

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Université 8 Mai 1945 Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département : Génie des Procédés

Mémoire de Projet de Fin d'Etude

2^{ème} Année Master

**Étude par HYSYS des performances de récupération du
GPL dans le train 3 de l'unité GPL2 de Hassi Messaoud, et
analyse du gaz de vente par chromatographie en phase
gazeuse (CPG)**

Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie chimique

Présenté par :

BOUDOUDA Akram
BOUZIDI Rania

Sous la Direction de : Dr. BELGUIDOUM Karima
Année 2024/2025

Remerciements

Avant tout, nous remercions Allah, Le Tout-Puissant, qui nous a accordé l'envie, le courage, la volonté et la force nécessaires pour accomplir cette modeste étude et mener à bien ce travail, réalisé au sein de l'unité GPL2 de SONATRACH à Hassi Messaoud.

On remercie nos parents d'être si patients, si généreux et tellement merveilleux, ils ont toujours été une source de motivation d'encouragements et de beaucoup de bonheur.

*Nous tenons à remercier particulièrement du fond du cœur **Dr. Karima BELGUIDOUM**, notre encadreur pour nous avoir bien suivi durant notre étude et de nous faire profiter de son savoir, ainsi de ses conseils, et pour toute l'aide, les remarques constructives qui nous ont permis d'améliorer ce travail, pour la confiance et la liberté qu'elle nous a accordées en acceptant d'encadrer ce travail de master et pour toutes les heures qu'elle a consacrées afin de diriger cette étude de manière perfectionnée et minutieuse.*

*Nous tenons à remercier l'ensemble du personnel des différents départements de l'unité GPL2 pour leur soutien et leur disponibilité. Nos remerciements s'adressent particulièrement à **Mr. HAKMI Abdellatif**, **Mr. FERDJALLAH Derradji**, et à l'équipe du laboratoire, pour leur accueil, leur assistance et leur collaboration tout au long de notre travail. Leur aide précieuse a fortement contribué à la bonne conduite de cette étude.*

*Nous exprimons notre gratitude aux **membres de jury** pour le temps consacré à lire et à juger notre travail.*

*Nous tenons également à remercier tous nos professeurs ainsi que le chef de département de génie des procédés de l'université **8 Mai 1945 – Guelma**.*

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Merci infiniment.

Remerciements

Sommaire

<i>Remerciements</i>	I
<i>Sommaire</i>	II
<i>Liste des figures</i>	V
<i>Liste des tableaux</i>	VII
<i>Liste des abréviations</i>	IX
Liste des symboles	XI
Résumé	XII
Introduction générale	1
Chapitre I: Le gaz naturel : Composition, traitement et récupération des GPL	
I.1. Introduction	3
I.2. Définition du gaz naturel	3
I.3. Propriétés physicochimiques du gaz naturel	4
I.3.1. Propriétés chimiques	4
I.3.2. Propriétés physiques	6
I.4. Composition du gaz naturel	6
I.5. Différents types de gaz naturel	7
I.5.1. Gaz conventionnel non associé	8
I.5.2. Gaz associé	8
I.5.3. Gaz biogénique	8
I.5.4. Gaz de charbon	8
I.5.5. Gaz de schiste	8
I.5.6. Hydrates de méthane	9
I.6. Le traitement du gaz naturel	9
I.7. Le gaz de pétrole liquéfié (GPL)	11
I.7.1. Propriétés du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)	12
I.7.2. Avantages techniques et économiques	14
I.7.3. Avantages écologiques du GPL en tant que carburant	14
I.7.4. Toxicité physiologique	14
I.8. Procédés de récupération des GPL	15
I.8.1. Procédé PRICHARD	15
I.8.2. Procédé HUDSON	16
I.9. Utilisations des GPL	18
I.9.1 Usage domestique	18
I.9.2. Usage industriel	18
I.9.3. Carburant alternatif (GPL-carburant)	18
I.9.4. Utilisations diverses	19

I.10. Conclusion	19
Chapitre II : Présentation de l'unité GPL2	
II.1. Introduction	20
II.2. Aperçu historique du champ de Hassi Messaoud	20
II.3. Situation géographique	20
II.4. Présentation de l'unité GPL2	21
II.5. Capacité de l'unité	23
II.6. Spécification des produits de l'unité GPL2	24
II.7. Description de l'unité GPL2	26
II.7.1. Description du procédé de traitement du gaz brut de l'unité GPL2	27
II.7.1.1. Section Manifold	28
II.7.1.2. Section Boosting	28
II.7.1.3. Section de déshydratation	29
II.7.1.4. Section de refroidissement et de détente	30
II.7.1.5. Section de fractionnement	31
II.7.1.6. Section d'huile chaude	32
II.7.1.7. Section de dépropanisation	33
II.7.1.8. Section de stockage et de pomperie	33
II.7.1.9. Section utilités	33
II.7.1.10. Réseau torche	34
II.7.1.11. Salle de contrôle	34
II.7.1.12. Laboratoire d'analyse	34
II.7.1.13. Sécurité de l'unité	35
II.8. Conclusion	35
Chapitre III : Matériels et méthodes	
III.1. Introduction	37
III.2. Matériel utilisé	37
III.2.1. Logiciel Aspen HYSYS	37
III.2.2 Équipement de chromatographie (CPG)	37
III.3. Méthodologie expérimentale : Analyse CPG	38
III.3.1. Objectif	38
III.3.2. Préparation et calibration	39
III.3.3 Procédure d'analyse	39
III.4. Méthodologie numérique : Simulation sous HYSYS	39
III.4.1. Sélection des composants et qualité des données d'entrée	40
III.4.2. Choix du modèle thermodynamique	41

Chapitre IV : Résultats et discussions	
IV.1. Introduction	49
IV.2. Résultats de simulation	49
IV.2.1. Étude paramétrique	51
IV.2.1.1. Effet de la variation du débit	51
IV.2.1.1.1. Influence de la variation du débit sur la quantité du GPL récupérée .	51
IV.2.1.1.2. Influence de de la variation du débit sur les pertes en GPL	52
IV.2.1.1.3. Influence de la variation du débit sur le taux de récupération de GPL.	53
.....	
IV.2.1.2. Effet de la pression	55
IV.2.1.2.1. Influence de la pression sur le débit de GPL récupéré dans la charge	
du fond ballon D-204	55
IV.2.1.2.2. Influence de la pression sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel. ...	56
IV.2.1.2.3. Évolution du taux de récupération du GPL en fonction de la pression	
.....	57
IV.2.1.3. Effet de la température	59
IV.2.1.3.1. Influence de la température sur la récupération du GPL	60
IV.2.1.3.2. Influence de la variation de la température sur les pertes en GPL	60
IV.2.1.3.3. Évolution du taux de récupération du GPL	61
IV.3. Résultats des analyses effectuées par (CPG)	62

IV.3.1. Comparaison des résultats expérimentaux (CPG) et simulés (HYSYS)	63
IV.4. Conclusion	66
Conclusion générale	67

Liste des figures

Figure I .1 : Flamme du gaz naturel	1
Figure I .2 : Composition du gaz naturel	7
Figure I .3 : Illustration simplifiée des différents types de gaz naturel	1
Figure I .4 : Différentes étapes de la chaîne GNL	1
Figure I .5 : a) Molécule de butane, b) Molécule de propane	1
Figure I .6 : Bouteilles de gaz de butane	1
Figure I .7 : Les étapes du procédé PRITCHARD.	1
Figure I .8 : Les étapes du procédé HUDSON.	1
Figure II.1.Situation géographique.	1
Figure II .2 : Schéma de flux simplifié de l'unité GPL2.	1
Figure II .3 : Organigramme de l'unité GPL-2.	1
Figure II .4 : Les trois déshydrateurs de l'unité GPL2.	1
Figure III .1 : Appareil CPG (SHIMADZU série C114849) utilisé (Laboratoire d'analyse de GPL 2.	1
Figure III .2 : Schéma général de la production de train 3 par le logiciel Aspen HYSYS.	1
Figure III .3 : Entrée du train 3 par le logiciel Aspen HYSYS.	1
Figure III .4 : Expander du train 3.	1
Figure III .5 : Schéma de l'expander de train 3.	1
Figure III .6 : Ballon de séparation D-204.	1
Figure III .7 : Sortie de train 3.	1
Figure IV .1 : Schéma de principe de l'expander du train 3.	1
Figure IV .2 : Capture sur DCS de l'expander et du compresseur du train 3 (12/04/2025).	1
Figure IV .3 : Evolution du taux de récupération de GPL en fonction du débit de l'alimentation.	1
Figure IV .4 : Influence de la variation de la pression sur le taux de récupération en GPL.	60
Figure IV.5 : Influence de la variation de la température sur le taux de récupération en GPL.	61
Figure IV.6 : Composition du gaz de vente dans le cas réel (capture issue du simulateur Aspen HYSYS).	65

Figure IV.7 : Comparaison des fractions molaires des composants du gaz de vente obtenues par CPG et par simulation HYSYS.....	65
---	----

Liste des tableaux

Tableau I .1 : Propriétés Chimiques du Gaz Naturel	5
Tableau I .2 : Propriétés physiques du gaz naturel	6
Tableau I .3 : Composition chimique du gaz naturel destiné à la liquéfaction au niveau de l'unité GPL2.....	7
Tableau I .4 : Propriétés physico-chimiques du GPL.....	13
Tableau II .1 : Capacité de traitement et de production de l'unité.....	24
Tableau II .2 : Conditions de gaz de charge.....	25
Tableau II .3 : Spécification des produits.....	1
Tableau III .1 : Composition molaire du gaz brut traité dans le Train 3.....	1
Tableau III .2 : Les conditions d'entrée du train.....	46
Tableau III .3 : Différents cas de variation de la pression à l'entrée du train 3.....	47
Tableau III .4 : Différents cas de variation de la température à l'entrée du train 3.....	47
Tableau III .5 : Différents cas de variation du débit d'alimentation.....	48
Tableau IV .1 : Paramètres de fonctionnement de l'expander (pression, température et débit) du cas actuel.....	49
Tableau IV .2 : Influence de la variation du débit sur la récupération de GPL dans la charge du fond ballon D-204.....	52
Tableau IV .3 : Influence de la variation du débit sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel.....	53
Tableau IV .4 : Variation du taux de récupération de GPL en fonction du débit de l'alimentation.....	54
Tableau IV.5 : Variation de la quantité du GPL récupérée en fonction de la pression dans la charge du fond ballon D-204.....	56
Tableau IV .6 : Influence de la variation de la pression sur les pertes en GPL.....	57
Tableau IV .7 : Variation du taux de récupération de GPL en fonction de la pression.....	58
Tableau IV .8 : Influence de la variation de la température sur la quantité de GPL récupéré dans la charge du fond D-204.....	59
Tableau IV . 9 :Influence de la variation de la température sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel.....	60
Tableau IV .10 :Variation du taux de récupération en fonction de la température d'entrée....	61

Liste des tableaux

Tableau IV .11 : Teneurs en fraction molaire (%) des différents constituants de gaz de vente issus du train 3.....	62
Tableau IV .12 : Comparaison des fractions molaires des constituants du gaz de vente entre les résultats de l'analyse CPG et ceux de la simulation HYSYS (Cas réel).....	64

Liste des abréviations

BCL	Barrel compresseur.
BP	Basse pression
CFPA	Compagnie française des pétroles Algérie
CINA	Complexe Industriel Naïli Abdelhalim
CIS	Centre Industriel Sud
DCS	Système de Contrôle Distribué (Distributed Control System)
ECM	Entreprise chaudronnerie métallique en Algérie
ENCC	Entreprise nationale de construction et charpente
GCB	Entreprise de Génie civil et béton
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GPL1	Unité de liquéfaction du pétrole 1
GPL2	Unité de liquéfaction du pétrole 2
GTP	Entreprise des Grands travaux pétroliers
HEH	Haoud El Hamra
HMD	Hassi Messaoud
HMD/N	Hassi Messaoud/Nord
HMD/S	Hassi Messaoud/Sud
HP	Haute pression
JGC	Japon Gazoline Corporation
LDBP	Ligne direct basse pression
LDHP	Ligne direct haute pression
LR1	Ligne régional 1
MNm³ /J	Million Normal Mètre Cube par Jour.
MP	Moyenne pression
Naftal	Entreprise algérienne, filiale à 100 % de Sonatrach organes de régulation
PM	Poids moléculaire
PPm	Partie par million
Sidem	Sidérurgie engineering métallique
SIDEM/ECM	Sidérurgie engineering métallique/ Entreprise Chaudronnerie métallique

Liste des abréviations

SN REPAL	La Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole
TC	Torada caloporteur
Tee	Température d'entrée expander
Tse	Température de la sortie expander
TVR	Tension de vapeur
UTBS	Unité de traitement et stabilisation bruit
UVC	Unité valorisation condensat
GPL-c	Gaz de Pétrole Liquéfié-carburant.
OML	Puit
E1a E2a S1a W1a W2a W1c	Centre satellites
SP	Station de pompage.
ICS	Information Control System
MIF	Management Information Function
ESD	Emergency Shutdown System
CPG	Chromatographie en phase gazeuse
TCD	Détecteur à conductivité thermique
PLOT	Porous Layer Open Tubular
PR	Peng robinson

Liste des symboles

Symboles	Désignations	Unité
C ₁	Méthane (CH ₄)	
C ₂	Ethane (C ₂ H ₆)	
C ₃	Propane (C ₃ H ₈)	
C ₆	Hexane (C ₆ H ₁₄)	
C ₇	Heptane (C ₇ H ₁₆)	
CO ₂	Dioxyde de carbone	
C ₂ ⁻	C ₂ et C ₁	
C ₄ ⁺	C ₄ et C ₅	
C ₅ ⁺	C ₅ et C ₆	
H ₂	Hydrogène	
H ₂ O	L'eau	
He	Hélium	
IC ₄	I-butane (I-C ₄ H ₁₀)	
IC ₅	I-pentane (I-C ₅ H ₁₂)	
PM	Poids moléculaire	Kg/kmole
N ₂	Azote	
NC ₄	N-butane (N-C ₄ H ₁₀)	
NC ₅	N-pentane (N-C ₅ H ₁₂)	
O ₂	Oxygène	
P	Pression	(bar)
T	Température	(°C)

Résumé

Ce mémoire porte sur l'optimisation du procédé de séparation et de liquéfaction du gaz naturel au niveau de l'unité GPL2 de Hassi Messaoud, en s'appuyant sur des simulations effectuées à l'aide du logiciel Aspen HYSYS. Afin de remédier aux problèmes de freinage du compresseur et à la baisse du taux de récupération, plusieurs scénarios d'exploitation ont été analysés en faisant varier le débit, la pression et la température. Les résultats ont révélé qu'un débit optimal de 320 tonne/h combiné à une pression réduite et une température avoisinante - 50 °C, permet d'améliorer la stabilité des équipements, de maximiser la récupération des hydrocarbures lourds et de réduire les pertes dans le gaz résiduel. Par ailleurs, une analyse chromatographique a confirmé la qualité du gaz commercialisé et validé la fiabilité du modèle de simulation. Des recommandations ont été formulées en vue de renforcer durablement la performance et la fiabilité du procédé.

Mots clés : *Optimisation, Gaz naturel, Aspen HYSYS, GPL2 Hassi Messaoud, Taux de récupération, Analyse chromatographique.*

ملخص

يركز هذا البحث على تحسين عملية فصل وتسييل الغاز الطبيعي في وحدة GPL2 بحاسي مسعود، بالاعتماد على محاكاة تمت باستخدام برنامج Aspen HYSYS. وللتغلب على مشكلات فرملة الضاغط وتراجع الكفاءة، تم تحليل عدة سيناريوهات تشغيلية من خلال تعديل التدفق والضغط ودرجة الحرارة. أظهرت النتائج أن التدفق الأمثل عند 320 طن/ساعة، مع خفض الضغط والوصول إلى درجة حرارة تقارب -50 درجة مئوية، يؤدي إلى تحسين استقرار المعدات، وزيادة استرجاع الهيدروكربونات الثقيلة، وتقليل الخسائر في الغاز المتبقي. بالإضافة إلى ذلك، أكدت التحاليل الكروماتوغرافية جودة الغاز التجاري ودقة نموذج المحاكاة. وقد تم تقديم توصيات تهدف إلى تعزيز أداء العملية وموثوقيتها على المدى الطويل.

