est dans les paramètres des températures entre le cas simulé et le cas design dans le condenseur (les valeurs sont 53.59°C et 60°C respectivement); au contraire les autres paramètres presque le même.

- **Rebouilleur :**

Le tableau (IV.16) montre que les résultats de la température, la pression et la quantité de chaleur à apporter sont différents et la différence le plus remarque est dans les paramètres des températures et des pressions entre le cas simulé et le cas design dans le rebouilleur (les valeurs sont 108.5°C et 118°C pour la température et 20.67 bar et 24.5bar pour la pression respectivement); Le autre paramètre (la quantité de chaleur à apporter) presque les mêmes.

L'augmentation de 10% de propane cause les différences dans les paramètres technologiques dans le cas simulé par rapport le cas design.

CONCLUSION

L'Algérie procède depuis plusieurs années à une gestion optimale et efficace des hydrocarbures dont dispose le pays. Dans sa stratégie de valorisation de ces ressources en hydrocarbures, l'Algérie par le biais de la société nationale SONATRACH a mis en place un important plan développement actuellement en cours de réalisation.

La théorie de procédé de rectification joue un rôle très important dans l'industrie de traitement des hydrocarbures, ce procédé est basé sur le transfert de matière et de chaleur.

Actuellement la crise du pétrole (diminution des réserves et augmentations de prix de revient) a donné une importance croissante au gaz naturel comme source d'énergie alternative. C'est la moins polluante et la plus performante des énergies fossiles. Une énergie d'avenir en plein développement.

Le GPL est devenu de plus en plus demandé par les secteurs utilisant ce dernier comme source d'énergie. Les deux tiers environ de GPL dans le monde sont produits à partir des usines de gaz naturel, et un tiers est issu des raffineries de pétrole brut.

Au cours de notre stage, on a calculé et simulé les paramètres de marche de la section de fractionnement de la colonne de dépropaniseur, pour cela on a fait une étude sur toute la section qui a été basée sur la vérification des appareils afin de maintenir le rendement et les teneurs admises de Butane et de Propane respectivement dans le résidu et le distillat qui doivent être conforme aux normes exigées.

D'après Les résultats de calcul de vérification des paramètres de fonctionnements de l'unité de production de propane, nous a permis de conclure que la colonne dépropaniseur est capable de recevoir et pratiquement traiter la nouvelle charge, car les paramètres technologiques de la colonne du cas simulé sont acceptables par rapport au cas design, mais parallèlement il faut changer le condenseur et le rebouilleur par d'autres, car ils ne supportent pas la charge thermique trouvée par le simulateur, on tenant compte la conservation du fonctionnement normal de cette dernière.

