



République Algérienne Démocratique et Populaire



**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**

CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbure et chimie

Spécialité : Génie des procédés

Option : Raffinage

Thème

**Description du procédé de production du
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)**

Présenté par :

Encadré par :

Mr : A.BOUGHEZAL

- **BERRETIMA EL hadj Belkacem**
- **BERRETIMA Madjed**
- **BERRETIMA Abdelali**

2010-2011

SOMMAIRE

Sommaire

Introduction.....	01
-------------------	----

Chapitre I	Généralité sur les hydrocarbures	
I.1. Introduction.....		02
I.2. Le pétrole brut.....		02
I.2.1. Définition du pétrole.....		02
I.2.2. Origine du pétrole.....		02
I.2.3. Composition du pétrole brut.....		02
I.2.3.1. Les hydrocarbures paraffiniques (Alcanes).....		03
I.2.3.2. Hydrocarbures naphténiques (Cyclanes).....		03
I.2.3.3. Hydrocarbures aromatiques.....		04
I.2.3.4. Hydrocarbures insaturés (oléfines).....		04
I.2.4. Spécification du pétrole.....		04
I.2.4.1. La densité (spécifique gravité).....		04
I.2.4.2. Point d'écoulement.....		05
I.2.4.3. Viscosité.....		05
I.2.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair.....		05
I.2.4.5. teneur en soufre.....		06
I.2.4.6. Teneur en azote.....		06
I.2.4.7. Teneur en eau, sédiments et sels.....		06
I.2.5. Les composés autres que les hydrocarbures.....		06
1. Composés soufrés.....		06
2. Composés oxygénés.....		07

3. Composés azotés.....	07
4. Composés organométalliques.....	07
I.3. le gaz naturel.....	08
I.3.1. Caractéristiques du gaz naturel.....	08
I.3.2. Composition chimique d'un gaz naturel.....	08
I.3.3. Les types de gaz naturel.....	09
I.4. le gaz de pétrole liquéfié (le GPL).....	09
I.4.1. Définition.....	09
I.4.2. Origine du GPL.....	10
I.4.3. Les propriétés du GPL.....	10
I.4.4. Caractéristiques et utilisations du GPL.....	11
I.4.5. Domaines d'utilisation du GPL.....	12
I.4.6. Le GPL dans le monde.....	15
I.4.7. Le GPL en Algérie.....	16
I.4.8. Transport des GPL.....	16

Chapitre : II Procédé de traitement

II.1. Introduction.....	18
II.2. Définition.....	18
II.3. Colonne de rectification.....	18
<i>II.3.1. Principe de fonctionnement d'une colonne de rectification.....</i>	<i>18</i>
II.4. Description d'une colonne de rectification.....	19
II.4.1 Types des colonnes de rectification.....	20
II.5. Lois fondamentales de transfert de matière.....	22
II.6. Bilan matière de la colonne et des ses zones.....	23
II.7. Utilisation de la volatilité relative.....	25
II.8. Choix de la pression dans la colonne.....	26

II.9. Régime de la température dans la colonne.....	27
II.10. Taux de vaporisation et composition des phases liquides et vapeurs de la charge.....	27
II.11. Choix du taux de reflux.....	28

Chapitre : III Production du GPL dans l'unité GPL2

III.1. Introduction.....	29
III.2. Historique du champ de Hassi Messaoud.....	29
III.3. PRESENTATION ET DESCRIPTION DE L'UNITE GPL2.....	30
III.3.1. Présentation de l'unité GPL2.....	30
III.3.2. Capacité de traitement et de production de l'unité GPL2.....	30
III.3.3. Spécification des produits.....	31
III.3.4. Capacité de l'unité.....	31
III.4. Les unités composantes de l'usine GPL 2.....	32
III.4.1. Section manifold.....	32
III.4.2. Section de boosting.....	32
III.4.3. Section sécheur (déshydratation par tamis moléculaire).....	34
III.4.4. Section refroidissement et détente.....	35
III.4.5. Section fractionnement.....	36
III.4.6. Section de recompression.....	37
III.4.7. Section d'huile chaude.....	37
III.4.8. Unité de production C ₃ / C ₄ (Dépropaniseur).....	38
III.4.9. Section de stockage et de pomperie.....	38
Conclusion.....	

Références bibliographiques

ANNEXE

Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU,
notre créateur, Pour le courage et la patience qu'il nous a
donné pour accomplir ce travail.*

*Nous remercions notre encadreur
Mr : A. BOUGHÉZAL pour ses orientation et conseils.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds
remerciements à nos enseignants du Centre universitaire
d'ELOUED ainsi qu'aux personnels de l'unité de production
GPL2 de hassi massaoud.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de
jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*

Abdelali, El hadj Belkacem et Madjed



DEDICACES

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

*- Mon père et ma mère Pour tous le Sacrifices qu'ils ont
endurées qui m'ont guidé et éclairé par leur présence.*

Je leur souhaite une longue vie.

- A mes chère frères surtout Rayane et mes sœurs

Je leur souhaite la réussite.

Toute ma famille,

Et à tous mes amis.

*- A toutes les enseignantes et tous les enseignants de
génie des procédés et raffinage.*

*- A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant
les moments difficiles.*

Berretima Madjed



DEDICACES



*J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui fait de
moi un homme, mon très cher père et Ma très chère mère.*

*A l'être le plus cher de ma vie, Mon très cher grand père et
Ma très chère grande mère.*

*A mes frères : Mohammed Seghir, Nabil, Zouhir,
Abdelasamed, Bilal, Lokmane et ma sœur Meriem*

A toute ma famille BERRETIMA.

*A tous mes amis de groupe
A mes copains de chambre : Madjed, Yasser, Abdelali.
à tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.*

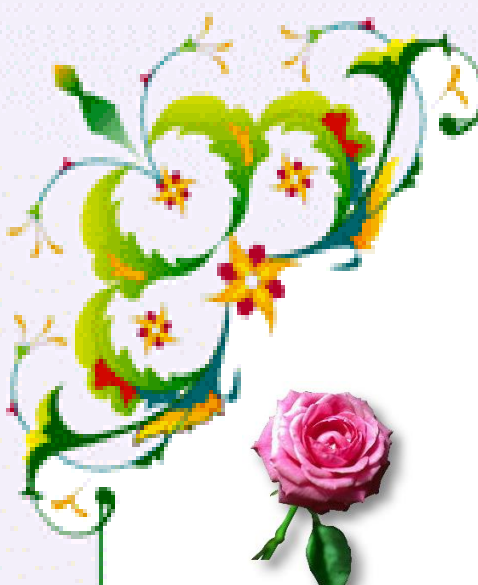
*A toutes les enseignantes et tous les enseignants de génie des
procédés et raffinage*

*A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville
« M'RARA ». A tous ceux que j'aime*



El hadj Belkacem BERRETIMA





DEDICACES



*J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui fait de
moi un homme, mon très cher père et Ma très chère mère.*

*A l'être le plus cher de ma vie, Mon très cher grand père et Ma
très chère grande mère.*

*A mes frères : Abdelkarim, Abdel basset, Nasser, Moloud,
Abdelaziz et Mes chères oncles et mes sœur.*

A toute ma famille BERRETIMA.

*A tous mes amis et tout groupe de raffinage.
A mes copains de chambre : Madjed, Yasser, Elhadj.
à tous ceux qui sèment le bonheur sur mon chemin.*

*A toutes les enseignantes et tous les enseignants de génie des
procédés et raffinage*

*A mon cher pays « l'ALGERIE », et ma belle ville
« M'RARA ». A tous ceux que j'aime.*



ABDELALI BERRETIMA



Liste des tableaux

Tableau I.1 : presentation des composants du pétrole brut.....	03
Tableau I.2 : les propriétés des hydrocarbures paraffiniques.....	03
Tableau I.3: Composition molaire du GPL.....	10
Tableau I.4 : la production et consommation de GPL dans le monde.....	15
Tableau III.1 : Capacité de traitement de l'unité GPL2	30
Tableau III.2: Capacité de production de l'unité GPL2	31
Tableau III.3 : Spécification des produits	31
Tableau III.4 : (temps /service) de régénération	34
Tableau III.5 : la spécification des déshydrateurs et filtres.....	35

Liste des figures

Figure I.1 : Principales transformations du propane	13
Figure I.2 : Principales transformations du butane	14
Figure II.1 : Schéma d'une colonne de rectification	19
Figure II.2: Schéma simplifié Plateaux perforé à déversoirs.....	20
Figure: II.3 : Plateaux à clapets	21
Figure II.4 : zone de rectification	24
Figure III.1 : schéma simplifié unité GPL-2	32
Figure III.2 : Section sécheur (déshydratation par tamis moléculaire.....	36
Figure III.3 : Section fractionnement.....	39
Figure III.4 : Section de recompression.....	40
Figure III.5 : Unité de production C ₃ / C ₄ (Dépropaniseur).....	42
Figure III.6 : Section de stockage et de pomperie	43

Introduction générale

Les branches de l'industrie sont nombreuses et parmi elles celle des hydrocarbures dont la matière de base est le pétrole et le gaz. Le raffinage met en œuvre des techniques de traitement (procédés) qui permettent d'obtenir à partir du brut tout un éventail de produits finis prêt à la consommation.

La production de GPL est l'un des objectifs principaux de l'unité GPL2 à la raffinerie Hassi Massaoud (HMD). Le G.P.L, longtemps considéré comme un produit fatal, car il dépend des activités pétrolières et gazières, présente des qualités intrinsèques et des avantages multiples qui devraient le hisser à un haut niveau d'utilisation.

Le produit GPL est un produit plus amis à la nature, puisque le GPL peuvent servir cet objectif et ont leur place dans la résolution des problèmes actuels en matière de l'environnement (source d'énergie non polluante).

Notre manuscrit est répartie sur trois chapitres, dont le premier entame les hydrocarbures en générale, le deuxième se base sur le gaz de pétrole liquéfié(GPL) alors que le troisième est consacré à l'unité de production du GPL de hassi Massaoud(description du procédé de la production, schémas techniques,,,,etc.).

I.1. Introduction

L'énergie occupe une place prépondérante dans la vie quotidienne, les sciences et le progrès technique ont permis de découvrir de nouvelles ressources énergétiques, à savoir tous les produits à vocation énergétique.

I.2. Le pétrole brut

I.2.1. Définition du pétrole

Le pétrole est un mélange de différents produits hydrocarbonés, utilisable dans les différentes branches de l'industrie et des moteurs à combustion. La qualité d'un brut dépend largement de son origine, sa couleur, sa viscosité, sa teneur en soufre, son point d'écoulement et sa teneur en minéraux. [1]

I.2.2. Origine du pétrole

Depuis sa découverte, ainsi que son importance, plusieurs savants se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théories étaient émises, mais seules deux d'entre elles étaient prises en considération.

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER. Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole. [2]

I.2.3. Composition du pétrole brut

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures. Parmi les composants du pétrole, on compte également les composés oxygénés, le soufre et l'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%), ainsi on a pu constater la présence dans les cendres du pétrole du chlore, phosphate, silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni..... etc. Le tableau suivant présente les composants du pétrole brut :

Carbone	84 à 87 % en masse
Hydrogene	11 à 14 % en masse
Soufre	0,04 à 6 % en masse
Oxygène	0,1 à 0,5 % en masse
Azote	0,1 à 1,5 % en masse
métaux	0,005 à 0,015 % en masse. Soit 50 à 150 g/t

Tableau I.1 : composants du pétrole brut.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux quatre groupements principaux suivants :

1.2.3.1. Les hydrocarbures paraffiniques (Alcanes)

Ces hydrocarbures sont saturés ayant la formule générale C_nH_{2n+2} ; la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable. Et de ce fait peu réactifs. Les atomes de carbone forment des chaînes droites, ou ramifiées. Si cette teneur est supérieure ou égale à 50%, on dit que le pétrole est paraffinique, on distingue :

- Les paraffines gazeuses ;
- Les paraffines liquides ;
- Les paraffines solides.

Exemple :

	Formule globale	Formule développée	Masse molaire	Temp ébul °C	densité
Méthane	CH ₄	CH ₄	16.0	-161.5	0.260
Ethane	C ₂ H ₆	CH ₃ —CH ₃	30.1	-88.6	0.377
Propane	C ₃ H ₈	CH ₃ -CH ₂ -CH ₃	44.1	-42.1	0.508
n - Butane	C ₄ H ₁₀	CH ₃ -CH ₂ -CH ₂ -CH ₃	58.1	- 0.5	0.585
Isobutane	C ₄ H ₁₀	$ \begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH-CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array} $	58.1	- 11.7	0.563

Tableau I.2 : les propriétés des hydrocarbures paraffiniques.

1.2.3.2. Hydrocarbures naphténiques (Cyclanes)

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale C_nH_{2n} , ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane (en générale cyclo-paraffines), ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bi cyclique, polycycliques. Si la teneur est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphténiques.

I.2.3.3. Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale C_nH_{2n-6} , ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de (benzène, toluène, xylène) et leurs dérivés, Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique.

I.2.3.4. Hydrocarbures insaturés (oléfines)

Le pétrole ne contient pratiquement pas d'hydrocarbures insaturés ; ils sont surtout produits par le traitement des produits pétroliers dans les procédés thermiques et Thermo-catalytiques.

Les oléfines forment des chaînes de carbone dont les liaisons sont insaturées. Contrairement aux paraffines, ces produits sont très réactifs. [1, 2,3]

I.2.4. Spécification du pétrole

Chaque raffinerie possède un laboratoire de contrôle où sont effectuées sur les différents produits intermédiaires ou fins un certain nombre de tests classiques qui ont un double but :

- vérifie rapidement que le réglage des unités de production est correct ;
- s'assurer que la qualité des produits fins correspond bien aux normes. [2]

I.2.4.1. La densité (spécifique gravité)

La mesure de la densité fait l'objet des normes : NF T 60 -101 pour les produits courants et T 66 -007 pour les produits bitumineux. Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en 4 grandes catégories :

- Les bruts légers $d_4^{15} < 0.825$;
- Les bruts moyens $0.825 < d_4^{15} < 0.875$;
- Les bruts lourds $0.875 < d_4^{15} < 1.000$;
- Les bruts extra lourds $d_4^{15} > 1.000$.

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété.

$$d_4^{20} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20^\circ}{\text{poids du même volume d'eau à } 4^\circ} = \text{masse volumique}$$

La densité est exprimée le plus souvent en degrés API (American Petroleum Institute).

$$^{\circ}A.P.I = \frac{141,5}{sp. gr. \frac{60}{60} F} - 131,5$$

Voila les densités moyennes de quelques pétroles bruts :

- ✓ Brut Hassi Messaoud 0.804 ;
- ✓ Brut Kirkuk (Irak) 0.845 ;
- ✓ Brut Arabian light (Arabie saoudite) 0.858 ;
- ✓ Brut Kuwait 0.870 ;
- ✓ Brut Cyrus (Iran) 0.940 ;
- ✓ Brut Coscan (Venezuela) 1.000.

1.2.4.2. Point d'écoulement

Le point d'écoulement permet d'apprécier les limites de température à respecter dans la mise en œuvre des produits, en particulier, pour leur pompage en hiver.

Les points d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre : -60 C° et +30 C°.

1.2.4.3. Viscosité

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphhténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

La viscosité est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide. Résistance due au frottement des molécules qui glissent l'une contre l'autre.

1.2.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair

Cet essai fait l'objet de la norme **NFM07-007** et concerne uniquement les produits légers.

- **D323** pour mesurer la Reid Vapeur Pressure des essences ;
- **D1267** pour mesurer la Reid Vapeur Pressure des gaz liquéfiés.

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbure léger.

1.2.4.5. Teneur en soufre

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0.05 et 5 % en poids, rapports qui s'accordent avec la teneur en soufre des débris organiques qui sont à l'origine du pétrole brut.

1.2.4.6. Teneur en azote

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine) ou neutre (pyrrole, indole, carbazole). Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable.

Il se décompose sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques ou de l'ammoniac qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation.

1.2.4.7. Teneur en eau, sédiments et sels

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, érosion, dépôts, bouchages.

Les pétroles bruts sont aussi accompagnés d'impuretés provenant du gisement ou du transport. Il s'agit de **sédiments** : sable, débris divers, rouille, **d'eau** et de **sels minéraux**.

-Eau et sédiments **0,1 à 0,6 % volume.**

-Sels minéraux **20 à 200 g/l.**

1.2.5. Les composés autres que les hydrocarbures

Dans cette catégorie entrent les molécules contenant d'autres atomes que le carbone et l'hydrogène.