الكلمات المفتاحية : *تحسين، الغاز الطبيعي، Aspen HYSYS، وحدة GPL2 حاسي مسعود، معدل الاسترجاع، التحليل الكروماتوغرافي.*

Abstract

This work focuses on optimizing the natural gas separation and liquefaction process at the GPL2 unit in Hassi Messaoud, based on simulations performed using Aspen HYSYS. To address issues related to compressor braking and declining efficiency, several operating scenarios were analyzed by varying flow rate, pressure, and temperature. The results showed that an optimal flow rate of 320 ton/h, combined with reduced pressure and a temperature of approximately -50 °C, enhances equipment stability, maximizes heavy hydrocarbon recovery, and minimizes losses in the residual gas. Moreover, chromatographic analysis confirmed the quality of the sales gas and validated the accuracy of the simulation model. Recommendations were proposed to improve the long-term performance and reliability of the process.

Keywords: *Optimization, Natural gas, Aspen HYSYS, GPL2 Hassi Messaoud, Recovery rate, Chromatographic analysis.*

Introduction générale

Introduction générale

L'exploitation des hydrocarbures constitue un pilier fondamental de l'économie algérienne. Dans ce contexte, le traitement du gaz naturel prend une importance croissante, tant pour répondre à la demande énergétique que pour valoriser les fractions lourdes sous forme de gaz de pétrole liquéfié (GPL), de condensats ou d'autres dérivés à forte valeur ajoutée.

Le GPL, principalement composé de propane (C_3) et de butane (C_4), est séparé du gaz naturel par des procédés cryogéniques, notamment via l'utilisation de turbo-expanders. Ces dispositifs, en réduisant fortement la température du gaz sous l'effet de la détente, favorisent la condensation des hydrocarbures lourds, améliorant ainsi le rendement global de récupération.

Cependant, les performances des turbo-expanders dépendent étroitement des conditions opératoires, telles que la pression, la température et le débit d'entrée. Toute variation ou déséquilibre de ces paramètres peut altérer l'efficacité de la récupération du GPL et accroître les pertes sous forme de gaz sec envoyé à la vente, impactant ainsi la rentabilité du procédé.

C'est précisément le cas du train 3 de l'unité GPL2 à Hassi Messaoud, où une dégradation des performances due à un freinage du turbocompresseur, a été constatée. Ce dysfonctionnement a soulevé la nécessité d'une analyse approfondie des conditions opératoires afin d'identifier les leviers d'optimisation possibles.

Ainsi, le présent travail s'appuie sur une modélisation numérique sous le logiciel Aspen HYSYS, permettant de simuler différents scénarios de fonctionnement du train 3 en faisant varier la pression, la température et le débit d'entrée. Cette approche permet d'identifier les conditions optimales de fonctionnement et de proposer des recommandations pour améliorer la récupération des composés C_3^+ .

Parallèlement à cette démarche, une analyse chromatographique du gaz de vente a été réalisée sur plusieurs jours, dans le but de vérifier la conformité de la composition du gaz produit à l'issue du procédé aux spécifications de qualité requises.

Ce mémoire s'articule autour de quatre chapitres :

- Le premier chapitre est consacré au gaz naturel. Il en examine les aspects essentiels, notamment sa composition, les principales étapes de son traitement, ainsi que les procédés

Introduction générale

utilisés pour la récupération des hydrocarbures liquides, en particulier les gaz de pétrole liquéfié (GPL).

- Le second décrit le champ de Hassi Messaoud, l'un des plus importants gisements d'hydrocarbures en Algérie, ainsi que l'unité GPL2 et plus particulièrement le Train 3, objet de cette étude.
- Le troisième chapitre est consacré à la méthodologie adoptée : il expose en détail la problématique technique rencontrée, la démarche de simulation numérique sous Aspen HYSYS, ainsi que l'analyse chromatographique appliquée au gaz de vente afin de contrôler sa qualité.
- Enfin, le quatrième chapitre est dédié à la présentation et à l'interprétation des résultats obtenus, en vue de proposer des solutions concrètes d'optimisation du procédé.

Chapitre I :
***Le gaz naturel : Composition,
traitement et récupération des
GPL***

I.1. Introduction

Le gaz naturel constitue une ressource énergétique essentielle, largement utilisée dans la production d'électricité, le chauffage domestique, ainsi que comme carburant pour les véhicules et dans diverses applications industrielles. Sa composition, dominée par le méthane (CH_4) mais incluant également d'autres hydrocarbures légers et lourds, nécessite des procédés de traitement spécifiques afin de séparer et valoriser ses différents constituants.

Parmi ces composants, le gaz de pétrole liquéfié (GPL), principalement constitué de propane (C_3H_8) et de butane (C_4H_{10}), occupe une place importante en raison de ses nombreuses applications dans les secteurs domestique et industriel.

Ce chapitre examine les différentes caractéristiques du gaz naturel, en mettant l'accent sur les techniques de traitement et de récupération du GPL. Après une présentation de la composition du gaz naturel, les procédés de purification et de séparation seront détaillés. Enfin, les méthodes de récupération du GPL seront abordées, en soulignant les technologies utilisées ainsi que les principaux défis liés à leur extraction et à leur liquéfaction *[1]*.

I.2. Définition du gaz naturel

Le gaz naturel, ou gaz fossile, est un mélange gazeux d'hydrocarbures constitué principalement de méthane.

Naturellement présent dans certaines roches poreuses, il est extrait par forage et est utilisé comme combustible fossile ou par la carbochimie *[2]*.



Figure I.1 : Flamme du gaz naturel.

I.3. Propriétés physicochimiques du gaz naturel

I.3.1. Propriétés chimiques

Le gaz naturel présente un ensemble de caractéristiques (*Tableau I.1*) qui en font une source d'énergie particulièrement intéressante. Il est reconnu pour être l'une des énergies les plus sûres et les moins polluantes, ce qui lui confère une image favorable sur le plan environnemental.

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales propriétés chimiques du gaz naturel [3].

Tableau I.1 : Propriétés Chimiques du Gaz Naturel [3].

Caractéristiques	Description
Impact environnemental	Moins polluant et plus respectueux de l'environnement que d'autres sources d'énergie.
Toxicité	Non toxique pour les êtres vivants, sans substances nocives ni mauvaises odeurs.
Couleur et densité	Incolore et plus léger que l'air.
Émissions de CO₂	Faibles émissions lors de la combustion.
Pureté	Impuretés facilement éliminées.
Inflammabilité	Ne s'enflamme pas à basse température ; nécessite une chaleur élevée.
Produits de combustion	Génère CO ₂ et oxyde d'azote (non toxique)
Pollution thermique	Faible, comparée à celle d'autres gaz.
Fuites	Se dissipe rapidement sans danger immédiat, mais nécessite une vigilance en cas de fuite importante.
Détection	Difficile à détecter à cause de son absence de couleur et d'odeur
Coût et performance	Économique et performant
Utilisations	Largement utilisé, remplace efficacement les sources d'énergie plus polluantes.

I.3.2. Propriétés physiques

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le (*tableau I.2*).

Tableau I.2 : Propriétés physiques du gaz naturel [2].

Propriétés	Indications
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection des fuites)
Masse molaire	16,7 g/mol
Densité de vapeur à 15 °C	0,58
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0,00023 g/mol
Masse volumique	0,72 g/cm ³
Pourcentage de substances volatiles	100 %

I.4. Composition du gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange du méthane (CH₄), de l'éthane (C₂H₆), du propane (C₃H₈), des isomères du butane (i-C₄H₁₀) et des isomères du pentane (i-C₅H₁₂). D'autres composés tels que le dioxyde de carbone (CO₂), l'hélium (He), le sulfure d'hydrogène (H₂S) et l'azote (N₂) peuvent également être trouvés (*Tableau I.3*).

Sous sa forme commercialisable, Le gaz naturel est considéré comme un combustible propre. Il ne contient presque pas de soufre et ne produit pratiquement aucun dioxyde de soufre (SO₂). Ses émissions d'oxydes d'azote (NO₂) sont plus faibles que celles du pétrole ou du charbon et celles de gaz carbonique (CO₂) inférieures à celles des autres combustibles fossiles [3].

La figure ci-après (*Figure I.2*) montre la répartition des composants du gaz naturel.

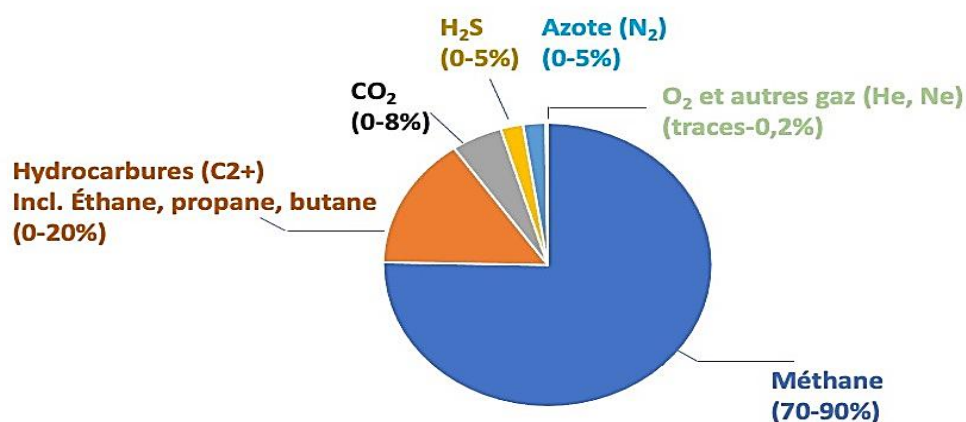


Figure I.2 : Composition du gaz naturel.

Tableau I. 3 : Composition chimique du gaz naturel destiné à la liquéfaction au niveau de l'unité GPL2 [4].

Composant	% molaire
Hélium	0,19
Azote	5,78
Méthane	82,49
Ethane	07,25
Propane	2,35
Isobutane	0,47
Normal-butane	0,68
Iso-pentane	0,15
Normal-pentane	0,19
Hexane	0,23
CO ₂	0,21
H ₂ O	0,01

I.5. Différents types de gaz naturel

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de couche géologique réservoirs dans lesquelles ils se trouvent (*Figure*

I.3). Néanmoins, ce gaz est toujours composé principalement de méthane (CH_4) et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants.

I.5.1. Gaz conventionnel non associé

Ce type de gaz naturel, le plus couramment exploité, se forme selon un processus similaire à celui du pétrole. Sur le marché international, il constitue la principale source d'approvisionnement des réseaux de transport, qu'il s'agisse de gazoducs ou de méthaniers [5].

I.5.2. Gaz associé

Le gaz associé, séparé du pétrole lors de l'extraction, était autrefois considéré comme un déchet. Aujourd'hui, il est réinjecté pour optimiser l'extraction ou utilisé comme source d'énergie [6].

I.5.3. Gaz biogénique

Le gaz biogénique provient de la fermentation bactérienne de sédiments organiques et représente environ 20 % des réserves de gaz conventionnel. Ses gisements, souvent petits et dispersés à faible profondeur, ont une valeur énergétique inférieure à celle du gaz thermogénique. Cela s'explique par une forte présence de gaz non combustibles, notamment le dioxyde de carbone, et l'absence d'hydrocarbures plus lourds que le méthane [7].

I.5.4. Gaz de charbon

Le charbon contient naturellement du méthane et du dioxyde de carbone (CO_2) dans ses pores. Historiquement, ce gaz est surtout connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs, Cependant, son exploitation est en plein développement [8].

I.5.5. Gaz de schiste

Certains schistes renferment du méthane issu de la dégradation du kérogène, emprisonné dans leurs feuillets et microfissures. Contrairement aux réserves de gaz conventionnel, le schiste joue simultanément le rôle de roche source et de réservoir. De plus, l'accumulation de gaz est diffuse plutôt que concentrée en une zone restreinte, nécessitant une méthode d'extraction adaptée [9].

I.5.6. Hydrates de méthane

Les hydrates de méthane (aussi appelés clathrates de méthane) sont des structures solides contenant du méthane prisonnier. Ils sont issus de l'accumulation de glace contenant des déchets organiques. On trouve ces hydrates dans le pergélisol ou sur le plancher ou fond océanique [7].

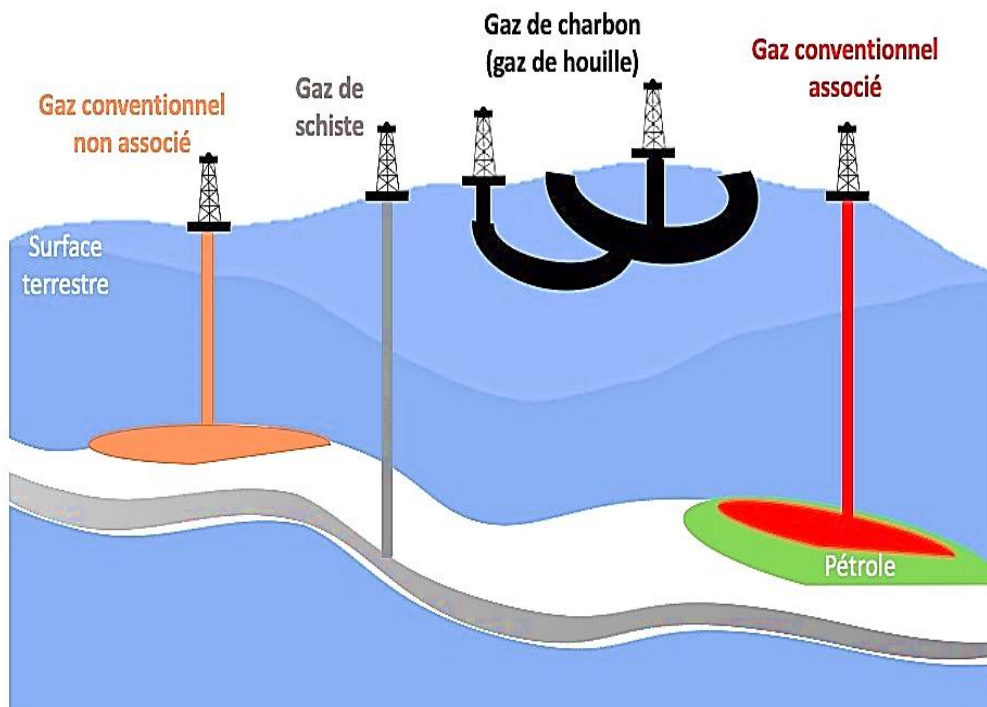


Figure I.3 : Illustration simplifiée des différents types de gaz naturel.

I.6. Le traitement du gaz naturel

Le gaz naturel brut extrait des gisements contient des impuretés, des gaz acides, et des hydrocarbures lourds qui doivent être éliminés avant qu'il ne puisse être utilisé. Ce traitement est essentiel pour obtenir un gaz de qualité, et consiste en plusieurs étapes :

- **Séparation des impuretés** : Le gaz brut contient souvent de l'eau, du sable et d'autres solides. Ces impuretés sont éliminées par filtration et centrifugation.

- **Désacidification** : Les gaz acides tels que le CO_2 et le H_2S sont retirés pour éviter la corrosion des équipements et respecter les normes de qualité du gaz. Ceci se fait par des procédés d'absorption ou d'adsorption (utilisation de solutions de méthyléthyl éthanol amine ou de solides absorbants).
- **Déshydratation** : L'eau présente dans le gaz doit être éliminée pour éviter la formation d'hydrates de gaz qui peuvent obstruer les pipelines. Cela se fait généralement par absorption dans des hydrants solides ou par gel de silice.
- **Fractionnement des hydrocarbures lourds et récupération des GNL** : Une fois que le gaz naturel est purifié, l'étape suivante consiste à séparer les liquides de gaz naturel (*Figure I .4*), qui comprennent des hydrocarbures tels que le propane, le butane et les hydrocarbures plus lourds (pentane et plus C_3^+). Ces liquides sont importants car ils ont une valeur commerciale significative et sont utilisés dans de nombreuses applications industrielles [10].