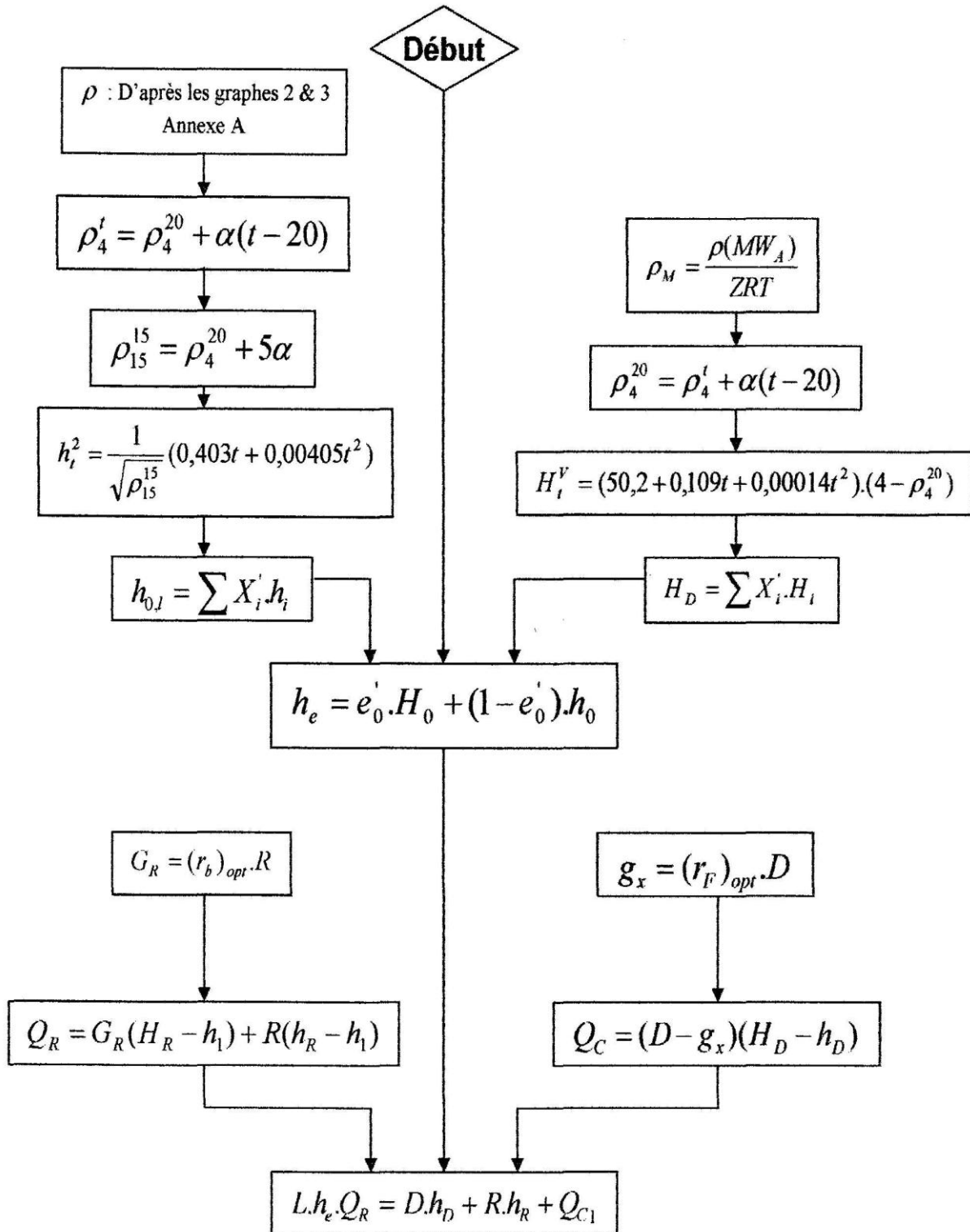
BIBLIOGRAPHIE

- [1]:Diane Brassard, un juste prix pour l'énergie du Québec, 1952, page43 et 45.
- [2]: Elie_Gouzien, L'énergie solaire,TPE , 2011, page 1.
- [3]: CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef, «calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniser (UNITÉ (38) , traitement de GPL) "module III à HASSI R'MEL» , Mémoire de fin d'étude université de BISKRA , 2012, page 2.
- [4]: Gaz naturel, production, traitement et transport,« Publication IFP, edition technip »2003, page (23...47).
- [5]: World Energy Outlook, International Energy Agency, 2006.
- [6]: *bp.com/statistical review*,BP Statistical Review of World Energy, BP, juin2016, pages 20-28.
- [7]: *International Energy Agency - IEA*, Key World Energy Statistics 2016 , 16 octobre 2016, Pages 6-13.
- [8]: Web site : <http://www.planete-energies.com/>, 24 février 2017, 04 :00 AM.
- [9]: Web site : <http://www.connaissancedesenergies.org/>, 23 février 2017, 11 :30 PM.
- [10]:*Marie Françoise Chabrelie*, CEDIGAZ , Panorama 2006 , « le point sur l'industrie gazière à l'horizon 2020 »,Manuscrit remis le 26 / 01/ 2006 (IFP), Pages 6-9.
- [11]: BENLAGHA Ahmed et SETTI Amine, «optimisation des paramètres opératoires relatifs à la section de stabilisation en vue de récupérer le maximum de produit finis (GPL, CONDENSAT)» , Mémoire de fin d'étude université de BISKRA , 2012,pages 6-7.
- [12]:Algeria : Balances for 2014, Agence internationale de l'énergie, 16 octobre 2016.