1. Composés soufrés : Le soufre est l'hétéro élément le plus répandu dans les pétroles bruts ; sa concentration peut aller de 0.1 à plus de 8 % en poids et cette teneur est corrélée avec la densité et la qualité du pétrole brut . Le soufre peut être présent sous forme inorganique : S élémentaire, hydrogène sulfuré H₂S, oxysulfure de carbone COS ou engagé dans des molécules organiques telles que :

- Les sulfures, où il s'intercale dans une chaîne saturée : CH₃-CH₂-S-CH₃ ;
- Les disulfures de formule générale **R – S – S – R'** , surtout présents dans les fractions légères, R étant un radical libre ;

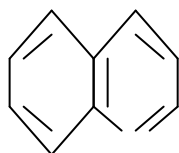
- Les mercaptans (thiols), de formule générale **$C_n H_{2n+1} SH$** , surtout présents dans les fractions à bas point d'ébullition .Dans ce cas, l'hydrogène lié au soufre à un caractère acide .
- Les thiophènes et leurs dérivés, surtout présents au delà d'un point d'ébullition de 250 C°, constituent un groupe important de composés soufrés .Le soufre est alors inséré dans les cycles aromatiques ;
- La connaissance de ces produits est très importante car ils sont nocifs à divers titres : odeur désagréable, corrosifs, empoisonnent les catalyseurs. Nombre de procédés de raffinage ont pour but l'élimination de ces produits.

2. Composés oxygénés : Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphthalines, les phénols et les gommes.

Ex : $C_n H_{2n-1} COOH$



3. Composés azotés : La teneur de l'azote varie de 0.02-2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine (1) et pyridine (2).



N (1)



N (2)

Tous les composés azotés sont des poisons pour les catalyseurs.

4. Composés organométalliques : Ils existent sous forme de sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg, etc. [1,2, 3,4].

I.3. le gaz naturel

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

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal, de 75 % à 95 %, est le méthane (CH_4). Il est donc composé majoritairement d'hydrogène et de carbone, d'où son nom d'hydrocarbure. [5]

I.3.1. Caractéristiques du gaz naturel

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

a)- Densité : Pour un gaz la densité est défini par rapport à l'air dans les conditions déterminées de température et de pression.

b)- Pouvoir calorifique : C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (J/m^3). Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

- **Pouvoir calorifique supérieur : (PCS)** : C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI)** : C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée est à l'état vapeur.

I.3.2. Composition chimique d'un gaz naturel

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

La composition chimique d'un gaz est utilisée pour étudier la vaporisation et calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et la température. On peut classer les gaz naturel selon leur origine en :

- **Le gaz naturel bactérien (biochimique)** : C'est un gaz formé par l'action des bactéries sur les débris organiques qui s'accumulent dans les sédiments.

- **Le gaz naturel thermique** : C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des températures et pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins

sédimentaires, et donne à côté des hydrocarbures une large gamme de composés non hydrocarbures.

- **Le gaz naturel inorganique** : C'est un gaz inorganique qui se forme au cours de la formation des gaz hydrocarbures à faible proportion, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques. [4, 5,6]

I.3.3. Les types de gaz naturel

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

- **Le gaz sec** :

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

- **Le gaz humide** :

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

- **Le gaz à condensât** :

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

- **Le gaz associé** :

C'est un gaz de couverture qui coexiste avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole). [6]

I.4. le gaz de pétrole liquéfié (GPL)

I.4.1. Définition

La dénomination GPL (gaz pétrole liquéfié) s'applique à un nombre d'hydrocarbures gazeux à la température ordinaire et à la pression atmosphérique, ayant la propriété de passer à l'état liquide, dès qu'on le soumet à une pression relativement faible tels ; le propane (C_3H_8) et le butane (C_4H_{10}), et des traces de méthane (CH_4), de l'éthane (C_2H_6) et le pentane (C_5H_{12}).

Cette propriété, leur confère l'avantage d'être emmagasinés sous un très faible volume, et d'être liquéfiés à $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$ pour le propane à la pression atmosphérique.

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

Le composant du GPL	% molaire
Méthane	0,32
Ethane	1,12
Propane	60,95
Iso butane	15,46
Normal butane	22,14
Iso pentane	0,01

Tableau I.3: Composition molaire du GPL

I.4.2. Origine du GPL

Les GPL sont obtenus principalement :

- ✓ Dans les raffineries de pétrole : Au cours de la distillation du pétrole brut, soit lors du craquage ou du reformage des produits en vue de produire des essences ;
- ✓ Au cours des opérations de dégazolinage du gaz naturel qui ont pour but de séparer les produits condensables (propane, butane, condensât) ;
- ✓ Dans les unités de liquéfaction :
 - à partir de la liquéfaction des gaz associés (champs pétroliers) ;
 - comme sous produit à partir des unités de liquéfaction du gaz naturel GNL. [7]

I.4.3. Les propriétés du GPL

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

Les GPL 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.

Lorsque le GPL 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 GPL est environ la moitié de celui de l'eau ;
- Le gaz propane a une densité de 1,5 fois de l'air ;
- Le GPL n'est ni toxique ni corrosif vis à vis des aciers ;
- Le GPL n'est pas de propriétés lubrifiantes et ceci doit être pris en considération lors du dimensionnement des compresseurs et des pompes.

Les produits du commerce sont très différents les uns des autres. En outre, leur tension de vapeur, leur poids spécifique et leurs propriétés antidétonantes sont très sensibles aux variations de la température ambiante.

Le pouvoir calorifique du GPL est pratiquement égal à celui de l'essence, si on l'exprime en kilocalories par kilo de carburant, mais ces valeurs seront très différentes si elles sont exprimées en kilocalories par litre de carburant liquide à 15 C° cette provient de la différence des densités entre le GPL et l'essence, en moyenne, la densité à 15 C° d'un GPL est de 0,555 Kg/litre.

Le GPL est caractérisé par un indice d'octane recherché (RON) naturellement élevé atteignant aisément 98. Cette propriété découle en fait directement de des valeurs de RON de chacun de ces constituants. Par ailleurs, son indice d'octane moteur (MON) est, lui aussi légèrement plus élevé que celui des essences classiques. [7]

I.4.4. Caractéristiques du GPL

I.4.4.1. Tension de vapeur : Soumis à des températures supérieures à leurs points d'ébullition, le propane et le butane ne peuvent être amenés à l'état liquide que sous pression ou par réfrigération. (Tension de vapeur à 20 C° : butane = 2 bars, propane = 8 bars).

I.4.4.2. Densité : A l'état gazeux, ils sont plus lourds que l'air ; la densité du propane égale 0.510 et celle du butane égale 0.580.

I.4.4.3. Expansion : A l'état liquide, ils ont un coefficient de dilatation important dont il faut tenir compte lors de leur stockage.

I.4.4.4. Pouvoir calorifique : C'est la propriété la plus intéressante étant que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques. Le GPL à un pouvoir calorifique élevé.

Propane **PC = 12200 k cal/Nm³.**

Butane **PC = 11800 k cal /Nm³.**

I.4.4.5. Température d'ébullition : A la pression atmosphérique la température d'ébullition de propane est de (– 42 C°), celle de butane est de (– 6 C°).

I.4.4.6. Impuretés : Le plus important est le soufre, la teneur en soufre est inférieure ou égale à 0,005% en masse, ainsi que l'eau qui est extraite durant le traitement.

I.4.4.7. Corrosion : Le GPL est non corrosif à l'acier mais corrosif généralement à l'aluminium, au cuivre et ses alliages.

I.4.4.8. Propriétés lubrifiantes : Le GPL n'a aucune propriété de lubrification, ce qui doit être pris en considération lors de la conception des équipements pour GPL (pompe et compresseur).

I.4.4.9. Dilatation : Dilatation à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).

I.4.5. Domaines d'utilisation du GPL

Les domaines d'utilisation du propane et du butane sont très nombreux et diversifiés :

I.4.5.1. Importance de GPL : L'obtention des gaz liquéfiés (c'est-à-dire se trouvant sous forme liquide) répondent à 3 besoins essentiels :

- Obtention du gaz pur à partir d'un mélange des gaz ;
- Facilité et économie du transport et distribuer et stockage des gaz ;
- Usage des basses températures.

I.4.5.2. Le GPL carburant (GPL/C) :

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

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

L'indice d'octane élevé du GPL / C permet leur substitution à l'essence sans modification du moteur. Le niveau alarmant de pollution devrait au contraire favoriser l'utilisation des véhicules GPL/C, car il produit moins de CO₂ et de CO, il ne contient pas de Plomb. L'introduction massive du GPL/C en Algérie est aujourd'hui une option stratégique, d'une part en raison de l'accroissement de la demande nationale en carburant et d'autre part pour des raisons environnementales cruciales .il a été introduit en Algérie en 1980.

I.4.5.3. Le GPL dans la pétrochimie : La demande pétrochimique globale du GPL enregistre un taux de croissance de l'ordre de **10 %**. Il est utilisé dans ce domaine comme charge de vapocraqueur à fin d'obtenir des oléfines.

Le butane et le propane qui ont obtenu par la séparation du GPL utilisés pour la déshydrogénation dans la production de butadiène et le propylène qui vont servir comme matière première pour la synthèse des caoutchoucs. [7]

I.4.5.3.1. Propane

Le propane est oxydé en acétaldéhyde, formaldéhyde, acide acétique et acétone. Lors de la pyrolyse du propane, il se forme l'éthylène et le propylène, tandis que le nitro-méthane, le nitro-éthane et le nitro-propane sont issus de la réaction de nitration, les produits de chloration n'ont pas trouvés jusqu'à présent d'application industrielle, pourtant il est bien connu que le propane, à côté du méthane et d'éthane sont utilisés dans la fabrication de l'acétylène. La figure suivante qui représente les principales transformations du propane :

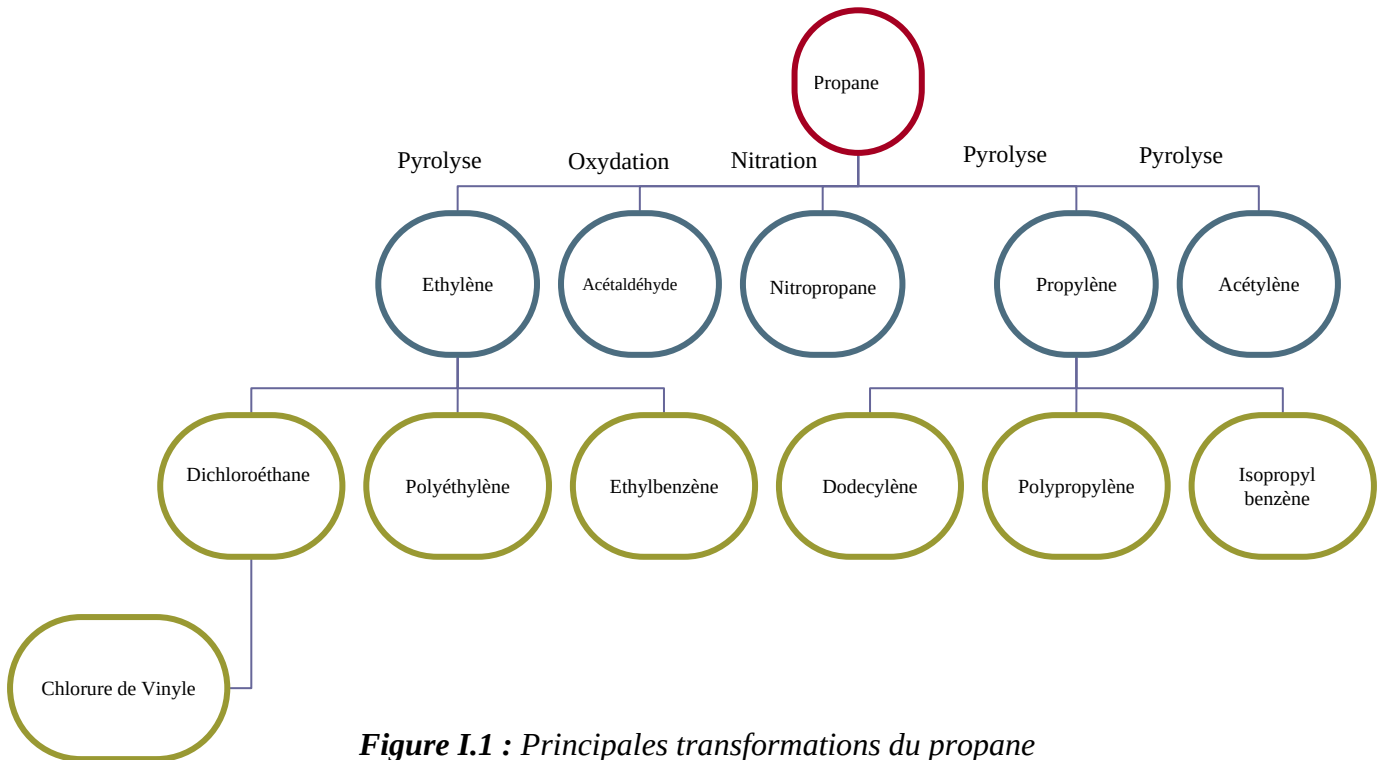


Figure I.1 : Principales transformations du propane

I.4.5.3.2. Butane

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

- Butadiène par déshydrogénation du butane ;
- Anhydride maléique par oxydation ;
- L'iso butylène formé lors de la déshydrogénation de l'isobutane, sert de matière première dans la préparation du caoutchouc butyle.

En Algérie cette activité présente le double avantage de permettre la production des produits nécessaires à la consommation interne ainsi que pour l'exportation. La figure suivante qui représente les principales transformations du propane :

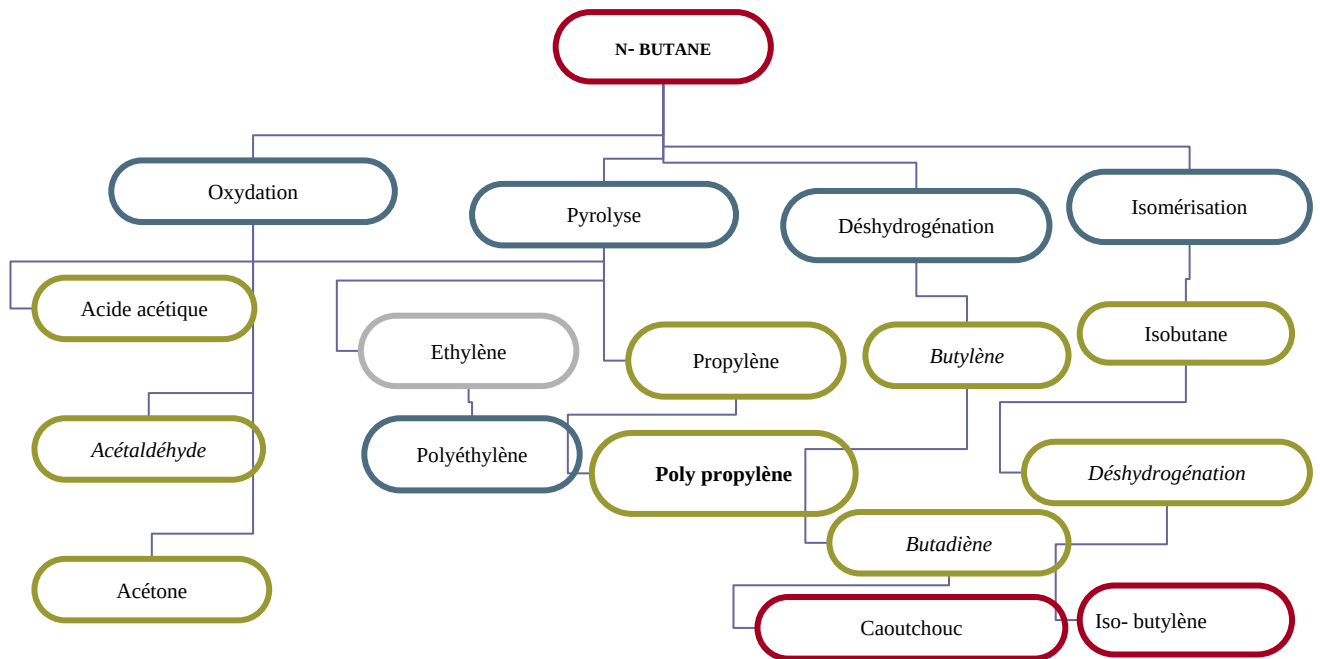


Figure I.2 : Principales transformations du butane.

I.4.5.4. Le GPL dans la production d'électricité :

Il est utilisé pour la génération d'électricité pourrait être important si les conditions de nature économique venaient à être favorable, les marchés ciblés à cet effet, et qui sont attractive pour le GPL. La production d'électricité en Algérie est s'effectué uniquement par le gaz naturel, le GPL n'ont pas introduit jusqu'à ici dans la génération d'électricité ou dans la combustion.

I.4.5.5. Le GPL dans les ménages : Le butane et le propane qui sont obtenu par la séparation du GPL ont une grande importance dans les ménages ;

Le butane est utilisé principalement dans le secteur domestique pour la cuisine et le chauffage, la consommation nationale représentée l'équivalent de **11millions** de bouteilles de **13kg** en 1996. Le propane représenté **4,8%** de la consommation national du GPL, il est utilisé comme combustible dans les unités industrielles et artisanales en substitution domestique dans les régions non reliées au gaz naturel.