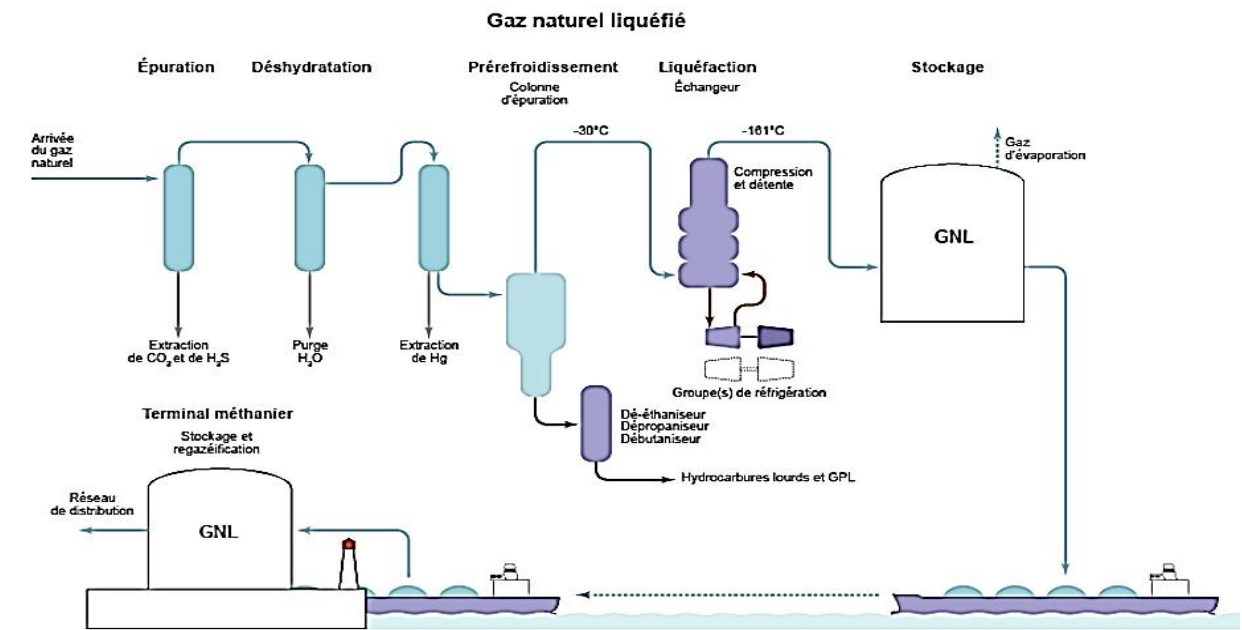


Figure I .4 : Différentes étapes de la chaîne GNL.

• Méthodes de fractionnement

- **Le fractionnement des GNL** se fait principalement à l'aide de colonnes de distillation cryogéniques. En abaissant la température du gaz à des niveaux suffisamment bas, les hydrocarbures lourds se condensent, tandis que le méthane reste sous forme gazeuse (gaz de vente).

- **Turbo-expanders** : Ces appareils permettent de refroidir le gaz et de le faire passer à travers un processus de détente, où une partie des hydrocarbures lourds se condense en liquide.

Les liquides obtenus sont principalement composés de propane (C_3H_8), butane (C_4H_{10}) et pentane (C_5), qui peuvent être stockés sous forme de GPL [11].

1.7. Le gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est un mélange gazeux constitué principalement de butane et de propane (*Figure I.5.*), qui appartiennent à la catégorie des hydrocarbures paraffinés. À température ambiante et pression atmosphérique, il se présente sous forme gazeuse, mais il peut rester liquide dans certaines conditions :

- Lorsque la pression est augmentée à température ambiante.
- À pression atmosphérique sous une température basse.
- Sous une pression modérée, sans que la température soit excessivement basse.

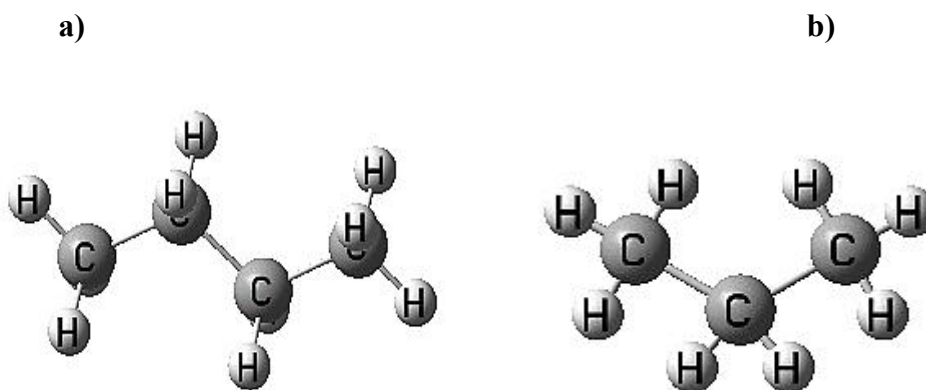


Figure I.5 : a) Molécule de butane, b) Molécule de propane.

Cette capacité permet au GPL d'être stocké sous un volume réduit : ainsi, 250 litres de GPL sous forme gazeuse équivalent à un seul litre de GPL sous forme liquide. Cela facilite son transport et sa commercialisation, notamment sous forme de bouteilles en acier (*Figure*

I.6), contrairement aux gaz non condensables comme le méthane et l'éthane, qui nécessitent des pressions très élevées pour être stockés [12].



Figure I.6 : Bouteilles de gaz de butane.

1.7.1. Propriétés du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)

Le GPL est stocké sous forme liquide dans des réservoirs sous pression modérée. Ses propriétés physico-chimiques spécifiques (**Tableau I.4**) en font un carburant polyvalent, facilement transportable et économiquement compétitif.

Tableau I.4 : Propriétés physico-chimiques du GPL.

Propriétés	Propane (C ₃ H ₈)	Butane (C ₄ H ₁₀)	Remarques
Formule chimique	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	Alcane hydrocarbure saturé).
État à température ambiante	Gaz	Gaz	Deviens liquide sous faible pression.
Masse volumique (liquide, 15 °C)	~500 kg/m ³	~580 kg/m ³	Plus dense que l'air une fois liquéfié.
Température d'ébullition	-42 °C	-0,5 °C	Explique la facilité de liquéfaction.
Point d'éclair	-104 °C	-60 °C	Très inflammables.
Couleur / Odeur	Incolore / inodore (ajout d'odorisant)	Incolore / inodore (ajout d'odorisant)	Mercaptans ajoutés pour détecter les fuites.
Solubilité dans l'eau	Très faible	Très faible	Insolubles dans l'eau
Densité par rapport à l'air	1,56	2,00	Se dépose au sol en cas de fuite.
Pouvoir calorifique (PCS)	~46 MJ/kg	~45 MJ/kg	Supérieur à celui du gaz naturel
Combustion complète	C ₃ H ₈ + 5 O ₂ → 3 CO ₂ + 4 H ₂ O	C ₄ H ₁₀ + 6,5 O ₂ → 4 CO ₂ + 5 H ₂ O	Haute efficacité énergétique
Résidus de combustion	CO ₂ + H ₂ O	CO ₂ + H ₂ O	Pas de soufre ni de suie
Réactivité	Réagit avec O ₂ à haute température.	Réagit avec O ₂ à haute température.	Nécessite une flamme ou une étincelle pour s'enflammer
Toxicité	Non toxique, asphyxiant en espace clos	Non toxique, asphyxiant en espace clos	Remplace l'oxygène, risque d'étouffement sans alerte olfactive.
Stabilité chimique	Stable à température ambiante	Stable également	Ne se décompose pas sauf à très haute température (>500 °C).
Impact environnemental	Faibles émissions	Faibles émissions	Moins polluants que les autres combustibles fossiles.

I.7.2. Avantages techniques et économiques

- **Grande flexibilité d'utilisation** : Utilisable en milieu urbain ou rural, sans besoin d'infrastructure lourde.
- **Source d'énergie bon marché** : Coût inférieur à celui de l'électricité ou du gazole.
- **Stockable sur de longues périodes** : Ne se dégrade pas avec le temps.
- **Moins corrosif** : Comparé au fioul ou au charbon, le GPL n'endommage pas les installations de combustion [4].

I.7.3. Avantages écologiques du GPL en tant que carburant

La promotion du GPL dans le secteur du transport est surtout liée aux préoccupations environnementales ; en effet ce produit présente des caractéristiques non polluantes par rapport aux autres carburants.

Le GPL offre plusieurs avantages :

- **Faible impact environnemental** : il ne contient ni plomb tétra-éthyle, ni soufre, ni monoxyde de carbone.
- **Pureté du carburant** : il ne nécessite aucun additif.
- **Haute performance** : son indice d'octane est supérieur à celui de l'essence.
- **Longévité du moteur** : il contribue à une durée de vie plus étendue des moteurs de véhicules.
- **Coût réduit** : son prix est plus avantageux comparé à l'essence [2].

I.7.4. Toxicité physiologique

L'inhalation de GPL en grande quantité provoquerait un effet légèrement narcotique, la concentration acceptable dans l'air est 1,000 ppm pour le propane, le butadiène et le pentane. Lorsque le GPL s'enflamme dans l'air dont l'alimentation est insuffisante, le monoxyde de carbone est formé suite à une combustion incomplète, une attention attentive devra être portée à la ventilation [13].

La chaleur latente de GPL est comme suit :

- Propane 84,78 Kcal/kg à 15,6 °C.
- N-butane 90,01 Kcal/kg à 15,6 °C.

I.8. Procédés de récupération des GPL

L'extraction des gaz de pétrole liquéfiés (GPL), principalement le propane (C₃) et le butane (C₄), est une étape importante dans le traitement du gaz naturel. Le choix du procédé approprié dépend de plusieurs facteurs techniques et économiques, parmi lesquels :

- La quantité de l'effluent brut à traiter.
- Le taux de récupération souhaité des hydrocarbures liquides.
- Le coût d'investissement et d'exploitation du procédé.

Parmi les nombreux procédés utilisés dans l'industrie du gaz, deux procédés se distinguent par leur efficacité et leur utilisation fréquente dans les complexes algériens comme celui de Hassi Messaoud : le procédé PRICHARD et le procédé HUDSON.

I.8.1. Procédé PRICHARD

Ce procédé (*Figure I.7*) repose sur le refroidissement du gaz par échange thermique, associé à des détentes simples. Ce mécanisme est optimisé grâce à l'intégration d'une boucle externe de propane servant de système réfrigérant. À l'issue du cycle, Ce procédé permet d'atteindre une température avoisinant les -23 °C, favorisant ainsi la condensation partielle des hydrocarbures C₅⁺.

Le mélange biphasique formé est ensuite envoyé dans un séparateur où les fractions liquides sont extraites comme GPL [4].

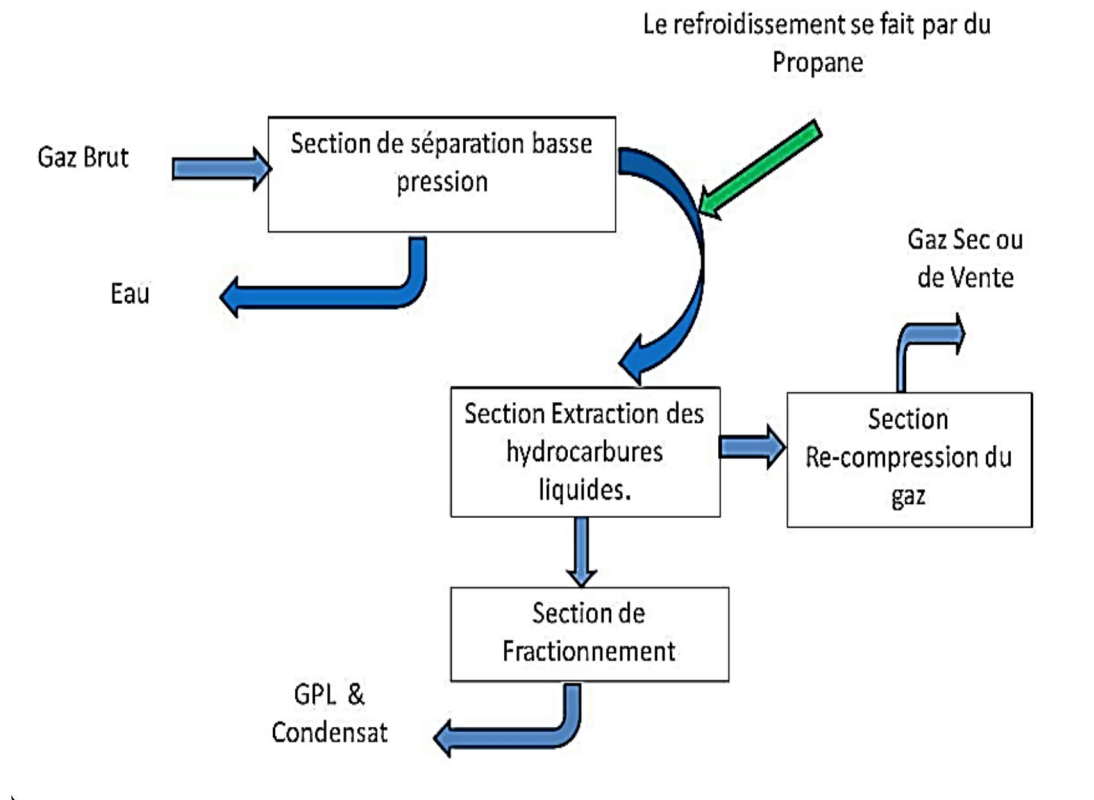


Figure I.7 : Les étapes du procédé PRITCHARD.

➤ **Avantages**

- Installation relativement simple.
- Faible consommation énergétique.
- Coût d'investissement modéré.

➤ **Limites**

- Récupération des GPL moins complète que les procédés avancés.
- Moins adapté pour les gaz pauvres en C_3^+ .

1.8.2. Procédé HUDSON

Le procédé HUDSON (*Figure I .8*), plus avancé, repose également sur un refroidissement du gaz par échange thermique, mais se distingue principalement par l'intégration d'un turbo-expander, un dispositif permettant une détente plus efficace du gaz et une chute de température plus importante, atteignant environ -52 °C [4].

Le système intègre :

- Un cycle de réfrigération autonome.
- Une expansion adiabatique du gaz dans le turbo-expander.
- Une séparation fine des GPL grâce à un meilleur refroidissement.

Cela permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides, tout en réduisant la charge énergétique nécessaire pour les étapes ultérieures.

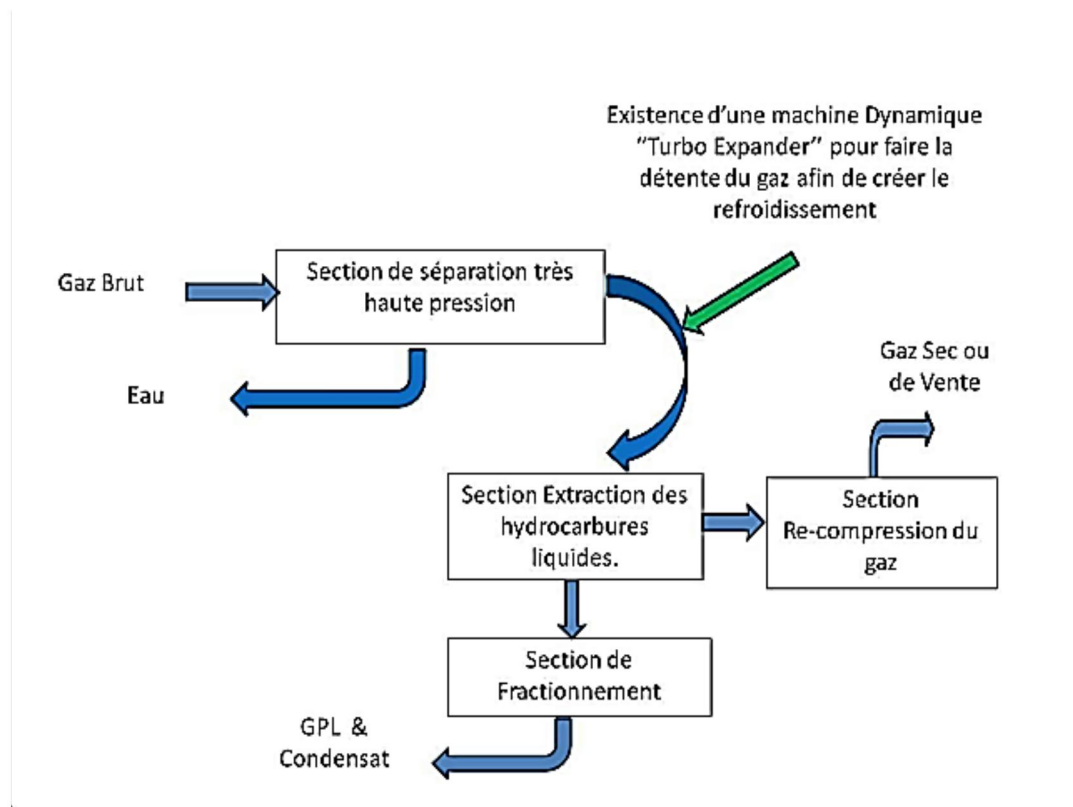


Figure I.8 : Les étapes du procédé HUDSON.