- [13] : OUBBICHE Zine elabidine et KZADRI Khaoula , «Calcul d'une colonne de dépropaniseur au champ de Guellala/HBK», UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA , 2016, pages 3-4 .
- [14] : Dr. SELLAMI Mohamed Hassen , «Procédés de traitement du gaz naturel (Cours & exercices) », UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, pages 8 et 9.
- [15] : A.ROJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S.JULLIAN, M.VLAIS , « Le gaz naturel : production, traitement, transport », Edition Technip-Paris, 1994, pages 19-20.
- [16] : Algeria : Balances for 2014, Agence internationale de l'énergie, 16 octobre 2016.
- [17]: F. Detlef, Drive test, atelier presenter au clean EnergySeminar, Sacramento (2002).
- [18] : J.P. favennec, Raffinage du Pétrole, exploitation et gestion de la raffinerie, édition Technip-Paris ,1998, Pages (395...400)
- [19].K. Otto, Global LPG Market Outlook, Purvin&GertzInc, LP Gasexceptionalenergy Journal, Edition of International Systems and Communications Limited (ISC) & the World LP Gas Association (WLPGA), (September 2009), page 12.
- [20] : A. Van Tiggelen, Collaborateurs Oxydations et combustions, Edition Technip, (1968), page 301.
- [21]: Exceptional Energy in Action the Global portal on LPG Application, 2015, pages [2;3;4;5].
- [22]: P. Belov, Principes technologiques de synthèse pétrochimique, Edition école supérieure Moscou, (1954).
- [23]: Website: www.lpg-apps.org, LPG Exceptional Energy, 10 march 2017, 9:30 PM.
- [24] : Comité français du butane et du propane, les gaz Butane Propane, site web www.cfbp.fr, (Mai 2010).
- [25] : P. Daverat, moteurs à gaz et cogénération, revue générale de thermique, Vol. 383, (1993), pages : 59-64.