I.4.5.6. Le GPL dans la climatisation

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

I.4.5.7. Le GPL dans L'agriculture

L'utilisation du GPL dans ce secteur sera orientée vers l'aviculture, et certain culture sous-serre, le niveau de consommation prévu est relativement faible (**40.000 tonnes/an**) pour le court terme, il est attendu une évolution plus significative à moyen et long terme particulièrement par l'introduction dans le domaine de l'élevage (éclairage, climatisation, chauffage....etc.). [7,8]

I.4.6. Le GPL dans le monde

Le développement de l'économie des GPL dans les divers pays à des rythmes atteignant des taux de pénétration du marché énergétique local, rarement supérieurs à 5 %. Le développement à été lie au rythme de croissance de l'industrie du raffinage, à l'évolution de la capacité de raffinage et aux innovations techniques. Sur ce dernier point, la simple distillation du brut qui permettait de récupérer environ de 1 % de brut traité sous forme de GPL, dans les années 30, les raffineries les plus modernes permettent de récupérer jusqu'à 4,5 % de brut traité sous forme de GPL.

Parmi les technologies qui accordent aux GPL, un avantage concurrentiel spécifique et le cas des hydrogénations du propane pour produire du propylène, ainsi un avantage concurrentiel aux hydrocarbures gazeux, c'est le cas du cycle combiné pour la génération d'électricité. Ainsi la qualité et pureté des produits et la réduction sensible des impacts sur

L'environnement favorise également le recours aux GPL dans le secteur des transports directement comme carburant alternatif. Ces évolutions vont influencer sur la géographie du commerce international et sur l'économie des transactions commerciales.

A l'avenir, les routes de GPL relieront des sources et des marchés de plus en plus éloignés et le mode transaction à long terme caractérisant ce commerce de GNL pourrait s'étendre aux GPL. [7,8]

	Production	Consommation
Amérique centrale	07,50	10,10
Amérique du sud	12,90	14,10
Europe occid.et Centrale	24,40	27,90
Moyen orient	34,10	09,40
Afrique	09,20	05,40
Asie	24,70	46,20
Totale	112,8	113,1

Tableau I.4 : Production et consommation de GPL dans le monde.

I.4.7. Le GPL en Algérie

I.4.7.1. La production nationale du GPL

La production algérienne de gaz naturel liquéfié (GNL) à augmenté de 3% en 2005, atteignant 42 millions de m³. Concernant le GPL (gaz de pétrole liquéfié, butane et propane), la production est passée à 8,8 millions de tonnes, en 2005, soit +4%. Cette progression reste toutefois inférieure aux prévisions qui tablaient sur 9,2 millions de tonnes. Sonatrach justifie la production limitée en Algérie durant 2004 par l'accident dans le complexe GNL de Skikda, lequel avait fait 26 morts et détruit complètement 3 unités de la raffinerie. Pour 2006, Sonatrach prévoit d'atteindre un volume de 43,9 millions de m³, notamment avec l'entrée en service d'une autre unité du complexe de Skikda elle aussi endommagée par l'accident.

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

I.4.7.2. La consommation nationale du GPL

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

La consommation est passé de **148.000 tonnes** en **1970** (**11kg / habitant**) et à **720.000 tonnes** en **1975** (**38kg/habitant**) pour atteindre **1,4 millions de tonnes** en **1996 g/habitant**.
[7,8]

I.4.8. Transport des GPL

Les GPL sont transportés selon différents modes :

I.4.8.1. Le transport par pipeline

Ce mode de transport est utilisé dans le cas d'un transfert de quantités importantes de GPL de leur point de récupération vers des unités de séparations ou vers les stockages importants.

Ce mode de transport est retenu également dans le cas d'acheminement des GPL sur de longues distances ; et il est plus économique.

I.4.8.2. Transport par wagon- citernes

Pour des quantités plus petites, il est préférable d'utiliser la voie ferroviaire. Dans ce cas le train comporte plusieurs wagons-citernes dont la capacité unitaire est prise de 50 tonnes.

Les wagons - citernes sont sous pression et sont fabriqués conformément à des normes contrôlées.

Ce mode de transport est surtout utilisé pour la livraison des GPL à partir des raffineries vers des stockages primaires ou à partir des stockages primaires vers des stockages secondaires.

I.4.8.3. Le transport par bateaux

Ce mode de transport est utilisé fréquemment pour les échanges internationaux. Dans ce cas, les GPL sont stockés dans des réservoirs réfrigérés (jusqu'à -50 C°) ou sous pression.

I.4.8.4. Le transport par camions - citernes

C'est le mode de transport le plus utilisé pour le transport de petites quantités de GPL à de courtes distances à partir des centres de stockages vers les utilisateurs. [7,8]

II.1. Introduction

Les procédés de traitement basés sur les transferts de matière sont très importants pour la séparation des produits composés tels que le pétrole et de gaz naturel. Ainsi par rectification on obtient à partir des produits (par exemple le pétrole brut) une gamme très variées de mélanges hydrocarbures (l'essence, kérosène, fuel-oil...etc.). Par ce procédé également on fractionne les produits issus de diverses opérations en obtenant à partir des mélanges sous produits (gaz liquéfié, butane, propaneetc.).

II.2. la rectification

La rectification est un procédé physique de séparation d'un mélange et se base sur la mise en contact d'une phase liquide et d'une phase vapeur qui tendent à s'équilibrer mutuellement. Cela implique d'une part, l'équilibre de température et de pression et une redistribution des constituants entre les phases d'autre part.

L'opération de rectification est basée sur le phénomène de séparation par diffusion des constituants d'une phase à une autre phase par des mises en Contacts des deux phases.

Une telle séparation est réalisée à contre-courant en continu dans un appareil appelé **colonne de rectification**, soit par étage dans une colonne à plateaux, soit dans une colonne à garnissage.

La colonne de rectification est un appareillage cylindrique vertical, de hauteur et de diamètre variable constitué à l'intérieur des compartiments horizontaux appelés : **Plateaux** ou **garnissages**. [8]

II.3. Colonne de rectification

II.3.1. Principe de fonctionnement d'une colonne de rectification

La colonne est une enveloppe cylindrique verticale (la virole) qui renferme des dispositifs (plateaux ou de garnissage) permettant d'assurer un contact intime entre les deux phases (reflux liquide et gazeux). Afin de permettre un transfert de matière et d'énergie entre les deux phases et atteindre l'état d'équilibre.

Sur le long de la colonne la phase vapeur s'enrichisse, de bas en haut en élément le plus volatil et la phase liquide s'enrichi en élément le moins volatil de haut en bas. Pour avoir en tête de la colonne un distillat **D** et en bas un résidu **R**. [8]

II.4. Description d'une colonne de rectification

Chaque colonne de rectification se compose toujours de trois zones :

- Une zone d'alimentation dite (**zone de flash**) où l'alimentation est introduite à l'état vapeur, liquide ou biphasique (selon la température de la charge) ;
- Une zone située au dessus de la zone de flash est appelée (**zone de rectification**), caractérisée par un condenseur qui sert à condenser partiellement ou totalement la vapeur sortante de la tête de colonne. Une partie de ce mélange est envoyée en tant que (**reflux froid**) vers la partie supérieure de la colonne pour garder le gradient de température et corriger la composition des produits de tête. L'autre partie est extraite comme distillat à l'état liquide (lorsqu'il s'agit d'une condensation totale.) ;
- Une zone située au dessous de la zone de flash est appelée (**zone d'épuisement**), caractérisée elle aussi par la présence d'un rebouilleur, qui sert à apporter une certaine quantité de chaleur au liquide soutiré du dernier plateau (**reflux chaud** ou **rebouillage**) afin de récupérer les constituants légers entraînés par les lourds.

La quantité de matière échangée dépend de la concentration initiale et finale, des pressions partielles, de la surface de l'élément de contact et de l'écoulement (vitesse).

Le fonctionnement normal de la colonne de rectification pour l'obtention d'un distillat et d'un résidu avec des compositions voulues dépend principalement de l'état de la charge et par conséquent du lieu d'alimentation. [9]

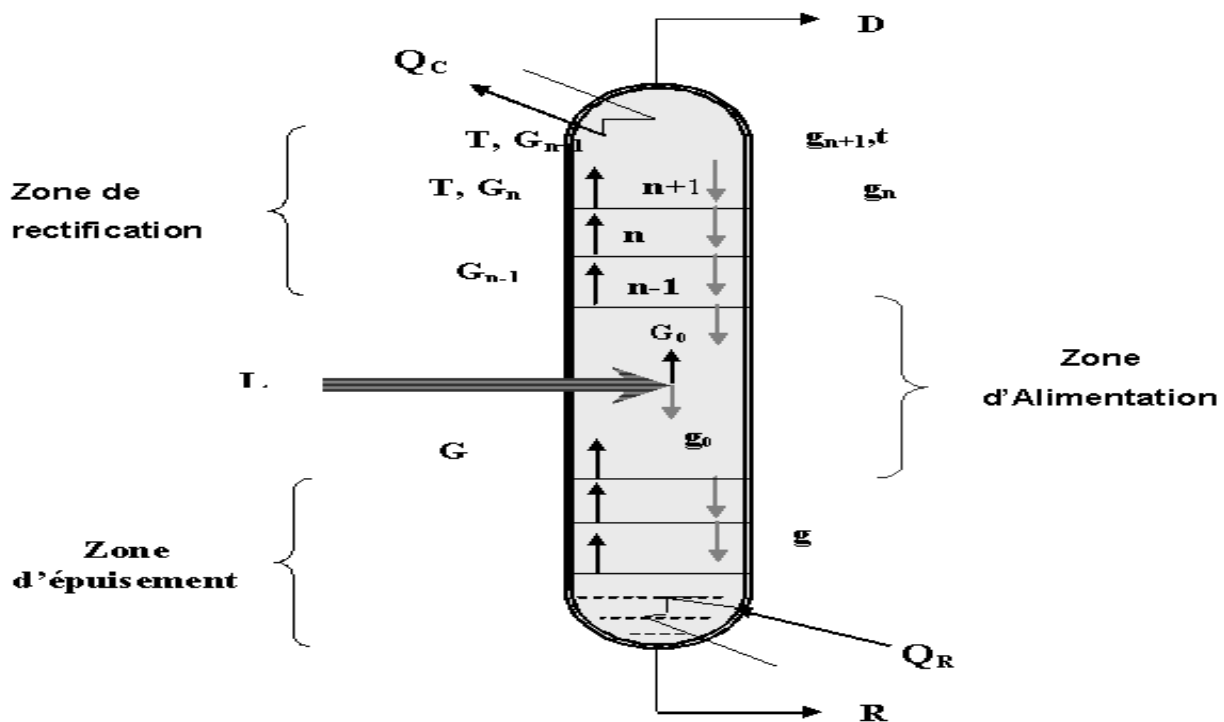


Figure II.1 : Schéma d'une colonne de rectification

II.4.1 Types des colonnes de rectification

Les colonnes utilisées pour la rectification des mélanges binaires ou d'ordre supérieur (complexe) divise en deux types distincts :

- Les colonnes à éléments séparés (plateaux, grilles, cascade) ;
- Les colonnes à garnissage. [10]

II.4.1.1. Colonnes à plateaux

Le transfert de matière entre les phases vapeur et liquide résulte du contact intime de ces deux phases circulant à contre courant. Ce contact s'effectue en discontinue les paramètres opératoire (T , P) ainsi que le nombre de plateaux théoriques et les quantités de chaleur à mettre en œuvre ; sont fonction des bilans massiques (matière) et thermiques et des équations d'équilibres. [11,12]

II.4.1.1.1. Les différents types de plateaux

Les essentiels types de plateaux suivants :

II.4.1.1.1.1. Plateaux perforé à déversoirs

Ces plateaux gèrent le flux liquide de manière tout à fait classique à l'aide de déversoirs par contre le passage de la vapeur est assuré par des simples perforations dans les plaques formant l'aire active.

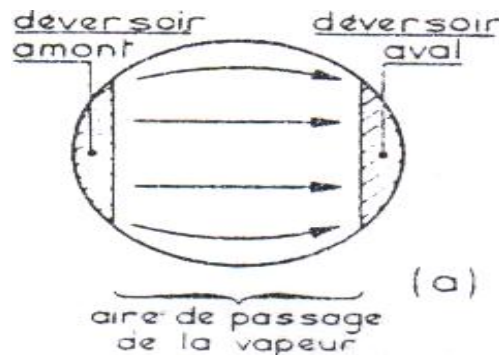


Figure II.2: Schéma simplifié des Plateaux perforés à déversoirs

Ce type de plateaux est moins cher que les autres technologies, leur défaut majeur est leur manque de flexibilité. Un débit de vapeur trop faible laisse se développer un phénomène de pleurage important, alors qu'une élévation de débit provoque rapidement des phénomènes de l'entraînement favorisés par le fait que les jets de vapeurs ne sont pas brisés comme dans les autres technologies. Un autre intérêt des plateaux perforés est leur faible perte de charge.

Il est extrêmement important de déterminer les limites de fonctionnement entre lesquelles le plateau donne entière satisfaction.

Elles dépendent principalement du diamètre des perforations, celui-ci a été longtemps limité à **4,76 mm**, mais actuellement on considère que des perforations de **1,25cm** sont acceptables et permettent de repousser les limites de l'engorgement. Le rapport entre l'épaisseur du plateau et son diamètre est compris entre **0,1** et **0,7**.

II.4.1.1.1.2. Plateaux sans déversoirs

Ces plateaux ne sont constitués que de simples plaques perforées et donc de construction peu onéreuse. Le liquide et la vapeur s'écoulent à contre-courant par les mêmes orifices, qui peuvent être de simples trous ou des clapets fixes.

II.4.1.1.1.3. Plateaux à calottes

C'est le modèle le plus répandu encore aujourd'hui, il se rencontre encore dans les industries pétrolières ou chimiques. Construire en fonte moulée, il est constitué d'une plaque perforée, chaque trou étant muni d'une cheminée, celle-ci sert à guider une calotte dont la fixation est assurée par une tige et un contre-écrou. Une certaine quantité de vapeur est maintenue sur le plateau grâce à un déversoir qui assure l'écoulement du liquide vers les plateaux inférieurs. La qualité prédominante d'un plateau à calotte est sa faculté d'adaptation à une très large gamme de débits liquide et vapeur.

II.4.1.1.1.4. Plateaux à clapets

C'est un plateau perforé, dont les orifices ont équipés de clapets. La hauteur de soulèvement de ces derniers est en fonction du débit de vapeur, qui s'échappe horizontalement dans le liquide. Ils sont progressivement substitués aux plateaux à calotte, car leurs performances sont légèrement supérieures pour un prix de revient plus faible.

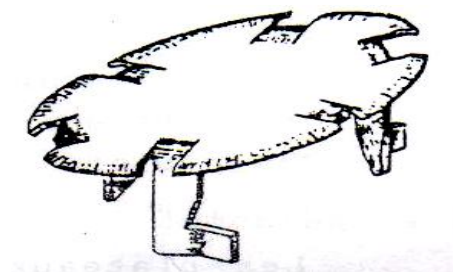


Figure II.3 : Schéma d'un Clapets

II.4.1.2. Colonnes à garnissage

Elles sont utilisées dans la distillation et l'absorption. Ces colonnes réalisent à contre-courant continu. L'échange de matière croît en régime turbulent. C'est pourquoi elles sont remplies d'éléments solides.

On emploie comme garnissage n'importe quels morceaux solides, généralement du coke ou de la brique qui ont l'avantage d'être particulièrement bon marché. Le garnissage efficace doit être tel que la surface par unité de volume soit la plus grande possible; distribution uniforme du liquide et du gaz et faibles pertes de charges.

Les garnissages les plus utilisés dans l'industrie sont de (**RASHING**) : des manchons de cylindres dont la hauteur est égale au diamètre extérieur.

Leur construction est en céramique ou en porcelaine (bon marché et grande résistance à la corrosion). Comme il existe aussi des anneaux en acier, en carbone et en matière plastique (polyéthylène). [11,12]

II.5. Lois Fondamentales de transfert de matière**II.5.1. Lois de DALTON**

Considérons une phase vapeur composée de constituants auxquels on peut appliquer la loi des gaz parfaits, alors la pression partielle d'un constituant (p_i^v) est proportionnelle à la pression du système (P_T) et à sa concentration molaire (Y_i) :

$$p_i^v = P_T Y_i \dots\dots\dots (II-1).$$

Avec : p_i^v : Pression partielle d'un constituant « i »

P_T : Pression du système.

Y_i : Concentration molaire du constituant « i » en phase vapeur.

II.5.2. Lois de RAOULT et d'HENRY

Les lois de Raoult et Henry ne sont applicables que pour les liquides. Considérons une phase liquide composée de constituants entièrement miscibles. On conçoit aisément que la tendance des molécules d'un constituant à s'échapper de la phase liquide soit proportionnelle à la concentration molaire de ce constituant à cette phase.