➤ **Avantages**

- Taux de récupération élevé des GPL.
- Températures basses favorables à la liquéfaction.
- Optimisation énergétique grâce au turbo-expander.

➤ **Limites**

- Coût d'investissement plus élevé.
- Complexité d'entretien des équipements dynamiques.

Ces deux procédés sont complémentaires et peuvent être combinés selon les objectifs de production, la composition du gaz brut et les exigences économiques. À Hassi Messaoud, leur application permet de maximiser la récupération des GPL tout en respectant les normes de qualité du gaz de vente.

1.9. Utilisations des GPL

Les Gaz de Pétrole Liquéfiés (GPL) sont des produits à haute valeur ajoutée issus du traitement du gaz naturel ou du raffinage du pétrole. Grâce à leur pouvoir calorifique élevé, leur facilité de stockage et de transport sous forme liquide, ainsi que leur faible impact environnemental comparé à d'autres hydrocarbures, les GPL trouvent des applications variées dans plusieurs secteurs :

I.9.1 Usage domestique

Les GPL sont largement utilisés comme source d'énergie dans les foyers :

- Cuisson (gaz de cuisine).
- Chauffage des habitations.
- Production d'eau chaude.

Ils sont particulièrement appréciés dans les zones rurales ou isolées où le réseau de gaz naturel n'est pas accessible.

I.9.2. Usage industriel

Dans l'industrie, les GPL servent :

- De carburant pour les chaudières industrielles.
- Pour les procédés de séchage, chauffage et cuisson.
- Comme source d'énergie pour les fours (agroalimentaire, briqueterie, verrerie, etc.).
- Dans la soudure et le découpage des métaux.

I.9.3. Carburant alternatif (GPL-carburant)

Le GPL peut aussi être utilisé comme carburant pour véhicules (GPL-c), en particulier dans les pays ayant développé une filière de conversion automobile. Il présente les avantages suivants :

- Réduction des émissions polluantes (CO, NO_x, particules fines).
- Moins cher que les carburants classiques.

- Moins bruyant que les moteurs diesel.

I.9.4. Utilisations diverses

- Production de matières premières pour l'industrie pétrochimique (propylène, butadiène, etc.).
- Alimentation d'équipements portables (chauffe-eau mobiles, réchauds de camping).
- Usage militaire et humanitaire en zones isolées.

I.10. Conclusion

Le gaz naturel est une ressource énergétique précieuse qui nécessite un traitement rigoureux afin d'en extraire les gaz de vente ainsi que les liquides lourds, tels que le gaz de pétrole liquéfié (GPL). La séparation et la récupération du GPL sont essentielles à la rentabilité des installations de traitement du gaz. L'introduction de nouvelles technologies de séparation, combinées à des outils de simulation avancés, permet aujourd'hui d'optimiser efficacement ces processus.

Avec l'augmentation de la demande mondiale en GPL, une gestion efficace de cette ressource devient essentielle pour maximiser son potentiel économique tout en minimisant son impact environnemental.

Chapitre II : Présentation de l'unité GPL2.

II.1. Introduction

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, découvert en 1956, constitue l'un des plus grands gisements pétroliers en Algérie et représente un pilier fondamental de la production nationale d'hydrocarbures. Afin d'assurer la valorisation optimale des gaz associés issus de l'exploitation du brut, plusieurs unités de traitement ont été mises en place, parmi lesquelles l'unité GPL2, située au sein du centre industriel sud de Hassi Messaoud.

Cette unité, mise en service en 1997 dans le cadre d'une coopération entre SONATRACH et la société japonaise JGC, est spécialisée dans l'extraction du gaz de pétrole liquéfié (GPL), essentiellement composé de propane et de butane. Ce chapitre se propose de présenter l'historique du champ de Hassi Messaoud, sa situation géographique, ainsi que les caractéristiques techniques, les capacités de traitement et de production de l'unité GPL2, qui joue un rôle stratégique dans la chaîne de valorisation du gaz.

II.2. Aperçu historique du champ de Hassi Messaoud

Suite à la mise en évidence, par l'analyse de la réfraction sismique, d'une structure en vaste dôme à Hassi Messaoud, la société SN REPAL a procédé à l'implantation du premier puits, dénommé Md1, le 16 janvier 1956, à proximité immédiate du puits Chaméler de Hassi-Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a permis la rencontre de grès cambrien à une profondeur de 3338 m, identifiés comme producteurs d'huile. En mai 1957, la société a réalisé le puits OML, situé à environ 7 Km au nord-nord-ouest du puits Md1, confirmant ainsi la présence d'hydrocarbures dans les formations cambriennes.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud a été subdivisé en deux concessions distinctes, attribuant le champ Nord à la CFPA et le champ Sud à SN REPAL. La mise en production a débuté en 1958 avec 20 puits d'exploitation, et l'activité de forage s'est ensuite intensifiée progressivement jusqu'à dépasser les 1000 puits. Après plusieurs années de production, une chute significative de la pression du gisement a été constatée, ce qui a conduit à la mise en œuvre de méthodes de récupération secondaire, notamment l'injection de gaz et d'eau.

II.3. Situation géographique

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud (*Figure II .1*), situé à environ 850 Km au sud/sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière tunisienne, s'étend sur une superficie

d'environ 2500 Km². Ce gisement est structuré en deux zones géographiques distinctes, à savoir le champ nord (HMD/N) et le champ sud (HMD/S).

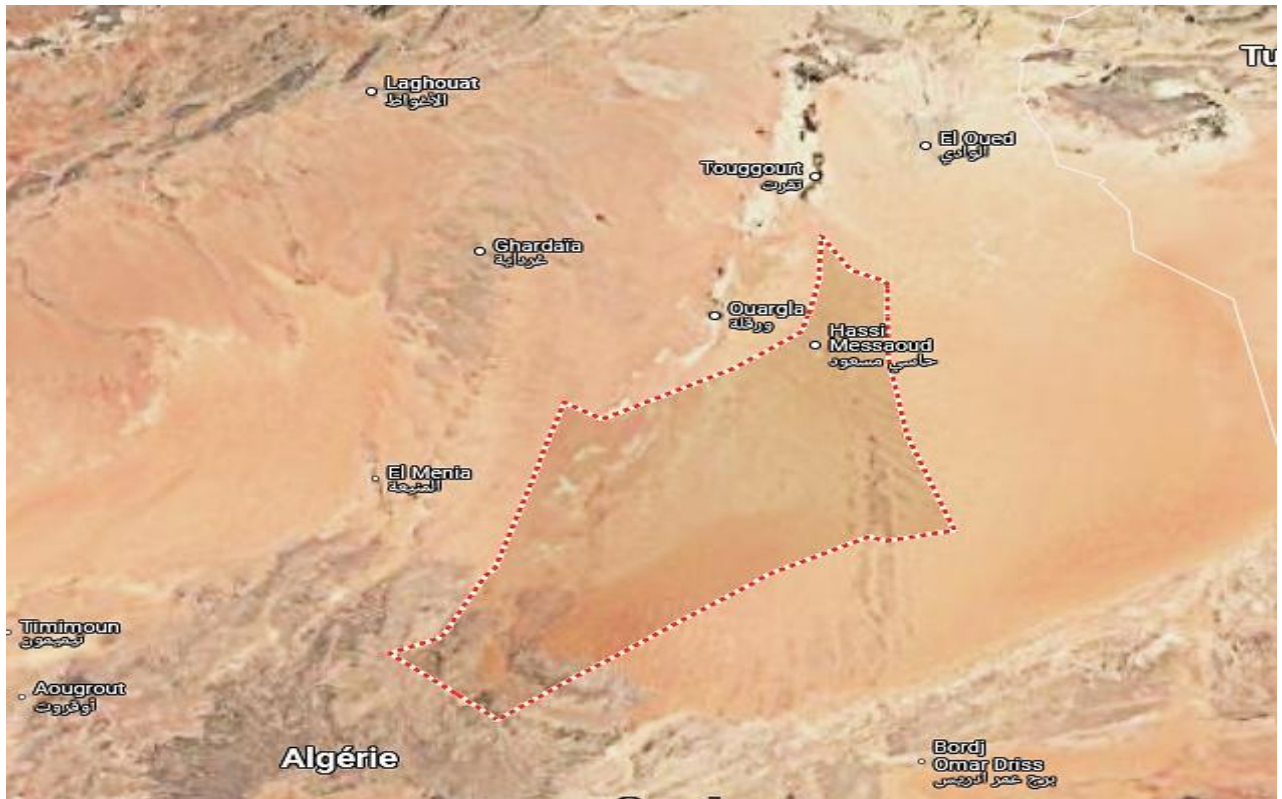


Figure II.1. Situation géographique.

II.4. Présentation de l'unité GPL2

L'unité de traitement du gaz de pétrole liquéfié (GPL), dénommée GPL2, est implantée dans le centre industriel sud de Hassi Messaoud. Sa mise en service a été réalisée en janvier 1997, à la suite de la signature d'un contrat de partenariat stratégique entre la société nationale SONATRACH et la firme japonaise JGC [14].

➤ Réalisation du projet

La phase d'ingénierie a été confiée à JGC, tandis que les travaux de construction ont été exécutés par plusieurs entreprises algériennes spécialisées, réparties comme suit:

- GTP (Entreprise des Grands Travaux Pétroliers) : 80 %.
- GCB (Entreprise de Génie Civil et Béton) : 16 %.
- ENCC (Entreprise Nationale de Construction et Charpente) : 3 %.

- SIDEM/ECM (Sidérurgie Engineering Métallique / Entreprise de Chaudronnerie Métallique) : 1 %.

Au total, 34560 heures de travail ont été nécessaires à la réalisation du projet. La mise en production effective a débuté le 5 janvier 1997, conduite par une équipe interdisciplinaire Algéro-Japonaise [14].

➤ **Objectifs et fonctionnement de l'unité**

L'unité GPL2 a pour mission principale l'extraction du gaz de pétrole liquéfié (GPL), constitué d'un mélange de propane et de butane liquéfiés, à partir des gaz associés issus de l'exploitation pétrolière.

- Le GPL extrait est ensuite acheminé vers Arzew via des stations de pompage connectées au pipeline LR1.
- Le condensat généré est envoyé vers l'unité UVC.
- Le gaz résiduel, composé majoritairement de méthane et d'éthane, est partiellement utilisé comme combustible pour les besoins internes, tandis que le surplus est dirigé vers les stations de compression en vue de sa réinjection dans le réservoir.

➤ **Production destinée au marché**

En plus de son rôle de traitement, l'unité GPL2 assure également la production de propane et de butane à usage commercial, répondant à la demande locale. Ces produits finis sont ensuite transférés à NAFTAL via le système de stockage intégré à l'unité GPL1.

L'organigramme ci-dessus (**Figure II.2.**) illustre de manière simplifiée le fonctionnement et les flux principaux de l'unité GPL2.

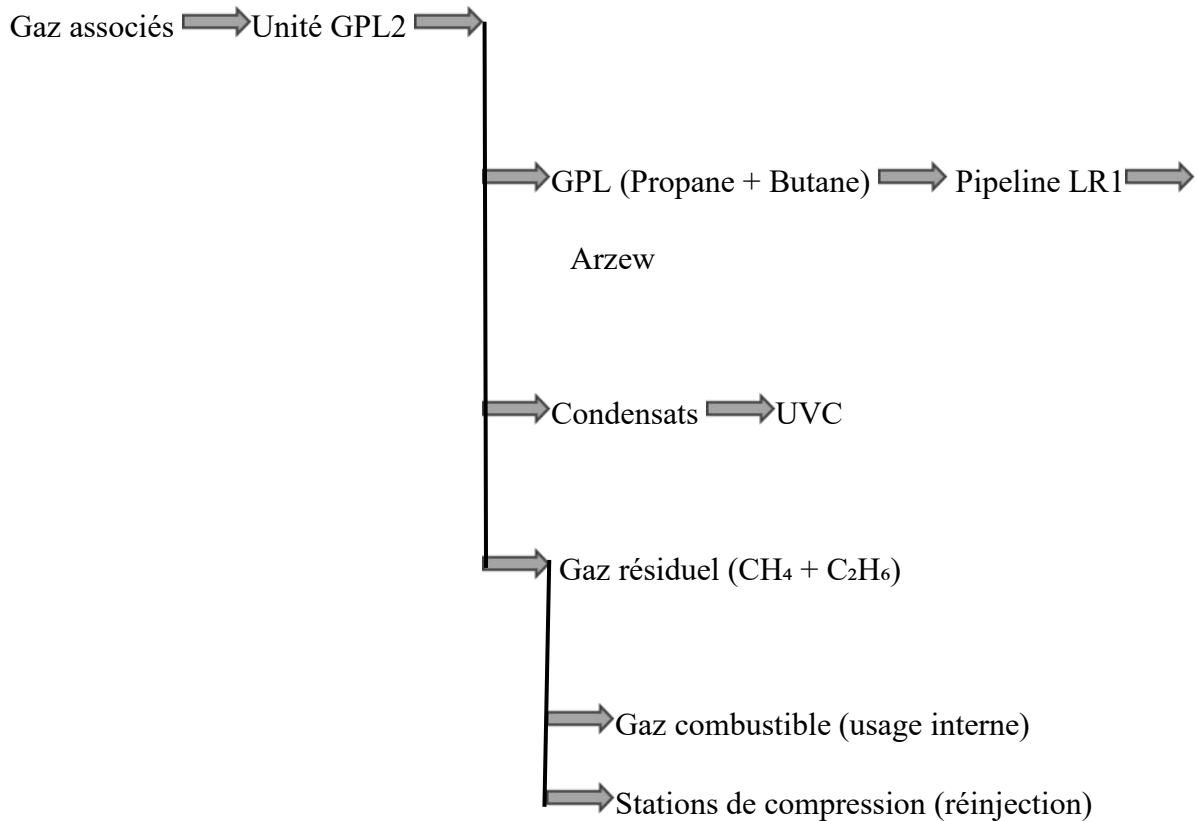


Figure II .2 : Schéma de flux simplifié de l'unité GPL2.

II.5. Capacité de l'unité

L'unité GPL2 a été conçue pour traiter quotidiennement d'importants volumes de gaz associés issus de la production pétrolière. Sa conception initiale permet de traiter jusqu'à 24000 Nm^3/jour de gaz d'alimentation. Cependant, les performances actuelles montrent une capacité légèrement supérieure, atteignant les 25000 Nm^3/jour en régime normal.

La table suivante présente les capacités de traitement et de production de l'unité en conditions de design (**Tableau II .1**), conditions actuelles, ainsi que dans le cas du traitement de gaz pauvre :

Tableau II.1 : Capacité de traitement et de production de l'unité.

Paramètres	Design	Actuelle	Gaz pauvre
Capacité de traitement (1000 Nm³/jour)			
-Gaz d'alimentation	24000	25000	24000
Production (tonnes/jour)			
GPL	4890	3000	2650
-Condensât	1050	800	600
-Propane	240	240	240
-Butane	160	160	160

II.6. Spécification des produits de l'unité GPL2

La performance et la qualité des produits issus de l'unité GPL2 dépendent étroitement des caractéristiques du gaz de charge traité.

Ce gaz peut être classé en deux catégories principales : le gaz riche et le gaz pauvre, en fonction de leur teneur en hydrocarbures lourds. Le tableau ci-dessous présente la composition molaire (*Tableau II .2*) ainsi que les principales conditions opératoires pour chacun de ces deux types de gaz.

Tableau II.2 : Conditions de gaz de charge [14].