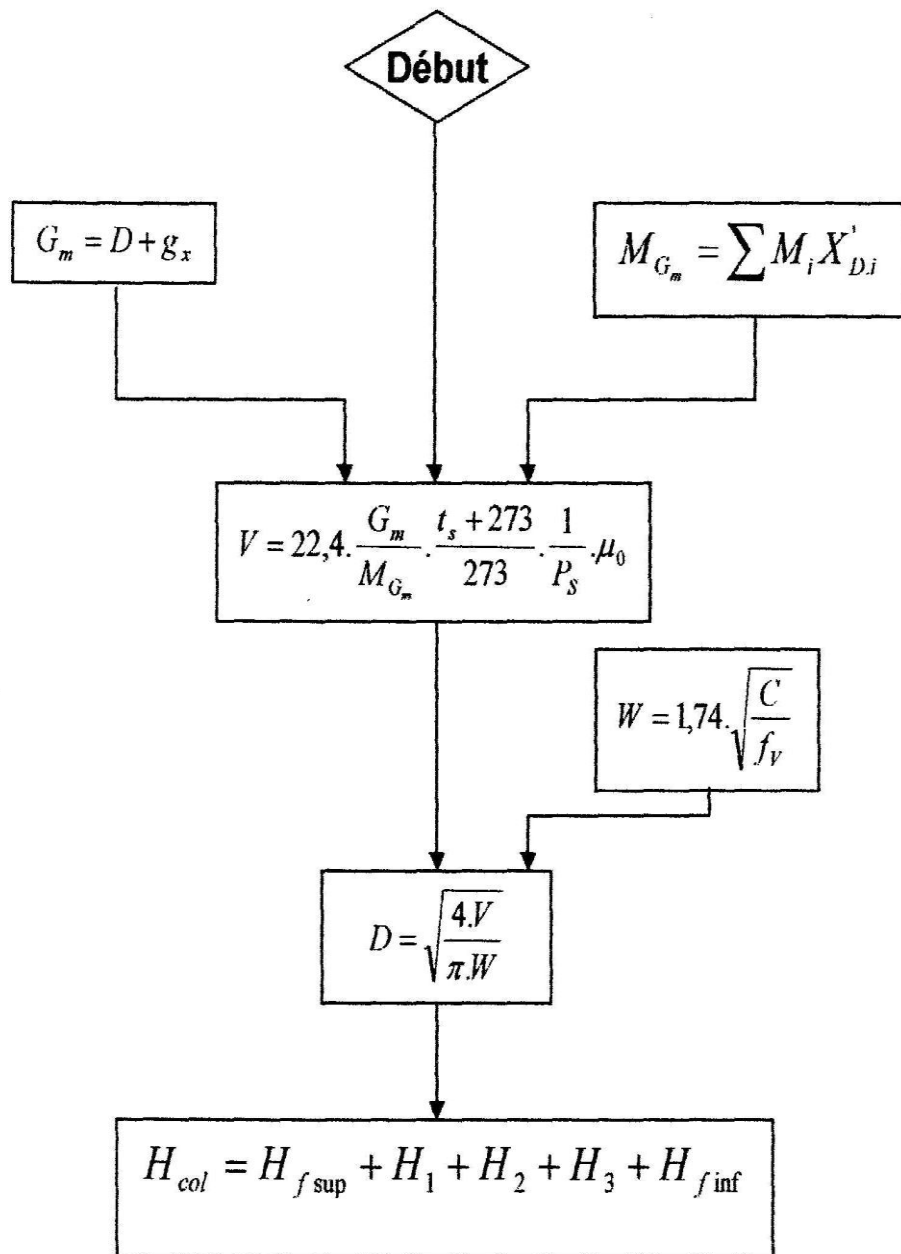
Annexe

Figure 01



Bilan thermique de la colonne

Figure 02



Dimensionnement de la colonne

Figure 03

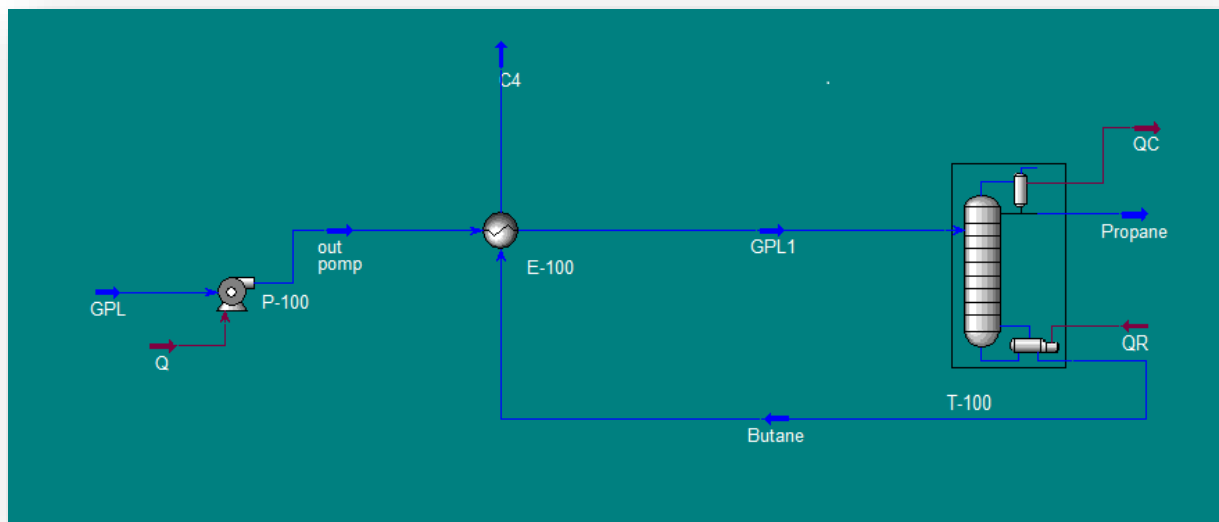
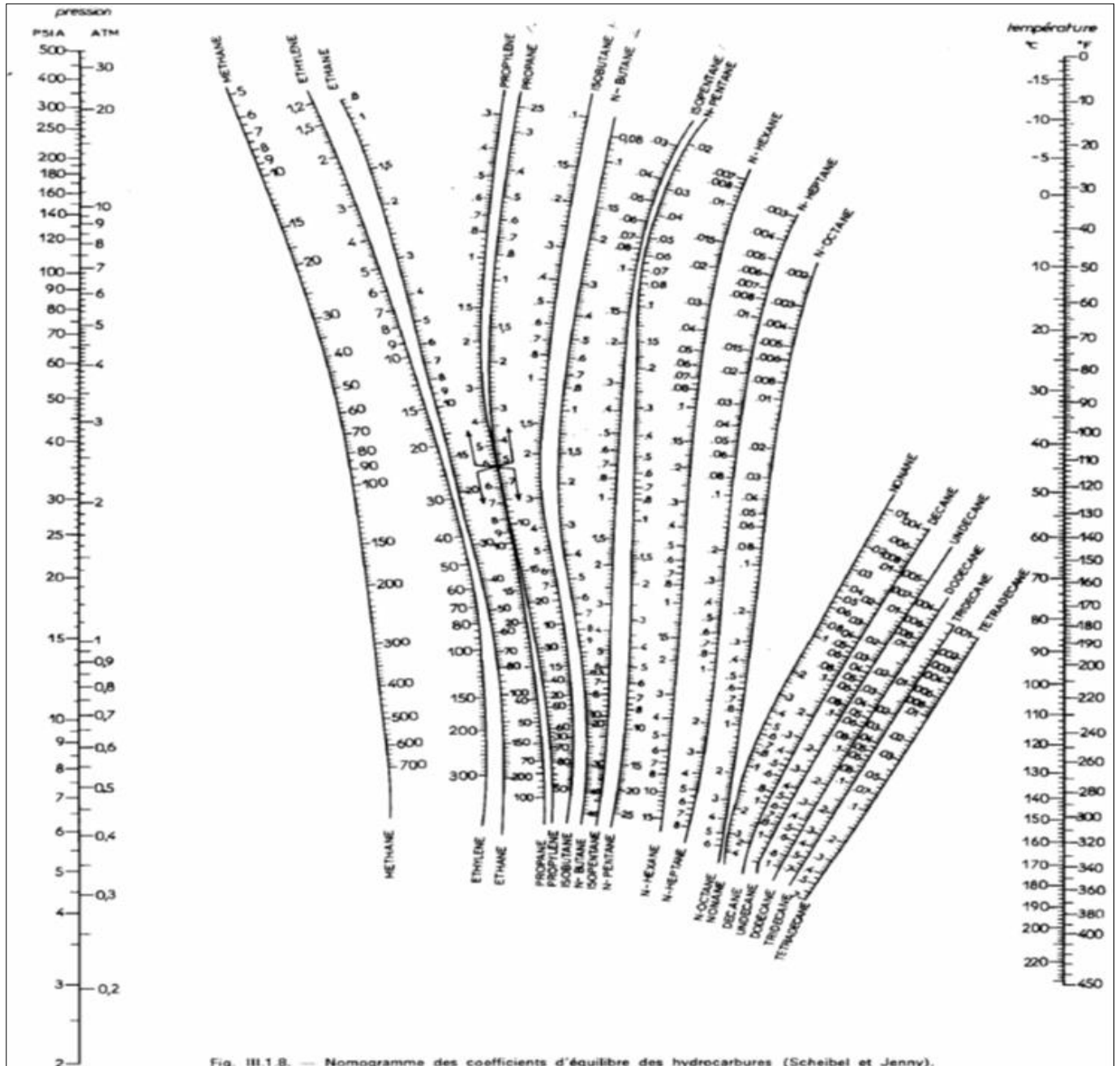