D'après la loi de RAOULT la pression partielle (p_i^L) d'un constituant est égale au produit de sa tension de vapeur (P_i) à l'état pur par sa concentration molaire en phase liquide :

$$p_i^L = P_i \cdot X_i \dots\dots\dots (II-2).$$

Avec : p_i^L : Pression partielle d'un constituant « i »

P_i : Tension de vapeur du constituant « i »

X'_i : Concentration molaire du constituant « i » en phase liquide.

Dans le cas des mélanges réels les constituants obéissent à la loi d'HENRY, d'après cette loi, la pression partielle d'un constituant, (la température étant fixe) est proportionnelle à la concentration molaire du constituant dissout dans la phase liquide :

$$p_i^L = E_i \cdot X'_i \dots \dots \dots (II-3).$$

Avec: E_i : constante d'Henry ; dépend de la nature du constituant et de la température a l'équilibre, les pressions partielles d'un même constituant dans les deux phases liquides et vapeur sont égales :

$$p_i^L = p_i^V \dots \dots \dots (II-4).$$

Donc :

$$Y'_i = (P_i / P_T) \cdot X' \dots \dots \dots (II-5).$$

C'est l'équation d'équilibre

Avec : $K_i = (P_i / P_T)$: Coefficient d'équilibre du constituant «i » Pour un mélange de deux constituant **A** et **B** :

$$Y'_A = Y'_B = (K_A / K_B) \cdot (X'_A / X'_B) \dots \dots \dots (II-6).$$

$$\alpha = (K_A / K_B) \dots \dots \dots (II-7).$$

Avec : α_i : Coefficient de volatilité relative qui caractérise la capacité de **A** de passe en phase vapeur par rapport à **B**.

II.6. Bilan matière de la colonne et des ses zones

Les bilans matière pour la colonne entière et pour le constituant « i » Quelconque s'écrivent :

$$L = D + R \dots \dots \dots (II-8).$$

Avec : **L** : Débit molaire de la charge ;

D : Débit molaire du Distillat ;

R : Débit molaire du Résidu.

Donc : Le bilan matière partiel du constituant « i » peut s'écrire en composition massique ou molaire comme suit :

$$L x'_{Li} = D y'_{Di} + R x'_{Ri} \dots \dots \dots (II-9).$$

La résolution connue de ces équations, en appliquant la loi de **LEVIER** donne :

$$L / (y'_{Di} - x'_{Ri}) = D / (x'_{Li} - x'_{Ri}) = R / (y'_{Di} - x'_{Li}) \dots (II-10).$$

L'équation obtenue sert à calculer **R** et **D** si les concentrations de l'élément « i » du distillat et du résidu sont connues.

II.6.1. Bilan matière de la zone de rectification

$$G = g + D \dots \dots \dots (II-11).$$

Avec :

G : Débit pondéral de vapeur traversant un sectionnement entre deux plateaux de la colonne ;

g : Débit molaire du liquide traversant un sectionnement ;

D : Débit molaire du distillat.

Donc :

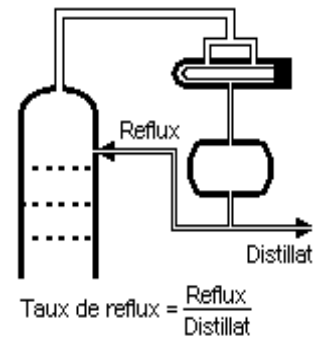


Figure II.4 : zone de rectification

$$G y'_{ni} = g \cdot x'_{(n-1)i} + D \cdot y'_{Di} \dots \dots \dots (II -12).$$

Appliquant la loi de **LEVIER**, on trouve :

$$G / (y'_{Di} - x'_{(n-1)i}) = g / (y'_{Di} - y'_{ni}) = D / (y'_{ni} - x'_{(n-1)i}) \dots \dots (II -13).$$

A partir de cette équation, on trouve :

$$y'_{ni} = m \cdot x'_{(n-1)i} + (1-m) \cdot y'_{Di} \dots \dots \dots (II-14).$$

$$y' = r_f / (r_f + 1) \cdot x' + (1 / (r_f + 1)) \cdot y'_{Di} \dots \dots (II-15).$$

On note que :

$$r_f = g/D \quad \text{et} \quad m = r_f / (r_f + 1) \dots \dots \dots (II-16).$$

Avec : **r_f** : le taux de reflux.

L'équation qui tient compte de la constante des débits molaires **G**, **g** dans la zone de rectification de la colonne donne une relation entre la concentration on constituant **i** dans le liquide se trouvant sur le plateau **(n-1)** et la concentration on ce même constituant dont la vapeur provenant du plateau **n** et permet de déterminer le nombre d'étages théoriques dans la zone de rectification.

II.6.2. Bilan matière de la zone d'épuisement

$$g' = G' + R \dots \dots \dots (II-17).$$

g' : débit molaire du liquide traversant un sectionnement ;

G' : Débit molaire de vapeur traversant un sectionnement entre deux plateaux de la colonne ;

R : Débit molaire du résidu.

Donc :

$$g' \cdot x'_{(n+1)i} = G' y'_{ni} + R \cdot x'_{Ri} \dots \dots \dots (II-18).$$

En appliquant la loi de Levier, on trouve :

$$g' / (y'_{ni} - x'_{Ri}) = G' / (x'_{(n+1)i} - x'_{Ri}) = R / (y'_{ni} - x'_{(n+1)i}) \dots \dots (II-19).$$

A partir de cette équation, on trouve :

$$x'_{(n+1)i} = (1/m') \cdot y'_{ni} + [(m'-1)/m'] \cdot x'_R \dots \dots \dots (II-20).$$

$$y' = [(r_b+1)/r_b] \cdot x' - (1/r_b) x'_{Ri} \dots \dots \dots (II-21).$$

On note que : $r_b = G'/R$ et $m' = g'/G'$ (II-22).

L'équation (II-22) qui tient compte de la constante des débits molaires G' et g' dans la zone d'épuisement de la colonne. Cette expression permet de calculer les plateaux de rang $(n+1)$ à partir des plateaux de rangé (n) .

II.6.3. Bilan matière de la zone d'alimentation

On se référant à la figure ci-dessous, on voit qu'il faut mélanger le liquide g_k avec la phase g_o pour obtenir le liquide g_m alimentant la zone d'épuisement, le bilan matière sera effectuée juste au dessus du plateau supérieur de cette zone.

$$g_m = g_k + g_o = G_k + R \dots \dots \dots (II-23).$$

$$g_m x'_{mi} = g_o \cdot x'_{oi} + g_k \cdot x'_{ki} \dots \dots \dots (II-24).$$

$$g_m x'_{mi} = G_k \cdot y'_{ki} + R \cdot x'_{Ri} \dots \dots \dots (II-25).$$

De même la valeur G_m alimentant la zone de rectification est la somme de la valeur G_k et de la phase G_o , ainsi le bilan matière sera effectuée juste au dessous du plateau inférieur de la zone de rectification. [12,13]

$$G_m = G_k + G_o = g_k + D \dots \dots \dots (II-26).$$

$$G_o \cdot y'_{oi} + G_k \cdot y'_{ki} \dots \dots \dots (II-27).$$

$$G_m y'_{mi} = g_k \cdot x'_{ki} + D \cdot y'_{Di} \dots \dots \dots (II-28).$$

II.7. Utilisation de la volatilité relative

Dans les calculs de la rectification des mélanges complexes, on sera amené à effectuer des séries de calcul d'équilibre pour chaque zone.

Pour éviter le travail lent et fastidieux des approximations successives, on peut utiliser une méthode simplifiée et rapide donnant une précision assez suffisante.

Cette méthode fait intervenir la notion de la volatilité relative α_i étant le rapport des coefficients d'équilibre du constituant i à celui d'un constituant de référence choisit généralement comme étant l'élément le plus lourd (le moins volatile du mélange). [13]

II.8. Choix de la pression dans la colonne

Quelque soit la complexité du mélange à séparer, le choix de la pression est avant tout un problème économique. On sait qu'à faible pression la sélectivité de la séparation sera meilleur et que l'on évitera l'altération thermique des produits, mais on contrepartie, à faible pression il faut condenser à basse température les vapeurs de tête pour obtenir le reflux liquide à sa température de bulle, donc c'est le choix du fluide réfrigérant qui va imposer la pression dans la colonne. En générale, on utilise une source froide, bon marché et abondante (eau douce, eau de mer ou l'air) qui permet d'obtenir un condensât de **30 à 45°C** environ.

La pression dans la colonne sera alors au moins égale à la pression de bulle à ces températures. Lorsque le distillat est constitué de constituants très légers, il est nécessaire (car à la température ordinaire on se trouve au dessus de la température critique du distillat) de faire appel à une réfrigération artificielle (utilisation d'une machine frigorifique) pour travailler à basse température quelque soit la pression de service.

La température de la condensation totale des vapeurs du distillat doit être prise moins **15 à 20 C°** plus grande que celle du fluide réfrigérant, ainsi la pression dans le ballon de reflux **P_b** est déterminée d'après l'équation de l'isotherme de la phase liquide, par approximation successive.

$$\sum K_i \cdot x'_i = 1 \dots \dots \dots \text{(II-29)}.$$

La pression au sommet, au fond et dans la zone d'alimentation de la colonne sera respectivement :

$$P_s = P_L - \Delta P_1 \dots \dots \dots \text{(II-30)}.$$

Or : $\Delta P_1 : (0,1 - 0,3)$

ΔP_1 : perte de charge due aux résistances des conduites et du condenseur.

$$P_f = P_L + \Delta P_2 \dots \dots \dots \text{(II-31)}.$$

Or : $\Delta P_2 : (0,3 - 0,7)$

ΔP_2 : perte de charge due aux résistances des plateaux. Par conséquent, la pression dans la zone d'alimentation sera :

$$P_L = (P_s + P_f) / 2 \dots \dots \dots \text{(II-32)}.$$

II.9. Régime de la température dans la colonne

A la pression de service P_s (pression du sommet de la colonne), la température au sommet de la colonne est déterminée par approximation successive à partir de l'équation de l'isotherme de la phase vapeur :

$$\sum(Y'_{Di}/K_i)=1 \dots\dots\dots (II-33).$$

La température au fond de la colonne (dans le rebouilleur doit être calculé comme la température de bulle du Résidu à la pression P_f) Est déterminé par approximation successive à partir de l'équation de l'isotherme de la phase liquide.

$$\sum(K_i \cdot X_{R,i})=1 \dots\dots\dots (II-34).$$

Et pour la température de la charge, elle peut être déterminée en trois cas :

1. Si l'est à l'état liquide, on utilise l'équation suivante :

$$\sum(K_i \cdot X_{L,i})=1 \dots\dots\dots (II-35).$$

2. Si l'est à l'état vapeur, on utilise l'équation suivante :

$$\sum(Y'_{Li}/K_i)=1 \dots\dots\dots (II-36).$$

3. Si l'est à l'état liquide-vapeur, on utilise l'équation suivante :

$$\sum X'_{0,i} = \sum [X'_i / 1 + e'(K_i - 1)] = 1 \dots\dots\dots (II-37).$$

$$(Y'_{0,i} / X'_{0,i}) = K_i \dots\dots\dots (II-38).$$

Ou :

- ▶ e : Taux de vaporisation ;
- ▶ $X_{L,i}$: Concentration molaire de constituant « i » dans la charge ;
- ▶ $Y_{0,i}$: Concentration molaire de constituant « i » dans la phase liquide ;
- ▶ $X'_{0,i}$: Concentration molaire de constituant « i » dans la phase vapeur ;

II.10. Taux de vaporisation et composition des phases liquides et vapeurs de la charge :

Lors du calcul de la zone d'alimentation, il est nécessaire de disposer du débit et de la composition des phases liquides et vapeurs de la charge. D'après la définition de taux de vaporisation et de condensation de la charge, on a :

$$e_o' = G_o / L \quad \text{d'où : } G_o = e_o' \cdot L \dots\dots\dots (II-39).$$

$$r_o' = g_o / L \quad \text{d'où : } g_o = r_o' \cdot L \dots\dots\dots (II-40).$$

- ▶ e_o' : Taux de vaporisation molaire de la charge ;
- ▶ r_o' : Taux de condensation molaire de la charge ;
- ▶ G_o : Débits molaires de la phase liquide de la charge ;
- ▶ g_o : Débits molaires de la phase vapeur de la charge.

A la pression et la température donnée, le taux de vaporisation ainsi que la composition des phases de la charge sont déterminées par approximation successive d'après l'équation connue de **TREGOUBOV**.

$$\sum x'_{oi} = \sum [x'_{Li} / 1 + e(K_i - 1)] = 1 \dots \dots \dots (II-41).$$

Ou :
$$r_o' + e_o' = 1 \dots \dots \dots (II-42).$$

Cette dernière équation peut être utilisée également pour déterminer la température de la charge si l a pression et (e_o') sont connus. [13]

II.11. Choix du taux de reflux

Le taux de reflux détermine les dimensions de l'équipement et les dépenses énergétiques au sommet et au fond de la colonne.

II.11.1. Taux de reflux minimal

Le fonctionnement à reflux minimal correspond à un nombre infini de plateaux pour la séparation spécifiée, donc d'après la formule d'**UNDERWOOD** : généralement, on détermine le taux de reflux minimal suivant l'équation :

$$(r_f)_{\min} = \phi \sum (Y_{Di} / \alpha_{Li} - \phi) \dots \dots \dots (II-43).$$

$$- (r_b)_{\min} = \phi \sum (\alpha_{Li} \cdot X'_{R,i} / \alpha_{Li} - \phi) \dots \dots \dots (II-44).$$

Où : - α_{Li} : Le coefficient de volatilité d'u constituant « i » quelconque par rapport au constituant clés lourd déterminé à la température d'entrée de la charge.

- ϕ : Paramètre conventionnel déterminé par approximations successives.

La relation entre $(r_f)_{\min}$ et $(r_b)_{\min}$ est donnée par la formule suivante :

$$(r_b)_{\min} = [(D(r_f)_{\min} / L) + (1 - e_o') - (R/L)] / (R/L) \dots \dots \dots (II-45).$$

II.11.2. Taux de reflux optimal

En suite, on détermine le taux de reflux opératoire ou optimal suivant qui correspond un nombre de plateaux théoriques (chaque taux de reflux correspond un nombre fini de plateau Théorique et que ce nombre diminue quand le taux de reflux s'accroît). Pour ces calculs approximatifs, on peut utiliser la formule proposée par **GILLILAND** : [12,13]

$$[(r_f)_{\text{opt}} - (r_f)_{\min}] / [(r_f)_{\text{opt}} + 1] = 0,1 \div 0,33 \dots \dots \dots (II-46).$$

Donc on aura :

$$(r_f)_{\text{opt}} = 1,3. (r_f)_{\min} + 0,30 \dots \dots \dots (II-47).$$

III.1. Introduction

Vu les réserves gigantesques que recèle notre sous-sol la recherche, l'exploitation et le raffinage de ce produit nécessitent des moyens colossaux et ultra modernes. Parmi ses moyens plusieurs complexes pétrochimiques et raffineries ont été construits et ceux déjà existants ont été modernisés par des technologies de pointe afin de satisfaire la demande toujours croissante en produit énergétique telle que les carburants, les bitumes et les lubrifiants. Mais surtout pour que notre pays ne dépende pas du grand holding pétrolier du monde, parmi ses grands complexes, on peut citer le centre industriel sud (CIS) de Hassi Messaoud qui est l'un des fleurons de notre industrie. [7]

III.2. Historique du champ de Hassi Messaoud

Le champ pétrolier de Hassi-Messaoud est situé à 850 Km au sud-est d'Alger. Sa superficie est d'environ 2000 Km² et son climat est saharien. Le champ de Hassi-Messaoud fait partie des plus grands champs pétroliers du monde et est divisé dans le sens Est - Ouest en deux parties distinctes:

- ◆ Champ Nord. (HMD/N) ;
- ◆ Champ Sud (HMD/S).

■ 15 janvier 1956

Forage du premier puits pétrolier (MD1).

- ◆ De deux unités de stabilisation (1961 et 1964)

■ 1997 à 2002.

- ◆ Le besoin de traitement du gaz et de récupération de GPL exige la réalisation et mise en service d'une nouvelle unité GPL2 d'une capacité de traitement de gaz de 24 millions de Nm³/jour.
- ◆ SONATRACH s'investit dans la préservation de l'environnement et réalise Six nouvelles unités boosting 2ème/3ème étage bis, LDBP3 à HMD/S et Extension R4, 3ème /4ème étage bis à HMD/N pour palier aux défaillances. Des anciennes unités et préserver la pollution de l'atmosphère par le Torchage du gaz.
- ◆ Des unités de traitement des eaux huileuses de rejet sont également mises En exploitation dans les champs Nord et Sud.
- ◆ Quatre nouvelles stations de réinjection SC9/10 /11 /12 d'une capacité unitaire de 8.5 millions Ntm³/j sont mises en service en 2001. [7]

III.3. PRESENTATION ET DESCRIPTION DE L'UNITE GPL2

III.3.1. Présentation de l'unité GPL2

L'unité GPL2 a été mise en service en juillet 1997 suite à un contrat de partenariat entre la société nationale Sonatrach et la firme japonaise JGC (Japan Gazoline Corporation). La partie engineering du projet a été confiée à JGC, et les travaux de construction ont été entrepris par des sociétés et entreprises de construction algérienne réparties comme suit :

- Entreprise de Grand Travaux Pétrolier (GTP) : 80% ;
- Entreprise de génie civil et béton (GCB) : 16% ;
- Entreprise nationale de construction et charpente (ENCC) : 3% ;
- Sidérurgie engineering métallique / Entreprise chaudronnerie métallique (SIDM/ECM) : 1%.