Composant (% mol)	Gaz riche	Gaz pauvre
H₂O	0,73	0,73
N₂	2,68	2,69
CO₂	1,53	1,41
C₁	63,14	69,00
C₂	18,13	17,50
C₃	9,16	5,54
i-C₄	0,84	0,51
n-C₄	2,43	1,57
i-C₅	0,39	0,28
n-C₅	0,55	0,41
n-C₆	0,31	0,26
n-C₇	0,11	0,10
Total	100,00	100,00
Poids moléculaire (Kg/kmol)	24,13	22,30
Débit (Kg.mol/h)	13139,0	13139,00
Débit (Nm³/h)	314,811	314,811
Débit (Kg/h)	317,072	293,056
Pression (bar)	26,0	26,0
Température (°C)	60,0	60,0

Le gaz riche contient une proportion plus élevée en hydrocarbures lourds tels que le propane (C₃), le butane (C₄) et les pentanes (C₅), ce qui en fait un gaz plus favorable à la production de GPL. À l'inverse, le gaz pauvre est dominé par une teneur plus importante en méthane (C₁). Ces spécifications permettent d'ajuster le fonctionnement de l'unité pour maximiser la récupération des composants valorisables tout en assurant une stabilité du procédé.

Les produits issus de l'unité GPL2 sont également soumis à des spécifications strictes afin de répondre aux normes de qualité exigées pour leur commercialisation et leur

utilisation industrielle. Ces spécifications garantissent à la fois la sécurité du transport, la compatibilité avec les infrastructures en aval, ainsi que la valorisation optimale des différents produits (GPL, gaz traité, propane, butane et condensat).

Le tableau ci-dessous (*Tableau II .3*) résume les principales exigences en termes de composition, de pression, de température, et d'autres paramètres physiques :

Tableau II .3 : Spécification des produits [14].

Produit	Spécification	Teneur
GPL	C ₂ ⁻	< 3 % en mol
	C ₅ ⁺	< 0,4 % en mol
	Eau	< 50 ppm
Gaz traité	Pression	> 28 bar _g
	Température	< 55 °C
	Teneur eau	< 3 ppm
Propane	C ₄ ⁺	< 2,5 % en vol
	TVR	< 14,34 bar
Butane	C ₅ ⁺	< 2 % en vol
	TVR	< 4,83 bar
Condensât	Densité	0,71 < densité < 0,725 en Kg/l
	TVR	< 0,75 Kg/cm ²

Ces spécifications reflètent le haut niveau de rigueur appliqué dans le contrôle de qualité au sein de l'unité GPL2. Par exemple, la teneur en eau dans le GPL (< 50 ppm) et dans le gaz traité (< 3 ppm) est strictement maîtrisée afin de prévenir tout risque de corrosion des installations en aval. Par ailleurs, la limitation des hydrocarbures lourds (C₅⁺) dans les gaz liquéfiés permet de garantir leur conformité aux exigences de combustion et de stockage. Enfin, le respect des seuils de pression de vapeur réelle (TVR) contribue à assurer la stabilité et la sécurité lors des phases de transport et de stockage du propane et du butane.

II.7. Description de l'unité GPL2

L'unité GPL2 se compose de trois trains identiques, intégrant les sections suivantes [14] :

- Section Manifold.

- Section Boosting.
- Section Sécheur.
- Section de refroidissement et de détente.
- Section de fractionnement.
- Section de recompression.
- Système de l'huile chaude.
- Section de dépropanisation
- Section de stockage et pomperie.
- Salle de contrôle.
- Section d'utilités.
- Installations anti-incendie.

La structure des principales sections est illustrée par l'organigramme (**Figure II .3**) suivant :

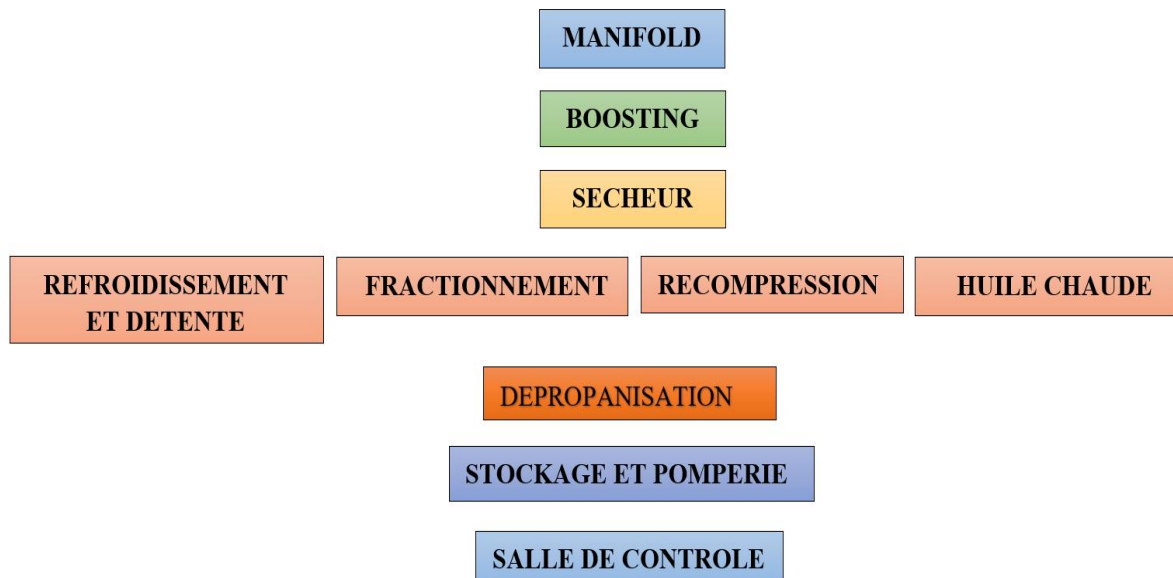


Figure II .3 : Organigramme de l'unité GPL-2.

II.7.1. Description du procédé de traitement du gaz brut de l'unité GPL2

Le procédé de l'unité s'articule autour de plusieurs sections interconnectées, depuis la réception du gaz brut au niveau du manifold jusqu'à la séparation finale des produits finis.

II.7.1.1. Section Manifold

Les gaz issus de la séparation du pétrole brut dans les installations de traitement, communément appelées « satellites », ainsi que ceux provenant des complexes CINA, CIS et UTBS, sont acheminés vers le manifold « 48 » qui opère à une pression de 28 bar. Ce dispositif alimente les deux unités de production de gaz de pétrole liquéfié (GPL1 et GPL2) avec une capacité d'environ 40 MNm³ par jour. Le gaz résiduel est quant à lui reconduit vers les stations de compression, une partie étant utilisée comme fuel-gaz dans les fours et turbines. Les trois collecteurs primaires reçoivent les flux gazeux selon la répartition suivante :

- Le premier collecteur, dédié aux gaz du satellite, regroupe les points E1a, E2a et S1a.
- Le collecteur ouest recueille les gaz provenant du satellite ouest, notamment W1a, W2a et W1c.
- Le troisième collecteur intègre les gaz issus de la zone de traitement, à savoir ceux provenant de LDHP1 et LDHP2 ainsi que ceux de LDBP1 et LDBP2, lesquels ont été compressés de 11 à 28 bar_g, en plus des gaz de deuxième étage qui, eux, ont subi une double compression (de 6 à 11 bar_g puis de 11 à 28 bar_g).

Une ligne de banalisation, équipée d'une vanne spécifique, permet d'évacuer le gaz du collecteur d'alimentation vers un collecteur résiduel en cas d'augmentation de la pression. Par la suite, le gaz est comprimé puis réinjecté dans des puits. Par ailleurs, les collecteurs d'alimentation et résiduels sont dotés d'un dispositif de sécurité contre la surpression grâce à l'installation de vannes de torche.

Le gaz fourni par CINA est injecté directement dans la conduite d'alimentation de l'unité GPL2, ce qui permet d'atteindre une capacité de 24 MNm³/j. De plus, le gaz provenant de l'UTBS est acheminé vers les deux conduites identifiées comme GPL2 «42» et GPL1 «20», permettant ainsi à l'unité GPL1 de bénéficier d'une capacité de 5,6 MNm³/j [14].

II.7.1.2. Section Boosting

Avant sa compression, le gaz est d'abord soumis à une étape de séparation réalisée par le passage dans deux ballons de séparation (ou SLAG-CATCHER) qui éliminent une portion liquide du flux. Le liquide accumulé au fond de ces ballons, riche en condensat, est conduit vers la section de traitement, tandis que la partie gazeuse présente en haut est transférée vers la section de boosting. Cette dernière est équipée de quatre compresseurs Nuevo-Pignone de type BCL 506 A, entraînés par une turbine à gaz de type General Electric Frame 5001.

Après son passage dans les ballons d'aspiration (10-D-101 A/B/C/D), conçus pour séparer les phases liquide et gazeuse, le gaz issu du manifold atteint une pression de 28 bar_g. La phase gazeuse, issue du haut de ces ballons, est ensuite comprimée par les compresseurs (10-K-101 A/B/C/D), dont l'un, opérationnel en mode veille, fonctionne à une pression de 97 bar_g (correspondant à une température de 125 °C). Ce compresseur est entraîné par une turbine intégrant un moteur de démarrage associé à un compresseur axial et une chambre de combustion qui génère l'énergie nécessaire pour faire tourner simultanément deux roues haute pression (HP) et basse pression (BP). Un multiplicateur de vitesse complète ce dispositif en augmentant la vitesse de rotation du compresseur, lequel opère en tant que compresseur centrifuge à six roues.

Les gaz ainsi comprimés sont ensuite refroidis à 50 °C grâce à des aéros-réfrigérants (E101) et dirigés vers des ballons de refoulement (10-D102 A/B/C/D), où s'effectue une nouvelle opération de séparation visant à éliminer l'eau condensée. Les gaz en sortie de ces séparateurs sont rassemblés dans un collecteur commun, identifié sous le numéro « 34 », qui alimente les trois trains de traitement.

II.7.1.3. Section de déshydratation

La fonction de cette section consiste à éliminer l'eau présente dans le gaz d'alimentation afin de prévenir la formation d'hydrates dans la zone cryogénique de l'installation, où la température atteint - 48 °C. Le gaz, dont la teneur initiale en eau est de 1600 ppm, est dirigé verticalement à travers des déshydrateurs équipés de lits de tamis moléculaires de type 4A, lesquels réduisent la teneur en eau à moins de 1 ppm. Deux filtres, installés en aval des trois déshydrateurs (**Figure II .4**), retiennent les particules de poussière afin d'éviter le colmatage des instruments de mesure et des équipements sensibles, ainsi que leur érosion. Des hygromètres en ligne positionnés à la sortie de la section de déshydratation assurent le suivi de la teneur en eau du gaz séché. Par ailleurs, une fraction de ce gaz déshydraté est utilisée comme gaz de régénération. En exploitation normale, deux déshydrateurs opèrent en parallèle en phase d'adsorption, tandis que le troisième est en phase de régénération (chauffage ou refroidissement).



Figure II .4 : Les trois déshydrateurs de l'unité GPL2.

II.7.1.4. Section de refroidissement et de détente

Le gaz de charge, initialement à une pression de 95 bar_g et une température de 50 °C, est divisé en deux courants. L'un des flux est dirigé vers l'échangeur 11-E-203, tandis que l'autre circule vers l'échangeur 11-E-204, ces deux dispositifs étant agencés en parallèle pour effectuer un premier refroidissement jusqu'à atteindre 14,3 °C. Les deux flux convergent ensuite dans l'échangeur 11-E-205, où la température du gaz est abaissée à 12 °C, avant de pénétrer dans le séparateur haute pression 11-D-203, qui dissocie les phases gazeuse et liquide.

Le liquide extrait du séparateur, après avoir cédé ses frigories dans l'échangeur 11-E-204, est envoyé comme première charge vers le dééthaniseur (colonne 11-C-201), introduit au niveau du 21^{ème} plateau, tandis que la phase gazeuse subit une détente dans le turbo-expander 11-K-201, aboutissant à une pression de 21,3 bar et une température de - 43 °C. Le liquide formé après détente est isolé de la phase gazeuse dans le séparateur basse pression 11-D-204.

Le gaz provenant du séparateur 11-D-204 est ensuite canalisé pour refroidir le produit de tête du dééthaniseur (11-C-201) à - 24 °C dans l'échangeur 11-E-208. Il se mélange par la suite au gaz de reflux collecté dans le séparateur du dééthaniseur 11-D-205, formant ainsi le mélange de gaz résiduel. Ce mélange sert ensuite à refroidir le gaz de charge dans l'échangeur 11-E-203, avec une température de sortie enregistrée de 42,3 °C. Par la suite, ce gaz résiduel

est recomprimé dans le compresseur du turbo-expander 11-K-201 jusqu'à atteindre une pression de 28 bar_g, avant d'être dirigé vers le manifold et vers les unités de réinjection.

Parallèlement, le liquide séparé dans 11-D-204 est pompé par 11-G-201A/B vers l'échangeur 11-E-207. Il est utilisé pour refroidir à la fois le produit de tête du dééthaniseur et le gaz de charge dans l'échangeur 11-E-205. Ce liquide est ensuite injecté dans la colonne 11-C-201 comme deuxième charge, au niveau du 13^{ème} plateau. Les températures mesurées à la sortie de l'échangeur 11-E-207 sont respectivement de 16 °C et - 5,7 °C.

II.7.1.5. Section de fractionnement

A) Dééthaniseur (11-C-201)

La colonne de fractionnement étudiée est équipée de 48 plateaux à clapets et présente les caractéristiques opérationnelles suivantes :

- Une pression de service de 23,6 bar_g.
- Une température de tête de - 23 °C.
- Une température de fond de 90 °C.
- Et un fonctionnement en reflux total.

L'alimentation de la colonne 11-C-201 est assurée par deux circuits distincts. L'alimentation supérieure, issue du ballon 11-D-204, est injectée dans le 13^{ème} plateau à une température de - 5,7 °C, tandis que l'alimentation inférieure, constituée du liquide provenant du ballon 11-D-203, est introduite dans le 21^{ème} plateau à une température de 9 °C.

La vapeur provenant de la tête de colonne est partiellement condensée dans deux échangeurs (11-E-207 et 11-E-208) configurés en série, avant d'être recueillie dans le ballon de reflux 11-D-205. Le rebouilleur 11-E-209, quant à lui, assure le maintien d'une température de fond de 90 °C.

Enfin, le produit de fond extrait de cette colonne sert de charge pour l'alimentation de la colonne 11-C-202.

B) Débutaniseur (11-C-202)

Il s'agit d'une colonne de fractionnement équipée de 33 plateaux à clapets, fonctionnant à une pression de 14 bar_g. Elle est spécifiquement conçue pour séparer le produit de fond du dééthaniseur en deux fractions distinctes : le produit de tête, constitué de gaz de pétrole liquéfié (un mélange de propane et de butane), et le produit de fond, qui correspond au condensat (fraction pentane et plus lourde).

Les vapeurs de tête, à une température de 67 °C, sont intégralement condensées dans l'échangeur aéros-réfrigérant E-210, puis le GPL ainsi recueilli est collecté dans le ballon de reflux D-206 à 55 °C. Une partie de ce liquide est renvoyée vers le premier plateau du dééthaniseur C-202 à l'aide de la pompe G-203 A/B, ce qui permet de maintenir la température de tête, tandis que le surplus est dirigé vers le stockage. Par ailleurs, le système de rebouillage, mis en œuvre dans le rebouilleur 11-E-211, garantit une température de fond de 152 °C. Les condensats chauds sortant de ce rebouilleur sont ensuite refroidis dans l'échangeur aéros-réfrigérant 11-E-212 à 55 °C avant d'être acheminés vers l'unité de traitement du brut [14].

II.7.1.6. Section d'huile chaude

Un système de chauffage par huile chaude a été prévu pour assurer l'élévation contrôlée de la température du gaz dans les installations suivantes :

- Le rebouilleur du dééthaniseur (E-209).
- Le rebouilleur du débutaniseur (E-211).
- Le rebouilleur du dépropaniseur (14-E-302).
- Les réchauffeurs de gaz de régénération (E-201-A/ B/C)

Selon, la configuration de ce système d'huile se compose des éléments suivants :

- Le four H-231.
- Le ballon tampon d'huile chaude D-231.
- Les pompes d'huile chaude G-231 A/B/C.
- Le refroidisseur d'huile chaude E-231.
- Les récupérateurs de chaleur situés dans l'échappement des boosters 10-H-101 A/B/C/D.
- Le ballon d'appoint 10-D-103.
- La pompe d'appoint 10-G-10.

Le chauffage est assuré par un fluide caloporteur, en l'occurrence le Torada TC. L'huile chaude, propulsée par les pompes G-231 A/B/C, est transférée du ballon tampon D-231 vers le récupérateur de chaleur 10-H101 A/B/C/D, où elle subit un préchauffage jusqu'à 207 °C grâce à la récupération de la chaleur des gaz chauds d'échappement des turbines. Par la suite, le fluide est chauffé jusqu'à 288 °C dans le four H-231. Après avoir cédé sa chaleur

aux rebouilleurs et aux échangeurs, l'huile retourne au ballon tampon, le circuit étant complété par la pompe d'appoint 10-G-101.