Schéma de description de dépropaniseur dans la le simulateur(HYSIS)

Figure 04



Monogramme des coefficients d'équilibre des hydrocarbures
(Scheibel et Jenny)[21]

RESUME:

Le GPL est devenu de plus en plus demandé par les secteurs utilisant ce dernier Comme source d'énergie. Les deux tiers environ des GPL dans le monde sont produits à partir des usines de gaz naturel, et un tiers est issu des raffineries de pétrole brut.

Notre étude consiste à augmenter la charge de GPL de 10% et étudie l'effet de cette augmentation sur les différents appareils de l'unité de dépropanisation.

Notre projet a été réalisé et adopté par un logiciel de simulation AspenTech HYSYS 3.2 pour simuler l'effet de la variation des conditions opératoires.

Pour le calcul de l'unité de dépropanisation, on a trouvé des résultats qui correspondent au design, Le diamètre normalisé de la colonne sera à : $D_N = 1 \text{ m}$ et dans cas simulé on a trouvée $D_N = 1 \text{ m}$, cette résultat montre qu'on peut augmenter la capacité de l'unité de 10% de propane dans l'alimentation.

Mots clés : Propane; Gaz naturel; dépropaniseur; Condensât ; GPL.

خلاصة:

لقد أصبحت شركات الغاز الطبيعي المسال مطلوبة بشكل متزايد من قبل القطاعات التي تستخدم هذه الأخيرة كمصدر للطاقة. يتم إنتاج حوالي ثلثي غاز البترول المسال في العالم من محطات الغاز الطبيعي ، وثلثها يأتي من مصافي النفط الخام.

تتكون دراستنا من زيادة حمولة غاز البترول المسال بنسبة 10٪ ودراسة تأثير هذه الزيادة على الأجهزة المختلفة لوحدة إزالة الأتربة.

تم تحقيق مشروعنا واعتماده بواسطة برنامج محاكاة الهيسيس 3.2 لمحاكاة تأثير تغير ظروف التشغيل.

من أجل حساب وحدة عمود فصل البروبان ، وجدنا النتائج التي تتوافق مع التصميم ، سيكون القطر الموحد للعمود في: وفي حالة المحاكاة وجدنا $D_N = 1 \text{ m}$ ، تظهر هذه النتيجة أنه يمكننا زيادة وحدة قدرة 10 ٪ البروبان في النظام الغذائي.

كلمات مفتاحية : غاز البروبان. غاز طبيعي .عمود فصل البروبان . المكثفات. غاز البترول المسال