Le nombre total d'heures de travail effectuées a été 34 560 heures. Le démarrage effectif de la production s'est effectué le 05 janvier 1997 par le personnel mixte algero-japonais.

L'unité GPL2 est destinée à récupérer les composants butane propane contenus dans la charge de gaz d'alimentation pour être expédié vers Arzew via la station de pompage de Haoud-El-Hamra. Une partie de GPL (C3, C4) produit est fractionnée dans le dépropaniseur pour la production du propane et du butane commercial, les deux produits sont livrés au centre enfûteur Naftal de Hasssi-Messaoud pour les besoins domestiques.

Les condensats stabilisés sont slopés vers le brut, tandis que les gaz résiduels constitués principalement de méthane et éthane (C1, C2) sont repris par les stations de compression pour être réinjectés dans le gisement. Une partie de gaz résiduel est utilisée comme gaz combustible pour les turbines à gaz des boosters et les fours.

III.3.2. Capacité de traitement et de production de l'unité GPL2

Les deux tableaux suivants qui représentent la capacité de traitement et de production de l'unité GPL2 :

	Capacité de traitement (1000 Sm ³ / jour)		
	Design	Actuelle	Gaz pauvre
Gaz d'alimentation	24 000	26 000	24 000

Tableau III.1 : Capacité de traitement de l'unité GPL2

	Production (tonnes /jour)		
	Design	Actuel	Gaz pauvre
GPL	4490	3800	2650
Condensât	1050	800	600
Propane	240	240	240
Butane	160	160	160

Tableau III.2: Capacité de production de l'unité GPL2

III.3.3. Spécification des produits

Le tableau suivant résume les spécifications des produits :

GPL	Gaz traitée	Propane et butane
-Ethane C_2^- Moins de 3% mole -Pentane C_5^+ Moins de 0.4% mole -Teneur en eau Moins de 50 ppm	- Pression 28 bars -Température 55 C° -Point de rosée des hydrocarbures – 6 C° -Teneur en eau inférieur à 50 ppm	(1) Propane: - Butane C_4^+ Moins de 2.5 % mole - TVR (tension de vapeur a 100 ° F Moins de 208 Psig) (2) Butane : - Butane et plus lourd C_5^+ Moins de 2 % mole - Tension de vapeur Reid a 100 ° F Moins de 70 Psig.

Tableau III.3 : Spécification des produits GPL

III.3.4. Capacité de l'unité

- Charge 24 millions sm^3/j ;
- GPL Produit 4980 t/j ;
- Propane 240 t/j et le Butane 160 t/j.

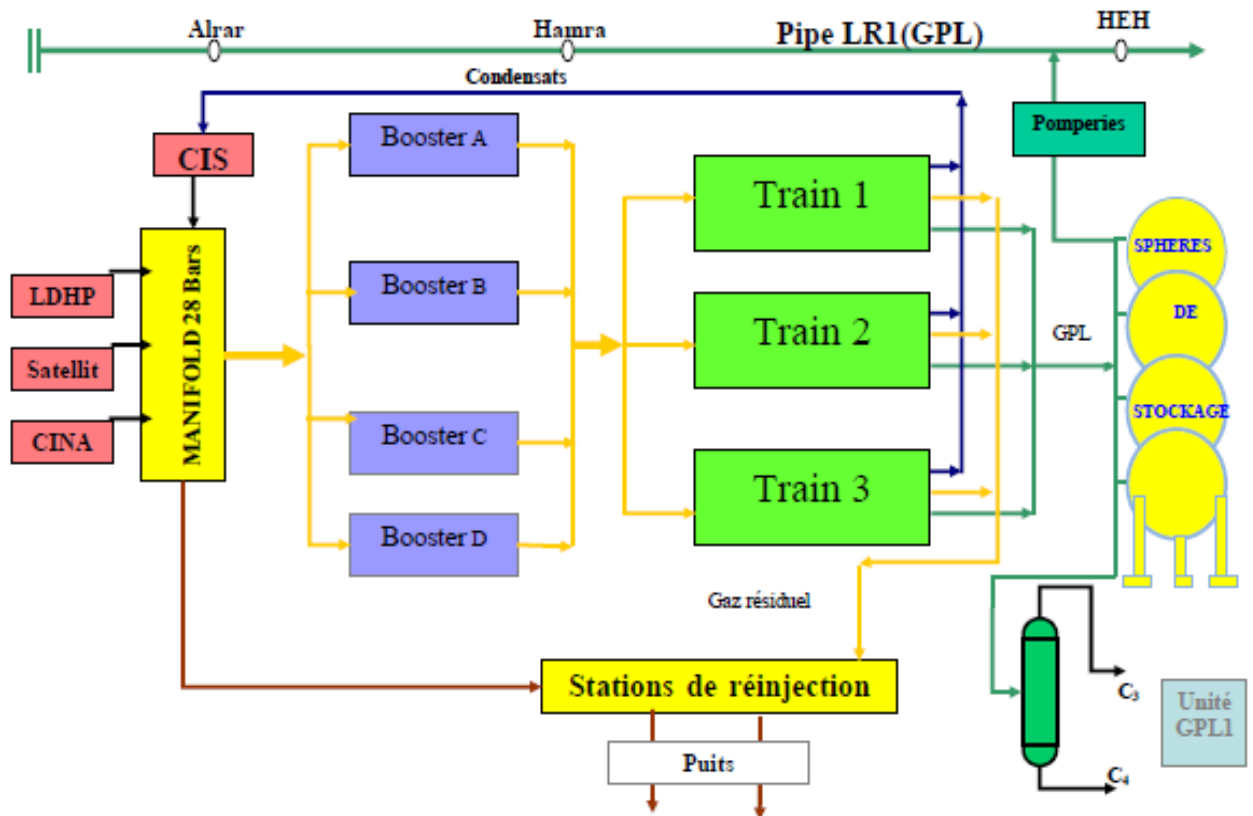


Figure III.1 : Schéma simplifié de l'unité GPL-2

III.4. Les unités composantes de l'usine GPL 2

L'unité GPL-2 est composée de trois trains identiques et comprend les sections suivantes :

III.4.1. Section manifold

Les gaz issus de la séparation du pétrole brut au niveau des champs satellites sont collectés dans un manifold de 48'' à une pression de 28 bars et alimentent les quatre trains des deux unités de GPL. Unité GPL-1 (un train) et unité GPL-2 (trois trains). La capacité de charge de ce manifold est d'environ 40 millions de Nm^3/jour . Ce manifold est pourvu de sécurités, grâce aux vannes de torche qui y sont installées en cas de haute pression. [14]

III.4.2. Section de boosting

Cette unité a pour fonction de comprimer le gaz de charge et d'assurer une pression suffisante pour l'alimentation de l'usine GPL 2, le gaz de charge entre dans le ballon d'aspiration du compresseur booster et passe dans le compresseur vers le ballon de déchargement le gaz de charge est comprimé de 25 bars à 97.3 bars avant d'être refroidi à 50°C dans le refroidisseur de gaz de charge, les produits en circulation sont séparés d'une part

en liquide est d'autre part en gaz , dans le ballon de décharge compresseur D102 dans le quel la pression de 96.7 bars , a la sortie du D102 le gaz comprimé et combiné avec les trios autres sections de boosting (l'unité possède 4 boosters identiques).

En suite, les produits en circulation combinés sont repartis dans la section de sécheur en trois trains, le liquide dans le ballon D102 est refoulé vers le D541. Une boucle de recyclage est prévue pour éviter l'effet de pompage. [14]

III.4.2.1. Spécification et plaque signalétique des boosters

- Le compresseur et la turbine de marque **NUOVO PIGNONE (ITALY)** ;
- Débit de refoulement 6380 kg /min ;
- Rotation par minute 7340 rpm ;
- Première vitesse critique 4280 rpm ;
- Pression de projet 124 bars ;
- Pression de refoulement 98.3 bars ;
- Puissance absorbé 2013 kW ;
- Vitesse de rotation max 7985 rpm ;
- Température de projet 250°C.

III.4.2.2. Différentes parties de l'unité (Turbine –compresseur)

- Un arbre d'accouplement joignant (compresseur axial- turbine –multiplicateur de vitesse)
- Un moteur électrique de démarrage ;
- Un compresseur axial pour l'aspiration de l'air ambiant ;
- Un multiplicateur de vitesse ;
- Une tuyère ;
- La roue haute pression ;
- La roue basse pression ;
- Le compresseur centrifuge (comprimé le gaz de charge) ;
- Les vannes de régulation du débit de gaz combustible ;
- Trois moteurs de graissage palier compresseur –turbine ;
- Système d'auto nettoyage des filtres d'aspiration de l'air ;
- Système de détection et de protection contre l'incendie ;
- Aérateur de refroidissement de l'huile de graissage ;
- Aérateur de refroidissement gaz de charge après section boosting ;
- Le ballon d'aspiration D101 et Le ballon de refoulement D102.

III.4.3. Section sécheur (déshydratation par tamis moléculaire (*Figure III.2*))

Le gaz d'alimentation sortant du collecteur de refoulement des booster a 50°C est 95 bars a une teneur en vapeur de 1700 ppmw il traverse de haut en bas les sécheurs contenant un tamis moléculaire type 4 A° qui réduise la teneur en vapeur d'eau du gaz d'alimentation a moins de 5 ppmw. Deux filtres a poussière sont placer en avale des trois sécheurs sont destinée à éliminer la poussière est les particules du produits desséchant d'un diamètre supérieur à 5 micron à fin d'éviter, l'érosion des équipements en aval et spécialement le turbo expandeur est situé sur la conduite de sortie de la section de déshydratation pour mesuré la teneur Après être passé dans ses filtres le gaz d'alimentation est envoyé au échangeur de refroidissement de la section de liquéfaction.

Il existe trois sécheurs à lit fixe D201 A/B/C contenant 35.935 tons de tamis moléculaire chacun, n'importe quel moment deux sécheur adsorbent en parallèle alors que le troisième est en régénération le processus de changement des déshydrateurs est présenté par le tableau ci-dessous où chaque sécheur est en adsorption pendant 8 heures et en régénération pendant 4 heures. [14]

Heur	0-4	4-8	8-12	12-16	16-20	20-24
D201/A	Service		Régé	Service		Régé
D210/B	Régé	Services		Régé	Service	
D201/C	Service	Régé	Service		Régé	Service

Tableau III.4 : (temps /service) de régénération.

La boucle de régénération est composée de :

- des réchauffeurs de gaz de régénération E 201 A/B/C ;
- d'un des trois sécheurs D201 ;
- d'un refroidisseur de gaz de régénération E 202 ;
- d'un séparateur de gaz vde régénération D202.

III.4.3.2. Etapes de régénération

La régénération est composée de deux étapes suivantes:

- Une étape de chauffage d'environ 2.7 heures le gaz d'alimentation suivi ;
- Une étape de refroidissement d'environ 1.2 heures le gaz d'alimentation sec prélevé en aval. des filtres de gaz de charge est utilisée pour la régénération, il traverse le sécheur de bas en haut approximativement à même pression à un débit de 54 KN³/h ce débit et

maintenu constant par le FC 224 qui recommande l'ouverture et la fermeture des vannes FV 201 et FV 202 l'étape de chauffage et composée de trois séquences suivantes :

- **Heating ramp up** : les lits sont chauffés graduellement pendant 20 minutes durant les quelles la température de gaz de régénération passe de 180 C° 275 C° suivant une rampe ascendante sous le contrôle de TC 205A en cascade avec le TC 205B ;
- **Heating steady** : chauffage avec une température de gaz de régénération constante à 275 C° pendant environ deux heures ;
- **Heating rump down** : la température de gaz de régénération diminue graduellement pendant 15 minute suivant une rampe descendante sous contrôle de TC 205A en cascade avec le TC 205C durant les quelles la température du gaz de régénération passe de 275 C° à 200 C° le cycle de refroidissement, qui suit le cycle de réchauffage, refroidit le lit jusqu'à une température proche de la température d'adsorption pendant 1.2 heures durant le cycle où le gaz de régénération évite les réchauffeurs de régénération est entre les **spécification des déshydrateurs et filtres**.

Equipement	Volume (m ³)	Pression service (bar)	Température service (°C)	Pression calcule (bar)	Température calcule (°C)	Δp de service (bar)
Déshydrateurs	84	97.7	50	110	305	0.70
Filtre	1.5	96.1	50	110	85±5	0.60

Tableau III.5 : Spécifications des déshydrateurs et filtres.

III.4.4. Section refroidissement et détente

Le schéma de procès se présente comme suit :

- Le gaz entre dans la section de réfrigération à une pression de 97.6 bars et une température de 55 C° en deux flux parallèles dans les deux échangeurs E-203 et E-204 pour un premier refroidissement à une température de 14.3 C°. Les deux flux convergent vers l'échangeur E205 où ils se refroidissent à une température de 12 C°. Le produit passe ensuite dans le séparateur haute pression D-203 où la phase liquide séparée est envoyée comme deuxième charge du dééthaniseur tandis que la phase gazeuse subie une détente dans le turbo-expandeur K-201 à une pression finale de 21 bars et une température de - 43 C°. Le liquide obtenu après détente est séparé dans le séparateur D-204.

- b. Les gaz froids du D-204, refroidissent les gaz de tête du dééthaniseur dans l'E-208, puis s'ajoutent aux gaz du ballon de reflux du dééthaniseur D-205 pour refroidir le gaz de charge dans l'E-203. Les températures de ces gaz sorties E-208 et E-203 sont respectivement de -24.2°C et de 42.3°C . Ces gaz résiduels sont comprimés dans le compresseur du turbo- expandeur K-201 avant d'être envoyé vers l'unité de réinjection. Le liquide provenant du D-203 refroidit le gaz de charge dans l'échangeur E-204 et alimente le dééthaniseur à une température de 9°C .
- c. Le liquide provenant du D-204, refroidit les gaz de tête du dééthaniseur dans l'E-207 et les gaz de charge dans l'échangeur E-205. Les températures à la sortie de chaque échangeur sont respectivement de -16°C et de -5.7°C . Celui-ci alimente la colonne dééthaniseur C-201. [14]

- **Exploitation de la vanne Joul Thomson**

Si l'expandeur compresseur K201 est arrêté le gaz de tête de D203 est envoyé au D204 via la vanne JT lorsque de passage de l'exploitation normal à l'exploitation JT la pression de service du dééthaniseur augmente, le GPL de production s'arrête au pipe line et est ensuite stocké dans le réservoir du GPL Off spec T402. Lorsque l'exploitation JT est constante, la qualité du GPL est contrôlée (On spec ou Off spec) et si le GPL est conforme, le GPL de production est délivré au pipe line à nouveau.

III.4.5. Section fractionnement (Figure III.3)

➤ **Dééthaniseur**

Deux circuits garantissent l'alimentation de la colonne :

- La charge supérieure : alimentation provenant du ballon D-204 introduite au 13^{ème} plateau à une température de -5.7°C .
- La charge inférieure : liquide provenant du ballon D-203 introduit au 21^{ème} plateau à une température de 9°C .

Le dééthaniseur est une colonne munie de 48 plateaux à clapets fonctionnant à une pression de 23.6 bars, à une température de tête de -8.2°C et une température de fond de 90°C . Les vapeurs de tête sont condensées dans les échangeurs E-207 et E208 et récupérées dans le ballon de reflux D-205 pour être refoulées dans la partie supérieure du dééthaniseur comme reflux de tête. Le rebouillage est assuré par le rebouilleur E-209 qui garantit une température de fond de 90°C .

➤ Débutaniseur

C'est une colonne à 33 clapets fonctionnant à une pression de 14 bars. Celle-ci est conçue pour séparer le produit de fond du dééthaniseur en :

- Produit de tête : GPL (mélange de propane et butane) ;
- Produit de fond : condensât (fraction pentane et plus).

Les vapeurs de tête sortants à 66.6 C° sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants E-210 où le GPL est recueillies au ballon de reflux D-206 à une température de 55.4 C°. Une partie servira comme reflux de tête de colonne, l'autre est acheminée vers le stockage. Le rebouilleur E-211 assure une température de fond de colonne de l'ordre de 152 C°.

Les condensats chauds sortants de ce dernier sont refroidis dans l'aéroréfrigérant E-212 à une température de 55 C° pour être envoyés vers l'unité de traitement de brut.