II.7.1.7. Section de dépropanisation

Le Dépropaniseur est une colonne de fractionnement équipée de 33 plateaux à clapets. Elle a pour fonction de séparer une portion de GPL afin d'obtenir, en produit de tête, du propane et, en produit de fond, du butane, selon les exigences et la demande locale. Les produits finis sont ensuite livrés à NAFTAL, au centre enfûteur de Hassi-Messaoud, pour leur mise en bouteille.

La colonne fonctionne sous une pression de 20 bar_g, avec une température en tête de 59 °C et une température au fond de 111 °C. La charge du Dépropaniseur provient principalement du stockage, alimentée par l'une des pompes de recyclage 15-G-402A/B et, dans de rares occasions, par les pompes d'expédition. À cet égard, la colonne est équipée d'un rebouilleur (14-E-302), d'un ballon de reflux, de pompes de reflux (14-G-301A/B), ainsi que d'aérocondenseurs de propane et de refroidisseurs de butane.

II.7.1.8. Section de stockage et de pomperie

La section de stockage et de pomperie se compose selon des éléments suivants :

- **Sphères de stockage** : Trois sphères de stockage de GPL, référencées 15-T-401-A, 15-T-401-B et 15-T-401-C, chacune ayant une capacité de 500 m³. En cas de démarrage ou d'arrêt, une quatrième sphère (15-T-402, 500 m³) est mise en service pour stocker les produits hors spécifications.
- **Pompes de recyclage et d'expédition** : Deux pompes immergées (15-G-402-A et 15-G-402-B) assurent l'alimentation du 14-C-301 en GPL ou, alternativement, le recyclage des produits hors spécifications vers les colonnes 11-C-201 ou 11-C-202. Par ailleurs, trois autres pompes immergées (15-G-401-A, 15-G-401-B et 15-G-401-C) sont utilisées pour l'expédition du GPL sous une pression de 30 bar_g vers HEH.
- **Acheminement vers les unités de séparation** : Le GPL ainsi produit est transféré aux unités de séparation d'Arzew via un pipeline d'expédition, désigné sous le nom de LR1, qui transite par la station de pompage SP1, située à environ 20 Km de Haoud El Hamra.

II.7.1.9. Section utilités

Le système intègre les composants suivants :

- Un réseau d'air, comprenant à la fois l'air de service et l'air instrument, pour assurer l'alimentation des installations et la précision des mesures.
- Une unité d'azote destinée à la production d'azote gazeux.
- Un dispositif d'injection de méthanol, conçu pour dégivrer et prévenir la formation d'hydrates.
- Un bac de stockage d'eau, équipé d'un système de pomperie, assurant l'alimentation du réseau anti-incendie dédié à la sécurité.
- Une unité de fuel-gaz.

II.7.1.10. Réseau torche

Le système de torche se compose de trois torches distinctes :

- **Torche compresseurs 30** : Elle assure la décompression des compresseurs fonctionnant à 97,3 bar_g en moins de 5 minutes.
- **Torche haute pression 24** : Chaque train est équipé d'une torche de décompression, garantissant la sécurité de l'installation et de ses équipements en cas de déclenchement électrique, d'augmentation de la pression, d'incidents ou d'autres situations critiques.
- **Torche froide 14** : Les produits de tête de chaque train sont regroupés et dirigés vers la torche via le ballon tampon dédié, le 17-D-601.

II.7.1.11. Salle de contrôle

Lors de la phase de démarrage, les vannes stratégiques du processus ainsi que celles associées aux machines tournantes sensibles sont activées à partir des régulateurs situés en salle de contrôle. Cette procédure vise à garantir une évolution progressive et maîtrisée des paramètres opérationnels, tels que la pression, la température, le débit et la vitesse de rotation. La salle de contrôle de l'unité GPL2 est équipée d'un système de commande avancé et performant, désigné sous l'appellation DCS. Ce système intègre huit consoles I.C.S, qui assurent l'interface entre les opérateurs et les dispositifs de régulation. Par ailleurs, des imprimantes sont mises en place pour générer l'ensemble des paramètres gérés par le M.I.F.

En complément, l'unité dispose d'un système de gestion dédié aux arrêts d'urgence, identifié sous le nom **E.S.D**, assurant ainsi une sécurité optimale en cas d'incident.

II.7.1.12. Laboratoire d'analyse

L'unité GPL-2 dispose d'un laboratoire d'analyses dédié à la vérification de la conformité des produits tout au long du processus de transformation. Les contrôles de qualité effectués comprennent notamment :

- Analyse de la composition molaire des produits par chromatographie en phase gazeuse et en phase liquide.
- Mesure de la tension de vapeur Reid (T.V.R) au moyen de bombes de prélèvement.
- Détermination de la densité à partir de la composition molaire.
- Évaluation de la teneur en eau du GPL (taux d'humidité) à l'aide d'un hygromètre [14].

II.7.1.13. Sécurité de l'unité

Le système de protection contre les incendies de l'usine GPL2 est composé des éléments suivants :

- Une pompe d'incendie associée à un réservoir dédié.
- Un réseau d'eau anti-incendie, garantissant l'approvisionnement en eau en cas de sinistre.
- Une armoire à tuyaux souples, permettant une intervention rapide.
- Des lances monitor fixes, assurant une couverture efficace des zones à risque.
- Des extincteurs, disposés à divers emplacements stratégiques.
- Un système de refroidissement par eau, conçu pour limiter la propagation des flammes.
- Un système d'extinction au gaz carbonique, adapté à la suppression des feux de nature spécifique.
- Un système d'extinction à poudre sèche, utilisé pour lutter contre certains types d'incendies.
- Un système d'alarme incendie, permettant la détection et l'alerte en cas de situation critique.
- Des détecteurs de fumée, destinés à identifier précocement tout départ de feu.
- Des détecteurs de chaleur, complétant les dispositifs de détection automatique.
- Un poste d'appel extérieur, facilitant la coordination des interventions de secours.

II.8. Conclusion

L'unité GPL2 s'inscrit dans une démarche intégrée de valorisation des gaz associés, en assurant le traitement, la séparation et la récupération efficace des différentes fractions issues du gaz brut. Grâce à une architecture de procédé comprenant des sections spécialisées (boosting, déshydratation, refroidissement, fractionnement, etc.), l'unité permet l'extraction

sélective des composants légers tels que le propane et le butane, la récupération des condensats (C5⁺), ainsi que la production de gaz de vente riche en méthane et éthane.

Le fonctionnement triphasé de l'unité, avec trois trains de traitement, garantit une flexibilité opérationnelle et une continuité de production même en cas d'arrêt partiel.

La conception modulaire, la mise en œuvre d'un système de contrôle distribué (DCS), et l'intégration d'unités annexes telles que le système de torche, les utilités et les équipements de sécurité, assurent à l'unité GPL2 une fiabilité élevée et un rendement optimisé. En définitive, cette unité représente une infrastructure stratégique pour SONATRACH, tant sur le plan énergétique qu'économique, contribuant significativement à la chaîne de valeur du gaz naturel en Algérie.

Chapitre III : Matériels et méthodes

III.1. Introduction

Ce chapitre présente de manière approfondie les outils, logiciels, méthodes de modélisation et techniques d'analyse mis en œuvre dans le cadre de cette étude. Le travail repose principalement sur deux axes : une modélisation numérique à l'aide du logiciel Aspen HYSYS pour simuler le fonctionnement du Turbo-expander dans le train 3 de traitement du gaz naturel, et une analyse expérimentale du gaz de vente par chromatographie en phase gazeuse (CPG) permettant de contrôler la qualité du gaz produit.

Ces approches complémentaires permettent d'évaluer à la fois la performance du procédé et la conformité du gaz de vente aux spécifications du marché.

III.2. Matériel utilisé

III.2.1. Logiciel Aspen HYSYS

Le logiciel de simulation Aspen HYSYS (12.1), développé par AspenTech a été utilisé pour modéliser le procédé de traitement du gaz naturel. Ce logiciel permet une représentation précise des équilibres thermodynamiques, des bilans matière/énergie, ainsi que des comportements unitaires tels que la détente isentropique dans un turbo-expander.

III.2.2 Équipement de chromatographie (CPG)

Afin de vérifier la conformité du gaz de vente aux spécifications de qualité exigées pour la commercialisation, une analyse chromatographique est effectuée. La méthode repose sur la chromatographie en phase gazeuse (CPG) (*Figure III .1.*), technique particulièrement adaptée pour la séparation et la quantification des constituants légers présents dans les mélanges gazeux.

L'analyse expérimentale du gaz de vente a été réalisée, dans le laboratoire d'analyse de GPL2. Pendant la période du 13/02/2025 jusqu'au 24/02/2025, à l'aide d'un chromatographe de type :

- SHIMADZU CORP 36023, série C114849.
- Détecteur : TCD (détecteur à conductivité thermique).
- Colonne : Capillaire PLOT (Porous Layer Open Tubular), adaptée aux composés légers (C_1 à C_5 , CO_2 , N_2).

Les échantillons de gaz sont injectés directement dans le chromatographe via un système de prélèvement sécurisé, à température et pression régulées.



Figure III.1 : Appareil CPG (SHIMADZU série C114849) utilisé (Laboratoire d'analyse de GPL 2).

Les données ont été analysées en utilisant le logiciel de chromatographie ChemStation.

III.3. Méthodologie expérimentale : Analyse CPG

III.3.1. Objectif

L'analyse par CPG vise à déterminer la composition molaire du gaz de vente après traitement, en particulier pour contrôler :

- La teneur en hydrocarbures (C_1 à C_5).
- La présence de composés indésirables (CO_2 , N_2 , H_2S , etc.).
- La conformité aux normes de spécification du gaz de vente.

III.3.2. Préparation et calibration

Avant de procéder aux analyses chromatographiques, une calibration rigoureuse du chromatographe en phase gazeuse (CPG) a été effectuée à l'aide d'un mélange étalon certifié contenant les principaux composants du gaz naturel. Cette calibration a permis d'établir une courbe d'étalonnage pour chaque gaz à différentes concentrations, garantissant une réponse linéaire et précise de l'appareil. La reproductibilité des mesures a également été vérifiée par des injections répétées, avec un écart-type inférieur à 0,5 %, confirmant la stabilité et la fiabilité du système analytique mis en place.

III.3.3 Procédure d'analyse

- Prélèvement du gaz en sortie du train 3 à travers un échantillonneur automatisé.
- Injection en triplicata de 1 mL de gaz dans le chromatographe.
- Analyse réalisée à température isotherme (60 °C).
- Gaz vecteur (He) avec un débit de 28 ml/min.
- Durée d'analyse : 15 minutes.

Les pics chromatographiques sont intégrés automatiquement et les résultats sont exprimés en fractions molaires.

III.4. Méthodologie numérique : Simulation sous HYSYS

La simulation du procédé de récupération des hydrocarbures lourds a été réalisée à l'aide du logiciel Aspen HYSYS, outil de référence dans l'industrie pétrolière et gazière pour la modélisation des procédés thermodynamiques. Cette plateforme permet de simuler avec précision les comportements de mélanges gazeux complexes en conditions industrielles, en intégrant des équations d'état, des modèles de transfert de chaleur, et des modules de séparation multi-phases.

L'approche numérique adoptée repose sur les étapes suivantes :

1. Définition des composants du mélange gazeux à traiter.
2. Sélection de l'équation d'état thermodynamique adaptée.
3. Construction du schéma de procédé modulaire (étapes du traitement).
4. Implémentation des conditions opératoires.

5. Validation du modèle par comparaison avec les données industrielles.
6. Étude paramétrique par variation de la pression, température et débit.

III.4.1. Sélection des composants et qualité des données d'entrée

La précision et la pertinence des résultats obtenus dans une simulation de procédé sous HYSYS dépendent étroitement de la qualité des données d'entrée, en particulier la composition du gaz brut et les propriétés physico-chimiques associées. C'est pourquoi le choix rigoureux des composants à inclure dans le modèle constitue une étape fondamentale dans la construction d'une simulation réaliste et représentative des conditions industrielles réelles.

Dans le cas du Train 3, le gaz brut traité est un mélange complexe issu directement du réservoir, comprenant des hydrocarbures légers (tels que le méthane et l'éthane), des hydrocarbures plus lourds (tels que le propane, les butanes et les pentanes), ainsi que des gaz inertes ou acides (notamment l'azote et le dioxyde de carbone).

La liste des composants sélectionnés pour la simulation est la suivante :

- Hydrocarbures légers :
 - CH_4 (méthane).
 - C_2H_6 (éthane).
- Hydrocarbures intermédiaires à lourds :
 - C_3H_8 (propane).
 - i- C_4H_{10} (isobutane).
 - n- C_4H_{10} (n-butane).
 - C_5^+ (fraction représentative des pentanes et plus).
- Gaz inertes ou acides :
 - N_2 (azote).
 - CO_2 (dioxyde de carbone).

Ces composants (**Tableau III.1.**) ont été sélectionnés à partir de la base de données thermodynamiques intégrée à HYSYS, qui fournit pour chacun d'eux les paramètres

nécessaires à la modélisation, tels que la constante d'équation d'état, l'enthalpie de formation, le point d'ébullition...etc.

Tableau III.1 : Composition molaire du gaz brut traité dans le Train 3.

Composant	Formule	Fraction molaire (%)
Méthane	CH ₄	69,53
Ethane	C ₂ H ₆	20,05
Propane	C ₃ H ₈	3,90
Isobutane	i-C ₄ H ₁₀	0,32
n-butane	n-C ₄ H ₁₀	0,94
Pentanes	C ₅ ⁺	0,34
Dioxyde de carbone	CO ₂	2,11
Azote	N ₂	2,79
Total		100 %

III.4.2. Choix du modèle thermodynamique

Pour mener à bien l'étude paramétrique sur le taux de récupération des hydrocarbures lourds à la sortie du Turbo-expander du train 3, nous avons utilisé le logiciel Aspen HYSYS.

Il s'agit d'un simulateur de procédés reconnu dans l'industrie du pétrole et du gaz pour sa capacité à modéliser avec précision des systèmes complexes dans des conditions de fonctionnement variées.

Le modèle Peng-Robinson a été retenu comme paquet thermodynamique en raison de sa capacité à modéliser avec précision les propriétés thermodynamiques des mélanges gazeux, y compris dans les conditions de haute pression et basse température souvent rencontrées dans les systèmes d'expansion comme ceux des turbo-expanders. Cette équation, largement utilisée dans les industries pétrolières et gazières, fournissant ainsi des résultats fiables pour les calculs d'enthalpie, d'entropie et d'autres paramètres thermodynamiques essentiels. En outre,

elle permet de prédire le comportement des gaz réels et de modéliser les phénomènes complexes.

III.4.3. Schéma du procédé modélisé

Le schéma ci-dessous (*Figure III .2*) illustre l'ensemble du procédé de séparation et de liquéfaction du gaz naturel tel qu'il a été modélisé à l'aide du simulateur Aspen HYSYS, en intégrant les principales unités opérationnelles et les conditions réelles de fonctionnement.

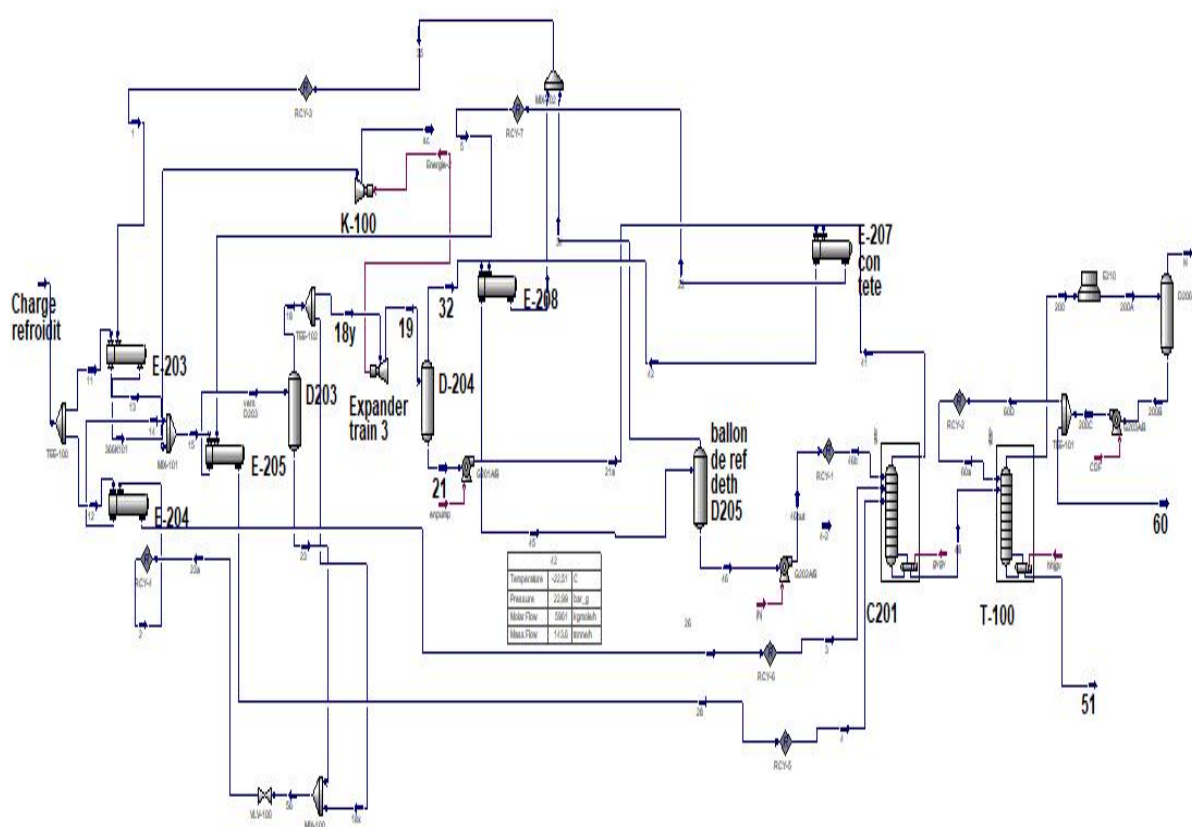


Figure III .2 : Schéma général de la production du train 3 par le logiciel Aspen HYSYS.

Chaque étape du procédé a été modélisée à l'aide des blocs fonctionnels de HYSYS (*Figure III.2*). Le procédé simulé comprend principalement :

III.4.3.1. Bloc d'alimentation.

Débit, pression, température et composition du gaz brut ont été intégrés selon les valeurs moyennes mesurées sur le train 3 (*Figure III .3*). La composition du gaz est celle définie dans la section précédente.



Figure III .3 : Entrée du train 3 par le logiciel Aspen HYSYS.

III.4.3.2. Échangeur de chaleur

Simule le refroidissement initial du gaz par échange thermique afin d'abaisser la température du gaz pour favoriser la condensation des fractions lourdes à l'étape suivante.

III.4.3.3. Turbo-expander

Le détendeur (*Figure III .4*) est modélisé en mode isentropique, avec un rendement de 55 % valeur représentative du rendement réel des machines industrielles (*Figure III .5*). Il permet la détente du gaz, provoquant un abaissement de température et favorisant la séparation des condensats.

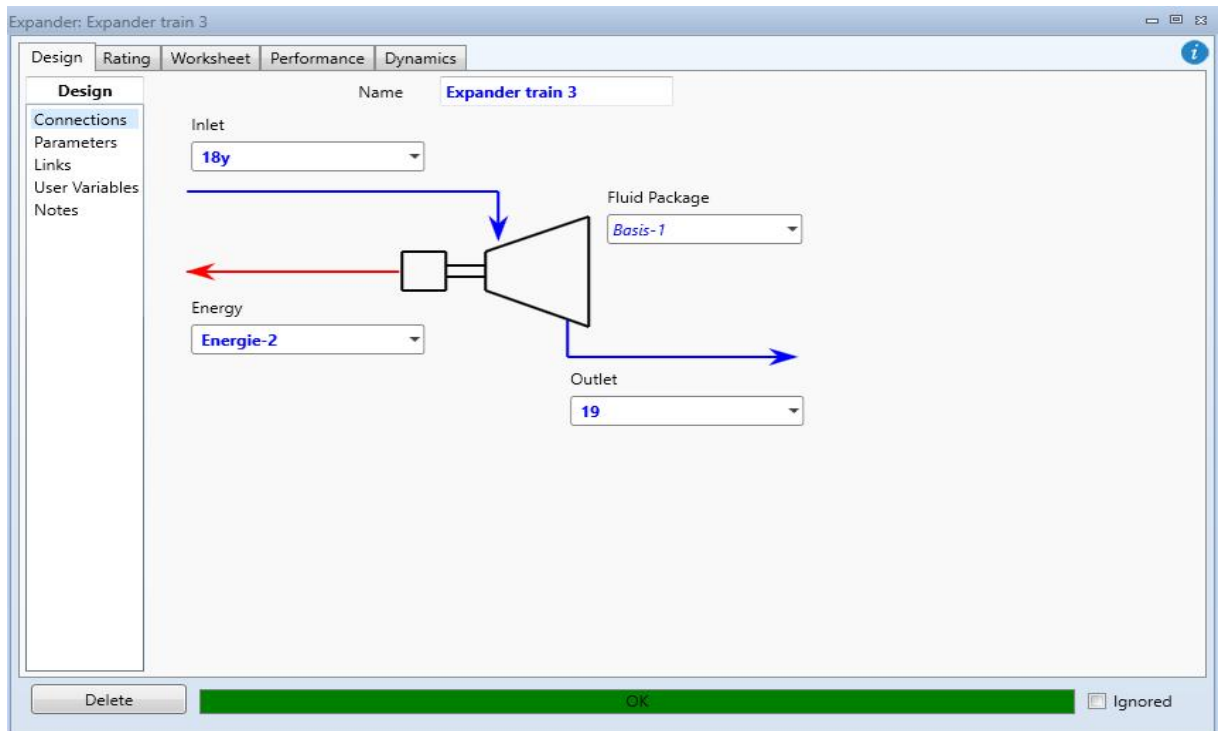


Figure III .4 : Expander du train 3.

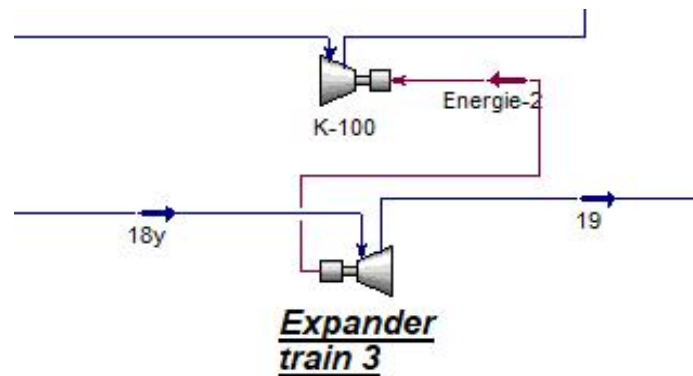


Figure III .5 : Schéma de l'expander du train 3.

18y : Entrée de l'expander.

19 : Sortie de l'expander.

III.4.3.4. Séparateur flash

Cet équipement (*Figure III. 6*) sépare le gaz détendu en deux phases :

- Une phase liquide : riches en C_3^+ , constituant les GPL et condensats.
- Une phase gazeuse : le gaz de vente.

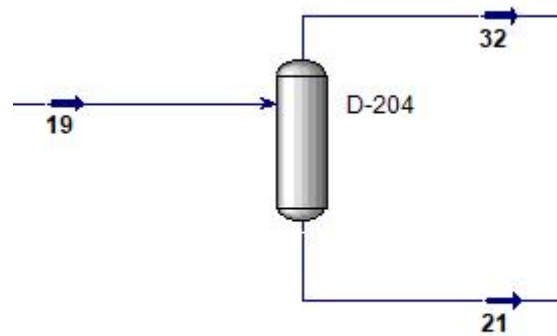


Figure III.6 : Ballon de séparation D-204.

32 : Sortie du ballon D-204 phase gazeuse.

21 : Sortie du ballon D-204 phase liquide.

III.4.3.5. Bloc de sortie : GPL, Condensats et Gaz de vente

Dans la simulation réalisée sous HYSYS, les flux de sortie sont représentés par trois principaux blocs distincts (GPL, Condensats et Gaz de vente), correspondant chacun à une phase de produit issue du traitement du gaz après détente par Turbo-expander (*Figure III.7*).

Chaque flux est relié à une sortie dans le simulateur HYSYS, ce qui permet un suivi détaillé des débits, des compositions, des températures ainsi que des enthalpies à chaque étape du procédé.

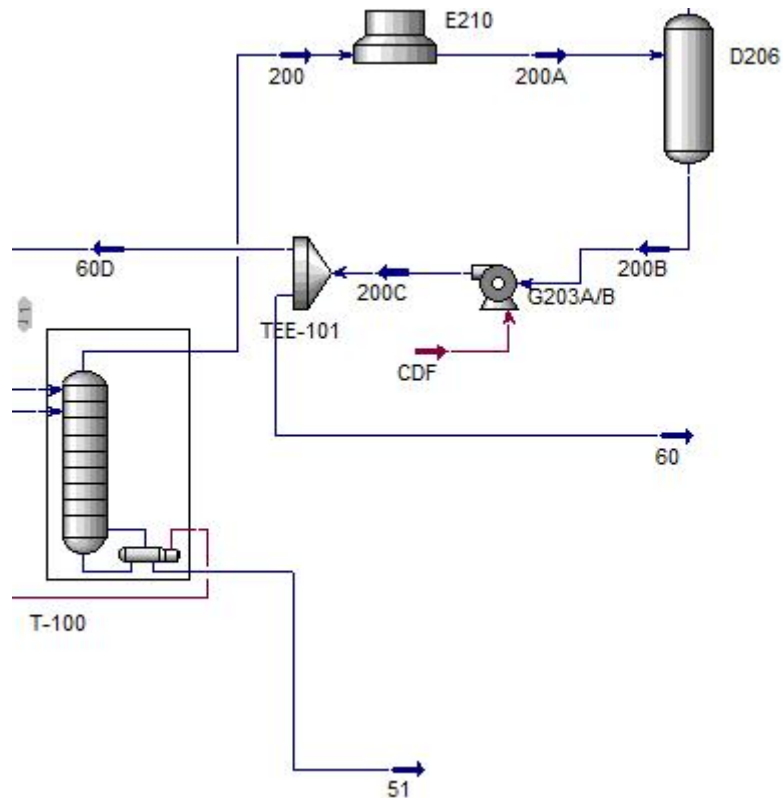


Figure III.7 : Sortie du train 3.

51 : Condensat.

60 : GPL.

III.4.4. Paramétrage du simulateur

- **Paquet thermodynamique** : Peng-Robinson (PR).
- **Unité de température** : °C.
- **Unité de pression** : bar_g.
- **Unité de débit** : tonne/h.

Les conditions d'entrée (*Tableau III.2*) sont définies comme suit :

Tableau III.2 : Les conditions d'entrée du train.

Paramètre	Valeur
Température entrée	50 °C
Pression entrée	96 bar_g
Débit	370 tonne/h

L'outil CASSTUDY intégré dans HYSYS a été utilisé pour analyser l'impact de la variation des conditions d'entrée à savoir la pression, la température et le débit sur le taux de récupération des hydrocarbures lourds à la sortie du Turbo-expander du train 3, sujet d'une baisse significative de performance suite à un freinage côté turbocompresseur. La simulation inclura le cas actuel, ainsi que des scénarios explorant diverses plages de paramètres. Cet outil extrêmement puissant permet, en un temps relativement court, d'explorer divers aspects des changements de paramètres. Il offre ainsi une évaluation plus précise et détaillée. On note que la pression de sortie est maintenue à 21,87 bar_g suite au freinage imposé par le compresseur.

III.4.5. Étude paramétrique

L'étude paramétrique est réalisée en faisant varier individuellement chaque paramètre clé.

Cette analyse permet d'identifier les conditions optimales de fonctionnement pour :

- Éviter le freinage du compresseur.
- Réduire les pertes.

Pour chaque scénario, le taux de récupération des C_3^+ est évalué,

III.4.5.1. Influence de la variation de pression

Cette partie s'intéresse à l'influence de la variation de la pression d'entrée du train 3 sur l'efficacité de récupération du GPL au niveau du fond du ballon D-204 (*Tableau III.3*), en aval de l'expander, ainsi que sur les pertes associées dans le gaz résiduel. L'étude porte sur une plage de pression comprise entre 90 et 98 bar_g, tandis que la température (50 °C) et le débit d'alimentation (370 tonnes/h) sont maintenus constants.

Tableau III.3 : Différents cas de variation de la pression à l'entrée du train 3.

État	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9
Pression (bar_g)	90	91	92	93	94	95	96	97	98

III.4.5.2. Influence de la variation de la température

La variation de la température à l'entrée du train 3 a été étudiée en maintenant constants la pression et le débit d'alimentation, fixés respectivement à 96 bar_g et 370 tonnes/h. Cette approche permet d'évaluer exclusivement l'impact de la température sur le rendement du procédé.

Tableau III.4 : Différents cas de variation de la température à l'entrée du train 3.

État	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9
Température (°C)	40	42	44	46	48	50	52	54	56

III.4.5.3. Influence de la variation du débit

Dans cette partie on va étudier l'effet de la variation du débit d'entrée du train sur le taux de récupération en GPL dans le fond du ballon D-204 de refoulement expander et sur le taux des pertes de ces produits dans le gaz résiduel ; le débit varie entre 260 tonne/h et 440 tonne/h, en fixant la température et la pression.

Tableau III.5 : Différents cas de variation du débit d'alimentation.

État	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4	Cas 5	Cas 6	Cas 7	Cas 8	Cas 9	Cas 10
Débit (tonnes/h)	260	280	300	320	340	360	380	400	420	440

III.5. Calculs et traitements

III.5.1. Taux de récupération

Le taux de récupération est calculé selon la formule :

$$\text{Taux de récupération (\%)} = \frac{\text{Débit molaires C3+à la sortie}}{\text{débit C3+à l'entrée}} \times 100 \dots\dots\dots \text{III.1.}$$

III.5.2. Pouvoir calorifique

À partir des compositions issues de la CPG et HYSYS, le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est déterminé, selon :

$$\text{PCS} = \sum_i (x_i \times \text{PCS}_i) \dots\dots\dots \text{III.2.}$$

Où x_i est la fraction molaire du composé i et PCS_i son pouvoir calorifique molaire.

III.6. Conclusion

Ce chapitre a présenté la démarche méthodologique adoptée pour modéliser le fonctionnement du Train 3 à l'aide du logiciel Aspen HYSYS, en faisant varier les paramètres clés du procédé. Parallèlement, une analyse qualitative et quantitative du gaz de vente a été réalisée par chromatographie en phase gazeuse (CPG), afin de contrôler sa conformité aux exigences contractuelles.

Chapitre IV : Résultats et discussions

IV.1. Introduction

Ce chapitre présente les principaux résultats auxquels cette étude a mené. En l'occurrence ceux issus de la simulation du procédé de séparation et de liquéfaction du gaz naturel à l'aide d'Aspen HYSYS, en mettant en évidence l'impact des variations de débit, pression et température sur le taux de récupération de GPL et la stabilité du compresseur, ainsi que les résultats expérimentaux obtenus par l'analyse chromatographique (CPG) du gaz de vente et leurs interprétations.

IV.2. Résultats de simulation

➤ Cas réel

Les paramètres réels de fonctionnement du turbo-expander (*Figure IV.1*) ont été collectés au niveau de la salle de contrôle (DCS) de l'unité GPL2 (*Figure IV .2*), les composants d'alimentation de l'expander ont été tirés à l'aide du simulateur HYSYS (*Tableau IV.1*).

Tableau IV.1 : Paramètres de fonctionnement de l'expander (pression, température et débit) du cas actuel.