III.4.6. Section de recompression (Figure III.4)

Le but de la section de recompression vise à extraire les gaz résiduel méthane et éthane de la section de réfrigération de gaz. Le produit venant de E 208 de gaz de D204 est comprimé dans le K201 à 29.6 bars tant que gaz de produit, après refroidissement dans le refroidisseur complémentaire d'expendeur compresseur E206 à 50 C° le gaz de produit est distribué en tant que gaz combustible et le gaz traité.

Le gaz combustible est transféré via l'épurateur de gaz combustible HP D501 et le gaz traité via le collecteur, la boucle de recyclage pour le K201 (compresseur) est prévue pour éviter l'effet de pompage.

III.4.7. Section d'huile chaude

Un système d'huile chaude est prévu afin d'assurer le chauffage du gaz dans :

- Le rebouilleur du dééthaniseur E-209 ;
- Le rebouilleur du débutaniseur E-211 ;
- Le rebouilleur du dépropaniseur 14-E-301 ;
- Les réchauffeurs de gaz de régénération E-201-A/B/C. Ce système d'huile se compose :
- Du four H-231 ;
- Du ballon tampon d'huile chaud G-231-A/B/C ;
- Du refroidisseur d'huile chaude E-231 ;
- Des récupérateurs de chaleur de l'échappement des boosters 10-H-101-A/B/C/D ;
- Du ballon d'appoint 10-D-103.

Le chauffage est assuré par un fluide caloporteur (TORADA TC). L'huile Chaude refoulée par les pompes G-231-A/B/C est transférée du ballon tampon D-231 au récupérateur de chaleur 10-H-101-A/B/C/D afin de subir un préchauffage à une température de 206.8 C° (récupérateur de chaleur des gaz chauds d'échappement des turbines) et ensuite chauffée à une température de 288 C° dans le four H-231. Après avoir libérée ses calories dans les rebouilleurs et les échangeurs l'huile revient au ballon tampon d'huile, le cycle recommence.

III.4.8. Unité de production C₃/ C₄ (Dépropaniseur) (Figure III.5)

Le but de l'unité de production C₃/C₄ est d'obtenir le propane et le butane du GPL. La charge à une température de 55.4 C° pénètre dans le splitter propane C301, le C301 a une pression de service de 20 bars une température de tête de 59.9 C° et une température de fond de 111 C°, le ballon de reflux de splitter propane D301, le condenseur du splitter propane E301, le rebouilleur de splitter propane E302, la pompe de reflux du splitter propane G301 A/B et le refroidisseur du butane E303 constitue l'équipement de la section C301 (dépropaniseur) pour la production du propane et butane.

Les produits de tête d'un débit de 10.446 kg/h des propanes sont envoyés aux installations existant (NAFTAL). Le liquide du fond du C301 qui passe dans le E302 est refroidi dans le refroidisseur de butane E303 à 55 C° et 6.211 kg/h de ce butane est transféré dans les installations. [14]

III.4.9. Section de stockage et de pomperie (Figure III.6)

La section de stockage et pomperie comprend :

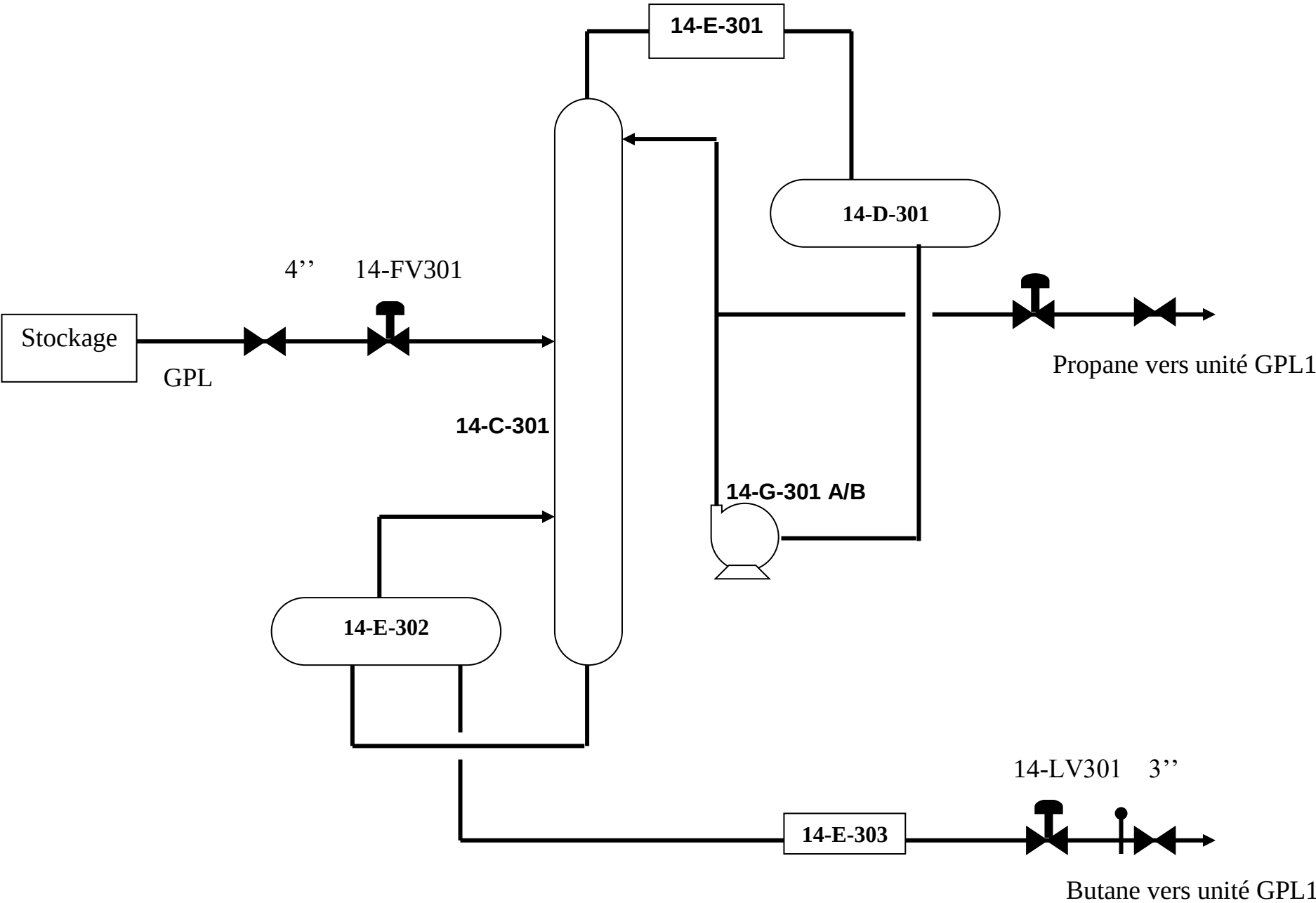
- Trois sphères de stockage de GPL 15-T-401-A/B/C d'une capacité unitaire de 500 m³ assurant un stockage tampon de GPL avant expédition.
- Une sphère de stockage 15-T-402 d'une capacité de 500 m³ prévue pour le stockage des éventuels produits off spécifications (produits non conformes devront être recyclés pour retraitement).
- De deux pompes verticales de recyclage 15-G-402-A/B qui alimentent le dépropaniseur en GPL ou pour recycler les produits off spécification vers le dééthaniseur ou le débutaniseur.
- De trois pompes verticales d'expédition 15-G-401-A/B/C, deux en service et l'autre en attente selon le débit à expédier. Le GPL produit est expédié vers les unités de séparation d'Arzew via un pipe d'expédition appelé LR1 et transitant par SP1 (station de pompage de Haoud-el-Hamra distante d'environ 20 km).

Conclusion générale

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

Le travail que nous avons présenté, bien qu'il est beaucoup plus une étude théorique, contient des informations techniques sur le procédés de traitement et de production de GPL (exemple de l'unité GPL2 de HMD) qui peuvent enrichir la documentation et être utiles pour les étudiants du raffinage.

SCHEMA N° 03: DU DEPROPANISEUR



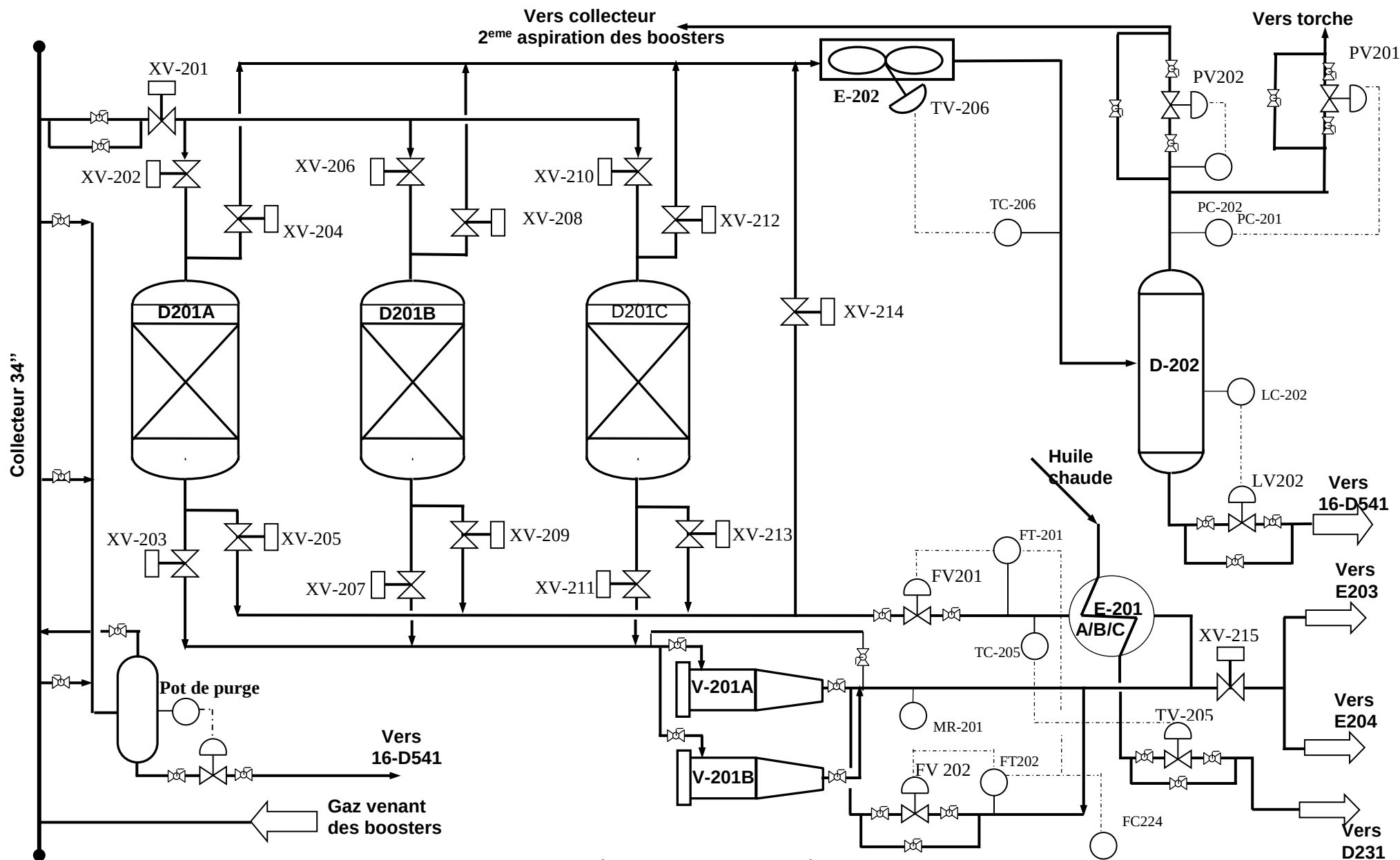


Figure III.2 : Schéma de la section de déshydratation.[14]

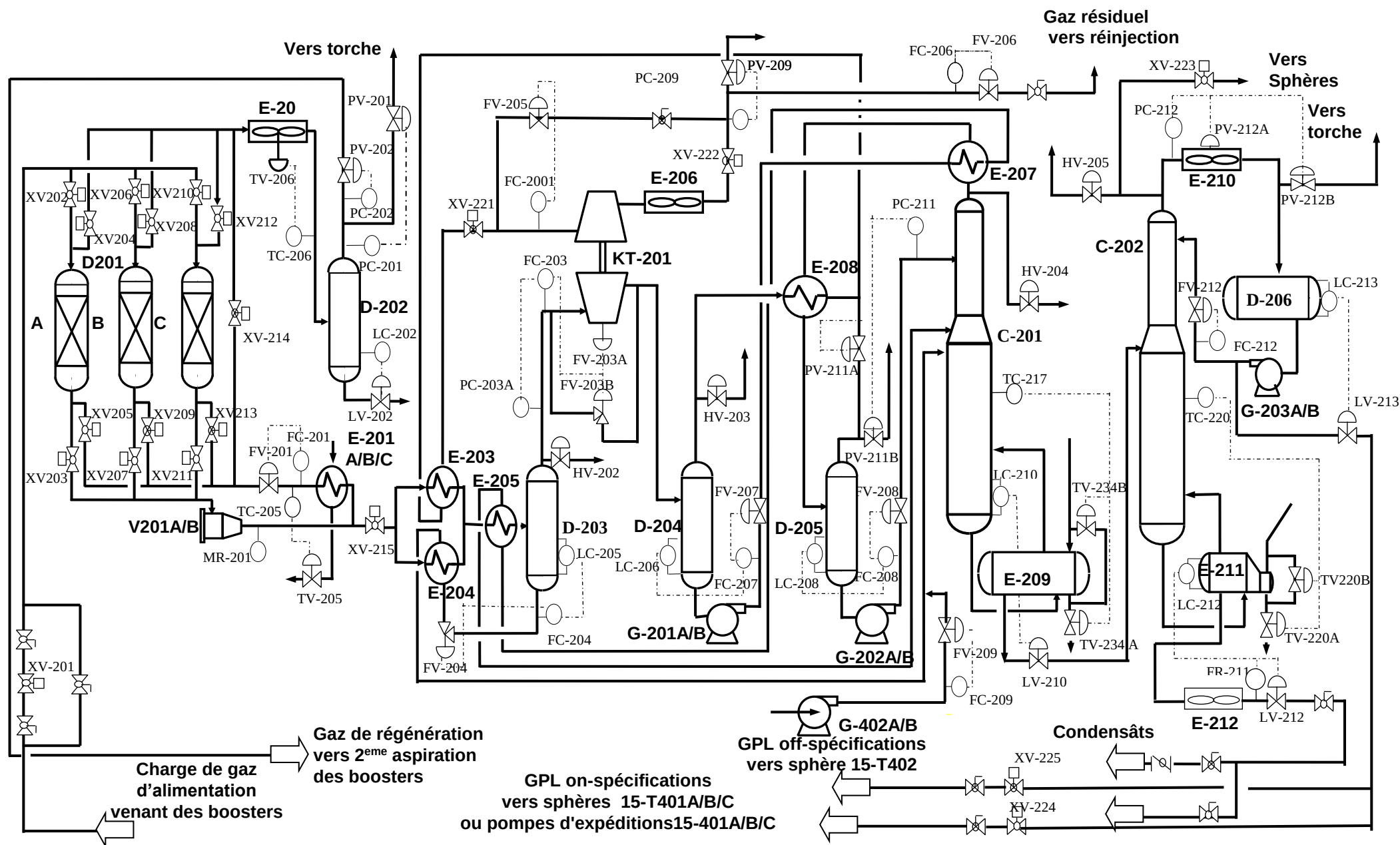


Figure III.3: Schéma de fractionnement de GPL.[14]

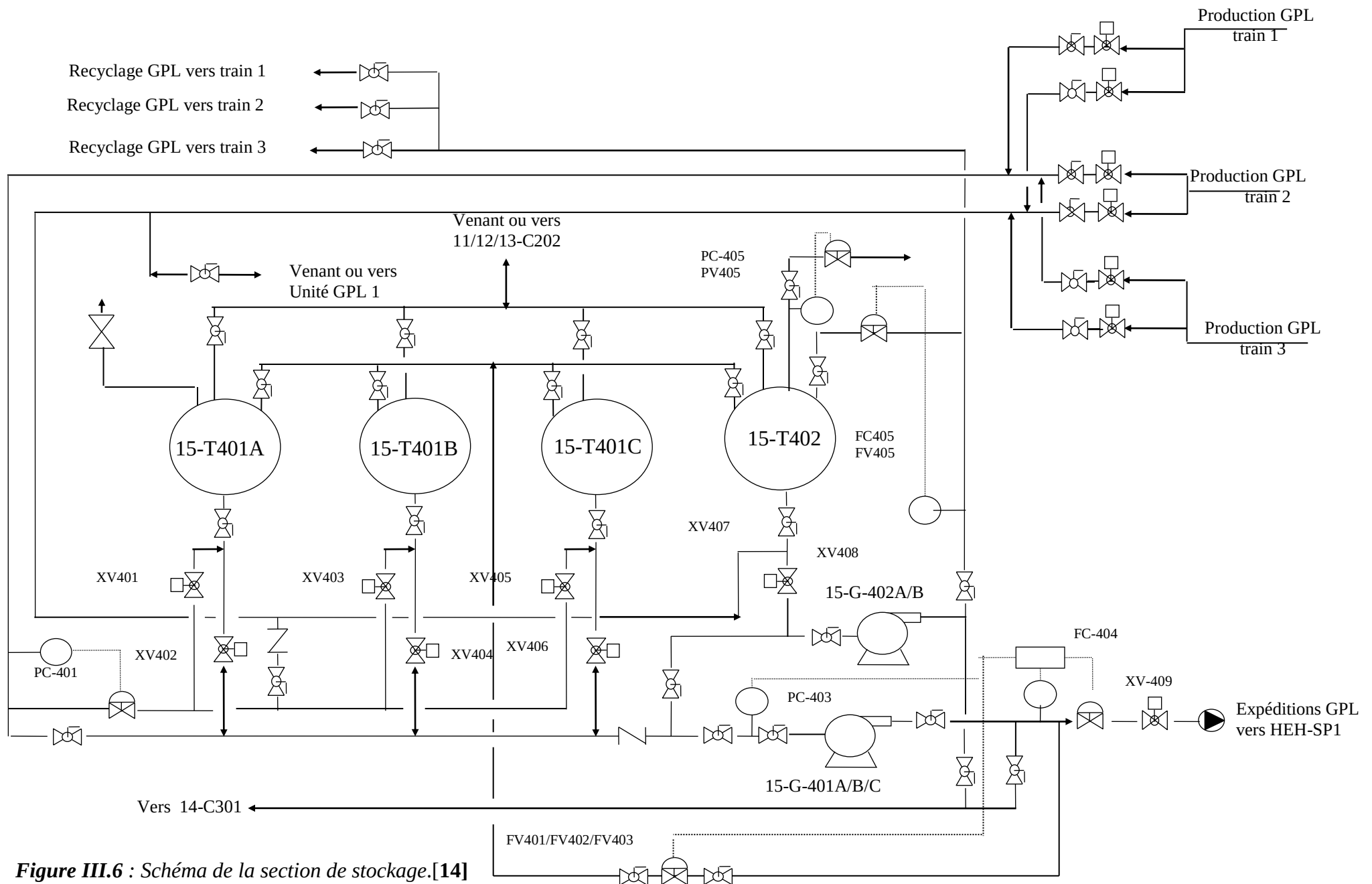


Figure III.6 : Schéma de la section de stockage.[14]

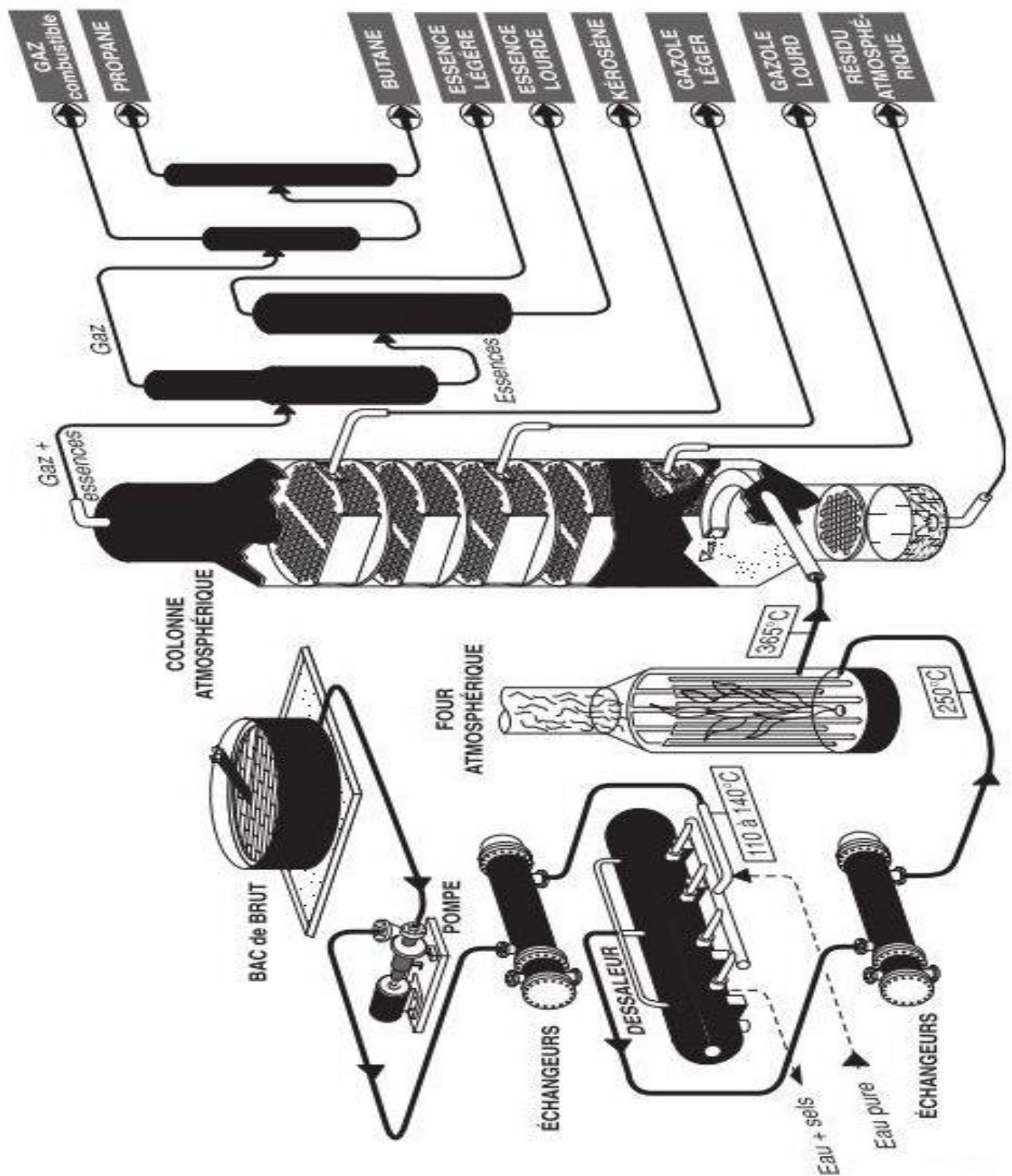


Schéma principe :Distillation atmosphérique, séparation des gaz et des essences.[5]

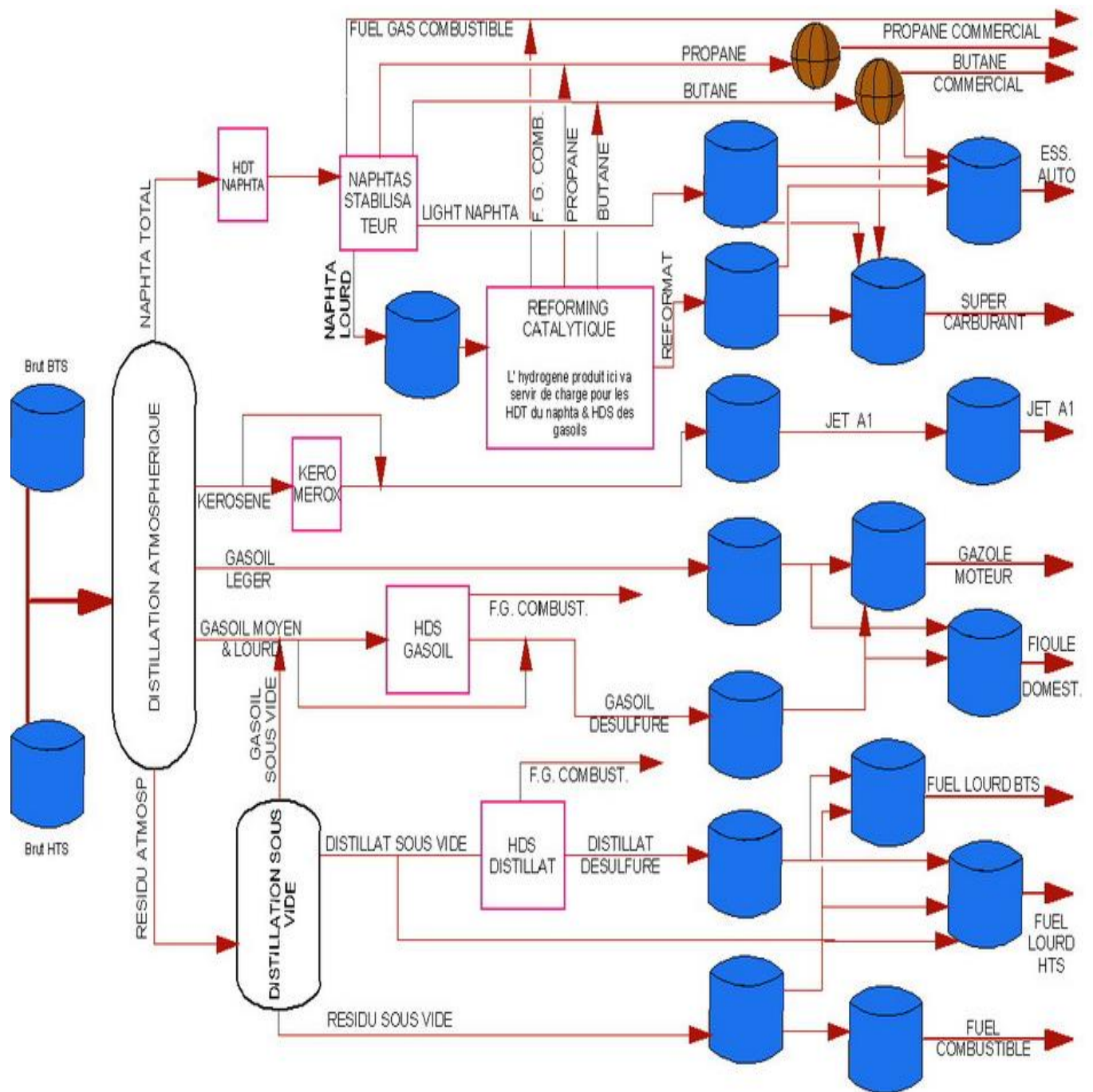


Schéma d'un raffinerie simple.[14]

MÉTROPOLE

	PARENTIS	MOTHES	LACQ	CHAILLY	ST-MARTIN DE BOSSENAY	COU- LOMMES	CHATEAU- RENARD
Situation.....	Landes	Landes	Basses-Pyr.	Seine- et-Marne	Aube	Seine- et-Marne	Loiret
Société.....	Esso REP	Esso REP	S.N.P.A.	C.E.P.	Copeseq	Petrorep	C.E.P.
Production 1970 (t).....	1 288 100	25 900	57 800	51 000	25 800	Erap 71 600	22 200
Densité (d 15/4).....	0,860	0,928	0,930	0,848	0,888	0,862	0,892
Congélation (°C).....	+ 6	+ 14	- 25	- 3	+ 12	+ 12	- 39
Viscosité Engler (20°C).....	2,97	94	36	1,96	3,18	4,6	9,3
Tension de vapeur.....	442	45		238	101	115	17
Soufre (% poids).....	0,32	0,66	3,87	0,21	0,21	0,20	0,35
Asphaltes (% poids).....	1,48	4,08	11,7	0,11	0,11	0,2	0,11
Paraffines (% poids).....			3,1	6,3	4,6	6	3,55
Essence légère							
Coupe (°C).....	C ₅ -130	C ₅ -130	Ess. totale 26-185 A.S.T.M.	28-130	PI-130	PI-120	
Rendement (% vol.).....	13,1	5,7	12,9	11,8	6,9	7,3	
Densité (d 15/4).....	0,715	0,709	0,711	0,705	0,713	0,712	
Soufre (% poids).....	0,02	0,02	0,10	0,002	0,011	0,002	
Nombre d'octane clair.....			53 (MM)	57 (RM)			
Nombre d'octane éthylé à 0,5°/100.....	78 (MM)	76 (RM)		74 (RM)	65 (RM)	73 (RM)	
Essence lourde							
Coupe (°C).....	130-215	130-215		130-215	130-215	120-200	Ess. totale 80-215
Rendement (% vol.).....	12,6	7,0		14,3	13,1	11,5	10,8
Densité (d 15/4).....	0,782	0,774		0,777	0,776	0,764	0,772
Soufre (% poids).....	0,04	0,04		0,007	0,015	0,005	0,007
Nombre d'octane clair (MM).....	52	20		30	15	40	19
Nombre d'octane éthylé (MM + 0,5°/100).....		33		42	32	47	13
Kérosène							
Coupe (°C).....	215-250	215-250	172-237 A.S.T.M.	215-250	215-250	200-250	215-250
Rendement (% vol.).....	5,6	5,0	6,2	6,9	6,0	9,0	6,5
Densité (d 15/4).....	0,817	0,821	0,789	0,811	0,811	0,800	0,819
Congélation (°C).....	- 37	- 28		- 36	- 42	- 36	- 54
Aromatiques (% vol.).....			4				
Smoke point (mm).....							
Soufre (% poids).....	0,05	0,07	0,21	0,03	0,039	0,025	0,03
Gasoil							
Coupe (°C).....	250-360	250-360	222-370 A.S.T.M.	250-360	250-360	250-370	250-360
Rendement (% vol.).....	22,9	17,0	15,8	25,5	25,9	23,2	23,9
Densité (d 15/4).....	0,858	0,864	0,853	0,844	0,845	0,849	0,857
Congélation (°C).....	- 7	- 4	- 8	- 3	- 3	- 3	- 24
Soufre (% poids).....	0,21	0,20	1,37	0,12	0,10	0,08	0,13
Nombre de cétane.....	52 (DI)	52 (DI)	56	61 (DI)	62 (DI)	61 (DI)	56 (DI)
Résidu > gasoil							
Rendement (% vol.).....				40,6	47,7	49,0	58,2
Densité (d 15/4).....				0,921	0,921	0,925	0,933
Viscosité Engler à 50°C.....				14,4	20	18	
Congélation (°C).....				+ 36	+ 36	-	+ 24
Asphaltes (% poids).....				0,25	0,22	-	0,23
Soufre (% poids).....				0,38	0,33	0,30	0,50
Huiles							
Rendement (% vol.).....	30,1	40,1	15,8	30,7	29,5	31,4	37,0
Paraffines (% poids).....	14,0	9,4	5,5	14,1	13,7	15,3	9,1
Soufre (% poids).....			2,57				
Résidu > huiles							
Rendement (% vol.).....	12,9	28,4	45,0	9,9	18,2	17,6	21,2
Densité (d 15/4).....	1,013	1,046	1,045	0,974	0,964	0,966	0,978
Viscosité Engler à 100 °C.....				48	18,7	26	33
Congélation (°C).....	57 (ramollis- sement)	80,5 (ramollis- sement)	49 (ramollis- sement)	+ 30	+ 30	+ 30	+ 27
Asphaltes (% poids).....	9,2	17,7		0,94	0,52	2,35	0,53
Soufre (% poids).....	1,34	1,10	6,60	0,88	0,46	0,40	0,63

Analyse des pétroles bruts traités dans les raffineries françaises.[2]

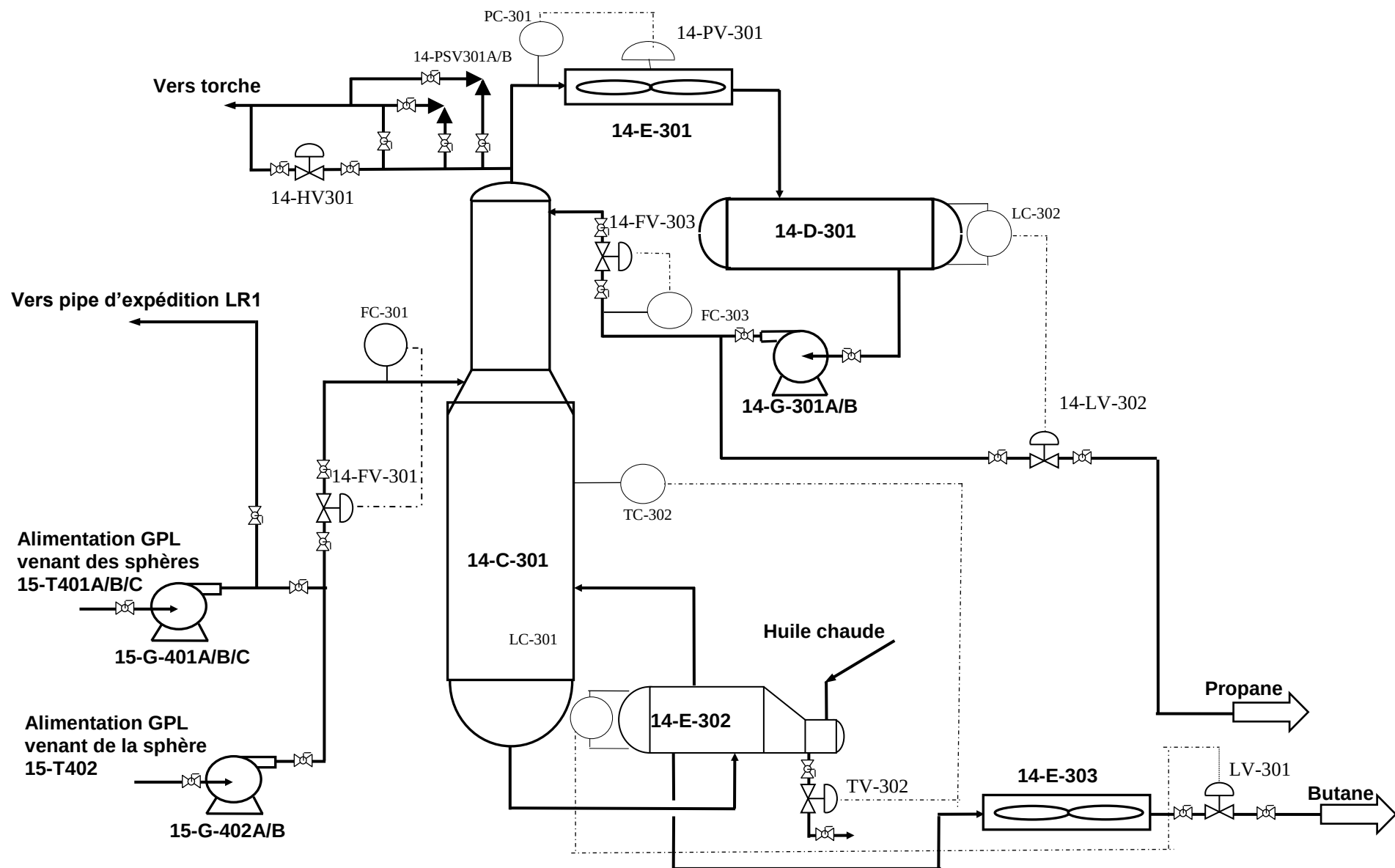
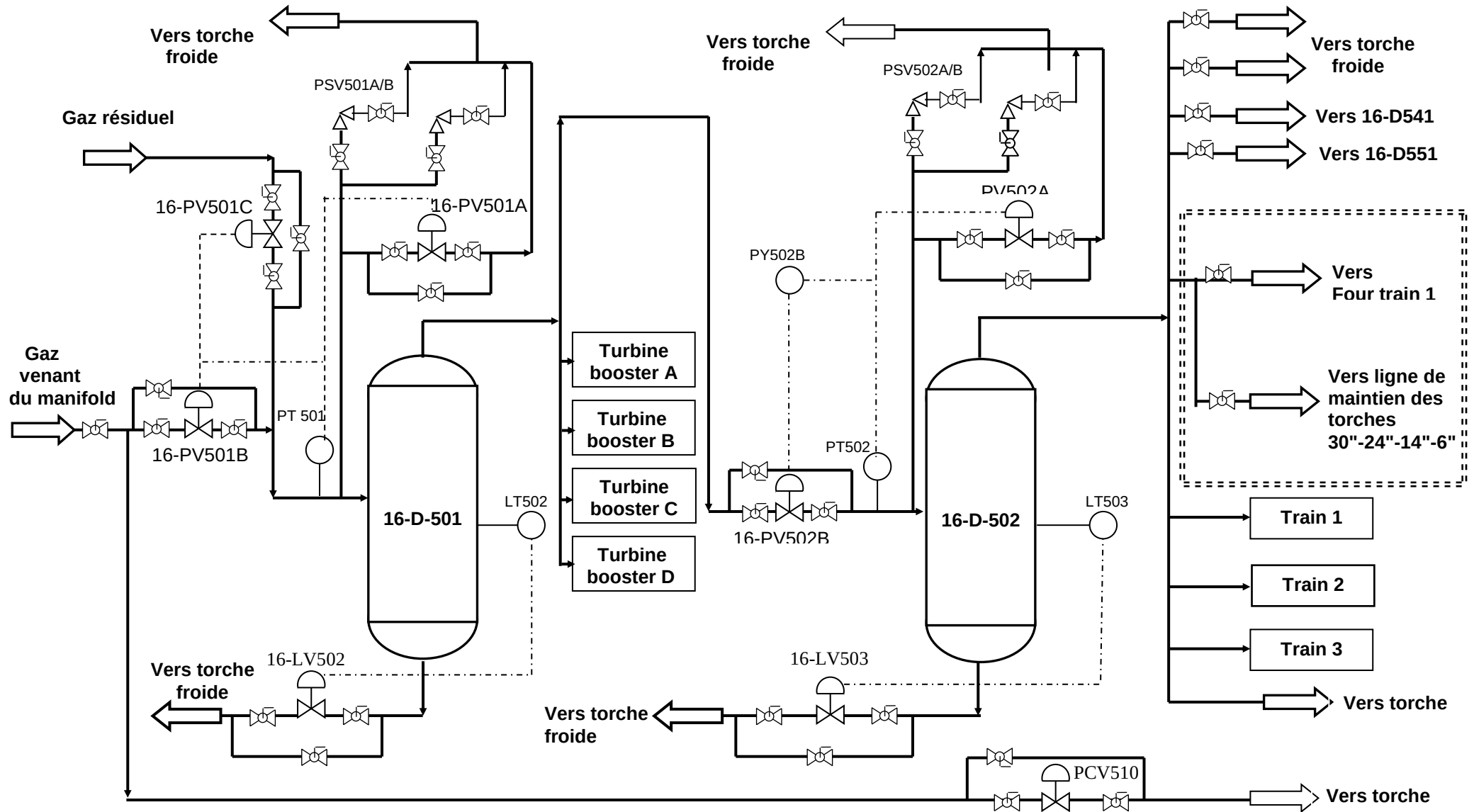
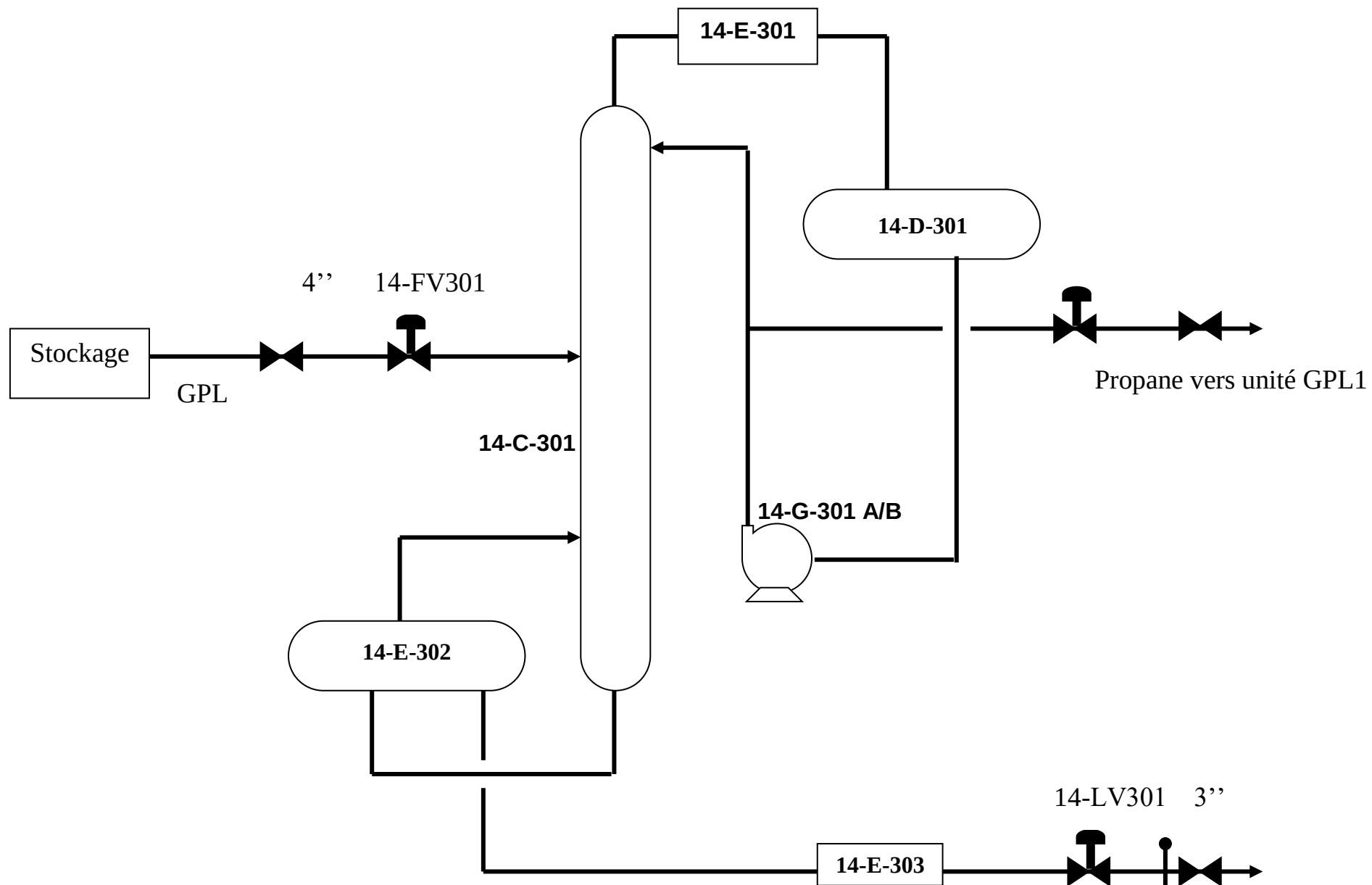


Figure III.5 : Schéma de la section de dépropaniseur.[14]

SCHEMA DE PROCESS DU CIRCUIT DE FUEL GAZ.[14]

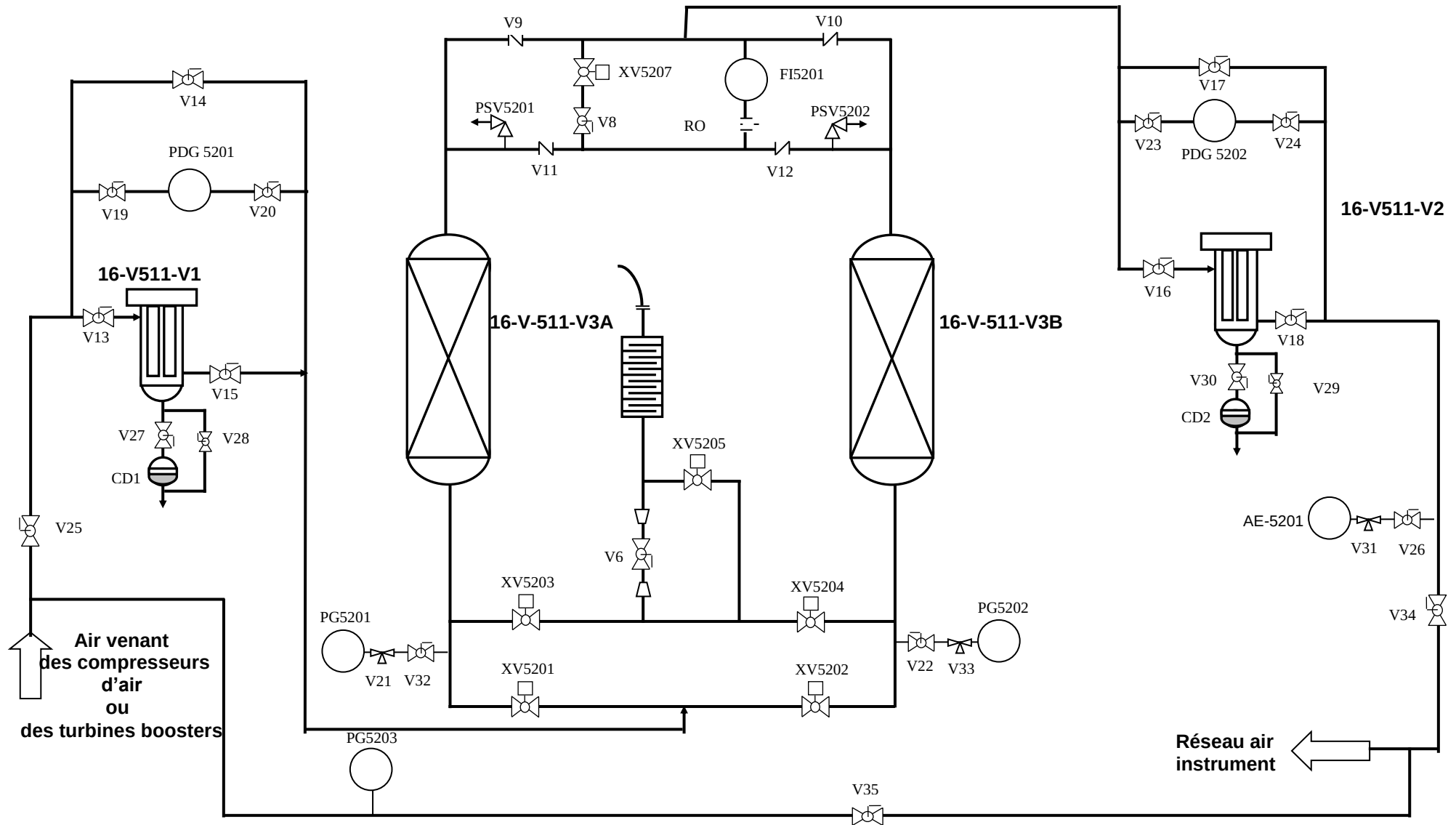


SCHEMA DU DEPROPANISEUR.[14]



Butane vers unité GPL1

SCHEMA DE PROCESS DES SECHEURS D'AIR.[14]



Références Bibliographiques

- [1] **J.P.WAUQUIER.** *pétrole brut, produits pétroliers et schéma de fabrication. TOME I :* Editions TECHNIP 1994 –Paris. ISBN 2-7108-0668-1.
- [2] **P .WUITHIER.** *Raffinage et génie chimique. TOME I .paris : Édition technip .paris.* ISBN 2-7108-0198-1.
- [3] **R.CEDRATI.** *Stockage du pétrole et des produits finis. Formation industrie. Séminaire.* La date : 24-05-2008 au 28-05-2008, lieu : IAP SKIKDA.
- [4] **WILLIAM C.LYONS.** *Standard Hand Book of Petroleum and Natural Gas Engineering. Vol 1.*1996.
- [5] **A.POJEY.** *Le gaz naturel production, traitement, transport ; Edition technip, 1994.*
- [6] **BERRHAIL Adel, BENBOURAS Abdelkarim.** *Étude de vérification de débutaniseur de l'unité d'extraction du GPL, Mémoire d'Ingénieur d'Etat en Génie des procédés chimiques et pharmaceutiques, Université M'HAMED Bouguerra Boumerdes. (2006-2007).*
- [7] *Manuel opératoire de raffinerie HMD. L 'unité de traitement de gaz, unité GPL2.*2011.
- [8] **B.BRAHIM.** *Calcule de vérification du débutaniseur de l'unité de GPL de RHOUDENOUSS. Mémoire de DEUA en Génie des procédés chimiques et pharmaceutiques. Université M'HAMED Bouguerra Boumerdes.*2006.
- [9] **R.NOURDDINE.** *2^{ème} année.procédes et appareil.*2009-2010.
- [10] **J.CHARLES.** *Distillation, Absorption. Généralité sur les colonnes de fractionnement. Technique de l'ingénieur. Article : J 2 621.*
- [11] **N.LAMI.** *cours 3^{ème} année. Equipement de l'unité pétrochimique.* 2010-2011.
- [12] **P .WUITHIER.** *Raffinage et génie chimique. TOME II .paris : Édition technip .paris.* ISBN 2-7108-0211-2.
- [13] **J.P.WAUQUIER.** *Procédés de séparation. TOME II: Editions TECHNIP 1998 –Paris.*
- [14] *schéma de processus (schéma de toutes les sections de l'unité GPL2).*Revue Sonatrach 2011.

Résumé

L'Algérie compte parmi les pays producteurs des hydrocarbures et elle a une base industrielle très importante en matière de traitement et de l'exploitation des gaz (GPL ou GNL). Notre objectif consiste en la collecte du maximum d'informations et de connaissances sur la production du gaz de pétrole liquéfié GPL y compris son traitement, son stockage et son transport. L'unité GPL2 de HMD était l'exemple que nous avons choisis pour réaliser ce travail.

الملخص

تعتبر الجزائر من بين الدول المنتجة للمحروقات ولها ركيزة صناعية جد مهمة فيما يتعلق بمعالجة واستغلال الغاز (غاز البترول المميع او الغاز الطبيعي المميع). هدفنا من هذا العمل تحصيل اكبر قدر ممكن من المعلومات والمعارف حول إنتاج غاز البترول المميع وكيفية معالجته, تخزينه ونقله. وقد كان اختيارنا لوحدة معالجة غاز البترول المميع (GPL2) بحاسي مسعود لانجاز هذا العمل.