Composant	Entrée de l'expander	Sortie de l'expander
H ₂ O	0,00	0,00
N ₂	2,80	2,80
CO ₂	2,12	2,12
C ₁	69,53	69,53
C ₂	20,05	20,05
C ₃	3,90	3,90
C ₄	0,32	0,32
n-C ₄	0,94	0,94
i-C ₅	0,12	0,12
n-C ₅	0,08	0,08
n-C ₆	0,14	0,14
Pression (bar_g)	95,30	21,87
Température (°C)	4,02	-49,13
Débit (tonne/h)	290	290

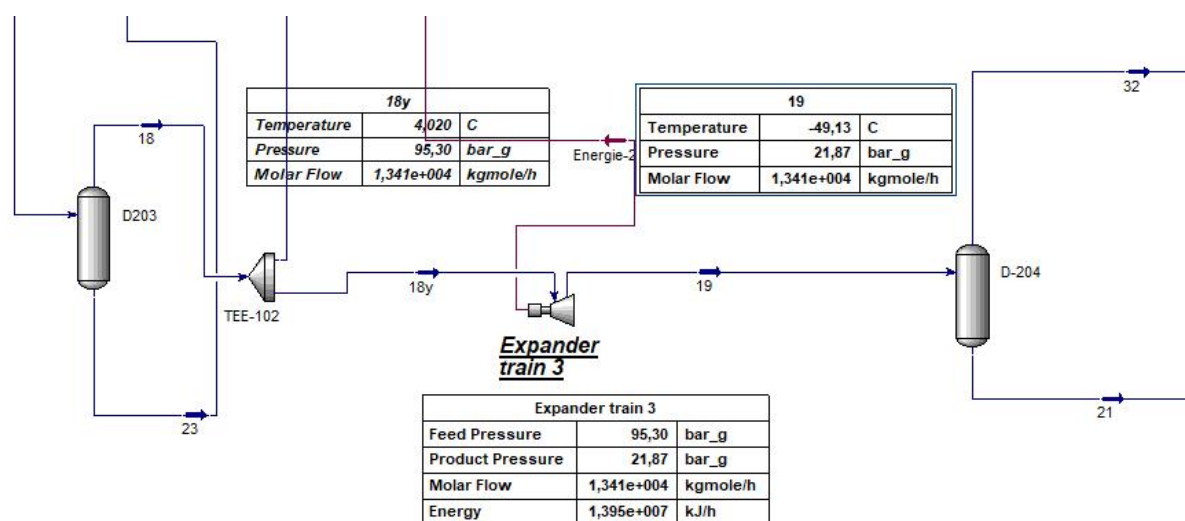


Figure IV.1 : Schéma de principe de l'expander du train 3.

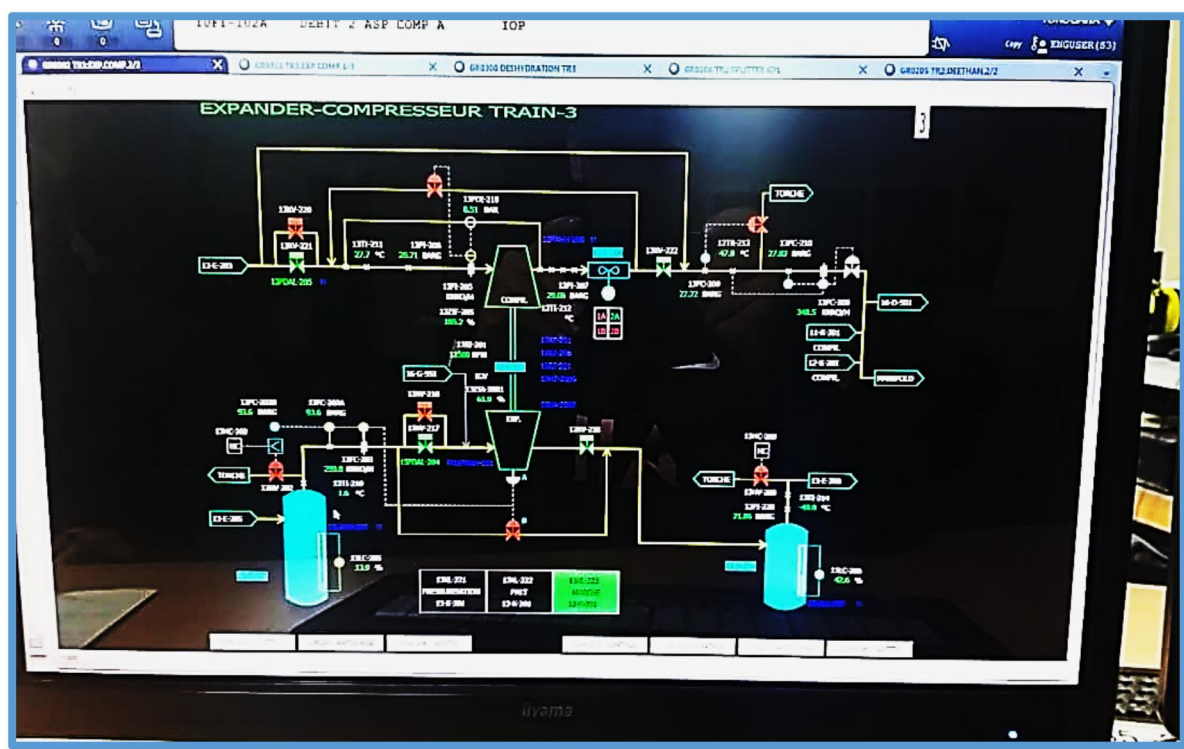


Figure IV.2 : Capture sur DCS de l'expander et du compresseur du train 3 (12/04/2025).

Dans le cas actuel (débit de 370 tonne/h), les résultats suivants ont été observés :

- Pression élevée dans le compresseur, provoquant des phénomènes de freinage.
- Température de sortie non suffisante pour une liquéfaction efficace.
- Pertes énergétiques significatives dans les échangeurs et les compresseurs.
- Baisse du taux de récupération des hydrocarbures lourds.

Le compresseur souffrait d'instabilités dues au débit excessif, ce qui entraînait des oscillations de pression (freinage).

IV.2.1. Étude paramétrique

L'étude de l'influence des variations des paramètres opératoires a été réalisée à l'aide de l'outil CASSTUDY sur HYSYS, trois paramètres clés ont été étudiés : Le débit, la pression et la température.

IV.2.1.1. Effet de la variation du débit

La variation de débit entre 260 tonne/h et 440 tonne/h a été établit en maintenant une pression et température constante à l'entrée de 96 bar_g et 50 °C respectivement.

IV.2.1.1.1. Influence de la variation du débit sur la quantité du GPL récupérée

D'après les résultats récapitulés dans le **tableau (IV.2)**, on constate qu'une augmentation de la charge refroidie améliore le débit de GPL récupéré, ce qui démontre l'impact favorable d'une hausse du débit sur l'efficacité du processus. Le débit massique du propane, de l'isobutane et du n-butane suit une tendance croissante avec l'augmentation du débit de l'alimentation, indiquant une meilleure séparation des composants.

Cependant la quantité de GPL récupérée passe de 15109,2275 Kg/h dans (Cas 1) à 29196,6540 Kg/h dans le (Cas 10), soit une augmentation de près de 93,23 %. Cela est cohérent avec les principes de distillation et de séparation des gaz liquéfiés dans les unités de traitement [15].

Tableau IV .2 : Influence de la variation du débit sur la récupération de GPL dans la charge du fond ballon D-204.

État	Charge refroidie (tonne/h)	Tse (° C)	Débit de Propane (Kg/h)	Débit de i-Butane (Kg/h)	Débit de n-Butane (Kg/h)	GPL récupéré (Kg/h)
Cas 1	260	-46.26	9628,3233	1339,1661	4141,7381	15109,2275
Cas 2	280	-49.91	11585,3556	1541,9046	4715,7288	17842,9890
Cas 3	300	-51.49	13135,1491	1717,9243	5232,1677	20085,2411
Cas 4	320	-51.42	14339,0467	1874,2719	5707,8978	21921,2164
Cas 5	340	-50.81	15369,5740	2021,3109	6164,7369	23555,6218
Cas 6	360	-49.72	16222,2049	2157,9757	6599,9396	24980,1202
Cas 7	380	-48.44	16957,2558	2286,9403	7018,5287	26262,7248
Cas 8	400	-47.15	17581,1624	2408,5973	7421,3968	27411,1565
Cas 9	420	-45.74	18074,8755	2520,5638	7802,6205	28398,0598
Cas 10	440	-44.26	18417,8460	2620,9754	8157,8326	29196,6540

Les résultats indiquent qu'une augmentation contrôlée du débit peut être une solution efficace pour maximiser la récupération du GPL. Néanmoins, il est important de contrôler les températures et la pression pour éviter une saturation du système susceptible d'altérer la qualité du gaz séparé [16].

IV.2.1.1.2. Influence de de la variation du débit sur les pertes en GPL

On observe une corrélation entre l'augmentation du débit et la hausse des pertes en GPL dans le gaz résiduel. La quantité totale de GPL perdue passe de 5308,2982 Kg/h (Cas 1) à 11638,3971 Kg/h (Cas 10), ce qui indique un doublement des pertes lorsque le débit augmente, ce qui suggère qu'à des débits plus élevés, une fraction importante de propane et de butanes reste dans le gaz résiduel.

Une légère hausse de température est également constatée au fur et à mesure que le débit augmente (**Tableau IV .3**), ce qui pourrait réduire l'efficacité de la condensation et favoriser la présence de GPL dans le gaz résiduel.

Tableau IV.3 : Influence de la variation du débit sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel.

Etat	Charge refroidie (tonne/h)	Tse (°C)	Pertes en propane (Kg/h)	Débit de i-Butane (Kg/h)	Débit de n-Butane (Kg/h)	Pertes en GPL (Kg/h)
Cas 1	260	-46.26	4691,2654	209,5163	407,5165	5308,2982
Cas 2	280	-49.91	4325,2984	178,8536	338,9985	4843,1505
Cas 3	300	-51.49	4366,5703	174,9098	328,0323	4869,5124
Cas 4	320	-51.42	4753,7381	190,6380	357,7749	5302,1510
Cas 5	340	-50.81	5314,2763	215,6748	406,4086	5936,3597
Cas 6	360	-49.72	6052,7108	251,0858	476,6786	6780,4752
Cas 7	380	-48.44	6908,7253	294,1971	563,5623	7766,4847
Cas 8	400	-47.15	7875,884	344,6159	666,1669	8886,6668
Cas 9	420	-45.74	8973,2364	404,7252	790,4159	10168,3775
Cas 10	440	-44.26	10221,3312	476,3894	940,6765	11638,3971

Il ressort de ces résultats que l'augmentation du débit n'est pas toujours bénéfique, car elle peut engendrer une surcharge des installations et une réduction de l'efficacité de récupération du propane et des butanes. Il est donc essentiel de trouver un équilibre entre le débit et l'efficacité du processus. Il est recommandé donc d'optimiser le débit massique en identifiant la limite au-delà de laquelle les pertes en GPL deviennent trop importantes, en ajustant les paramètres de séparation (pression, température) afin d'améliorer le système de récupération.

IV.2.1.1.3. Influence de la variation du débit sur le taux de récupération de GPL.

Le taux de récupération du GPL (**Tableau IV.4**) augmente initialement avec l'augmentation du débit massique de la charge refroidie, atteignant un maximum de 80,52 % au débit de 320 tonne/h. À partir de 340 tonne/h, une diminution progressive est constatée, atteignant 71,50 % à 440 tonne/h, indiquant un dépassement possible de la capacité des équipements.

Tableau IV.4 : Variation du taux de récupération de GPL en fonction du débit de l'alimentation.

Charge refroidie (tonne/h)	GPL récupéré (Kg/h)	Pertes en GPL (Kg/h)	Débit de GPL (Kg/h)	Taux de récupérations de GPL (%)
260	15109,2275	5308,2982	20417,5257	74,00
280	17842,989	4843,1505	22686,1395	78,65
300	20085,2411	4869,5124	24954,7535	80,49
320	21921,2164	5302,151	27223,3674	80,52
340	23555,6218	5936,3597	29491,9815	79,87
360	24980,1202	6780,4752	31760,5954	78,65
380	26262,7248	7766,4847	34029,2095	77,18
400	27411,1565	8886,6668	36297,8233	75,52
420	28398,0598	10168,3775	38566,4373	73,63
440	29196,6540	11638,3971	40835,0511	71,50

À faible débit, le taux de récupération est relativement bas (74 % pour 260 tonne/h), et les pertes restent limitées. Lorsque le débit augmente, la récupération atteint son optimum, mais les pertes augmentent progressivement, atteignant 11638,3971 Kg/h pour le débit maximal de 440 tonne/h. Cela suggère une limite opérationnelle au-delà de laquelle le système perd en efficacité.

La courbe du taux de récupération montre une zone de performance maximale entre 300 et 320 tonne/h (**Figure IV.3.**), ce qui pourrait être la plage optimale pour maximiser la récupération tout en minimisant les pertes. Au-delà de cet intervalle, un accroissement du débit entraîne plus de pertes en GPL, réduisant ainsi l'efficacité globale du processus. Les résultats indiquent que 320 tonne/h représentent une valeur seuil où la récupération du GPL atteint son maximum avant de commencer à décliner.

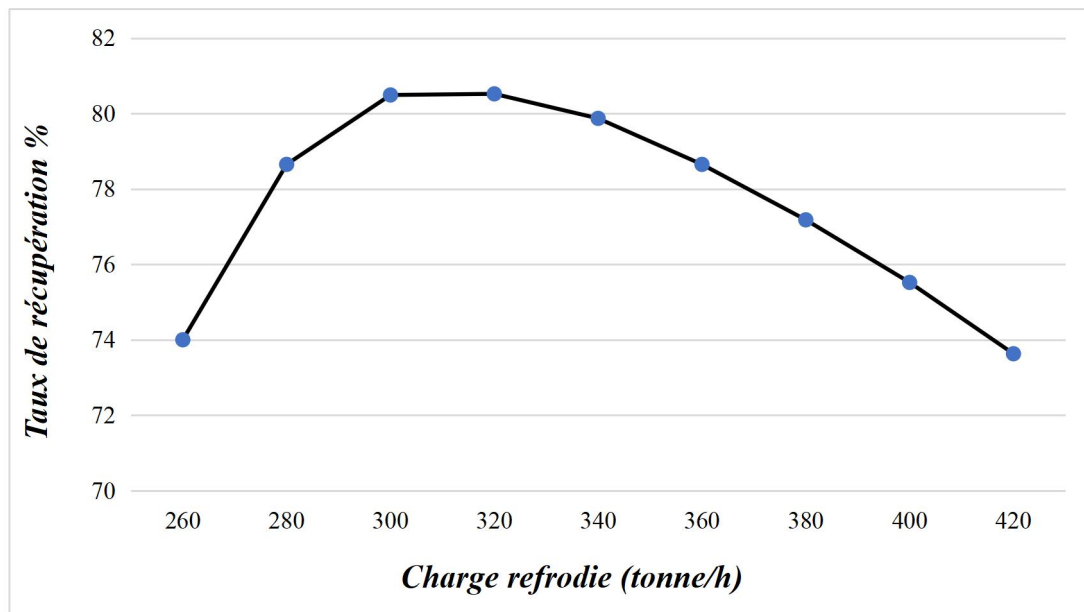


Figure IV.3 : Evolution du taux de récupération de GPL en fonction du débit de l'alimentation.

IV.2.1.2. Effet de la pression

L'impact de la variation de la pression d'entrée du train 3, sur le taux de récupération des GPL au fond du ballon D-204 du refoulement Expander, ainsi que sur le taux de pertes de ces produits dans le gaz résiduel, sera analysé. La pression sera modulée entre 90 bar_g et 98 bar_g.

IV.2.1.2.1. Influence de la pression sur le débit de GPL récupéré dans la charge du fond ballon D-204

Les résultats regroupés dans le tableau ci-dessous montrent que la quantité de GPL récupérée augmente progressivement avec l'élévation de la pression. La récupération passe de 23949,5437 Kg/h (à 90 bar_g) à 26168,9410 Kg/h (à 98 bar_g), soit une augmentation d'environ 9,27 %. Ce résultat suggère que l'élévation de la pression favorise la condensation des hydrocarbures, améliorant ainsi leur séparation dans la phase liquide [17,18].

Tableau IV.5 : Variation de la quantité du GPL récupérée en fonction de la pression dans la charge du fond ballon D-204.

Etat	Pression bar_g	Débit de propane liquide (Kg/h)	Débit de i- Butane liquide) (Kg/h)	Débit de n- Butane liquide (Kg/h)	GPL récupéré (Kg/h)
Cas1	90	15173,7355	2139,2832	6636,5250	23949,5437
Cas 2	91	15448,3449	2156,2454	6672,2398	24276,8301
Cas 3	92	15658,4490	2168,7903	6698,3631	24525,6024
Cas 4	93	15931,2661	2185,0793	6732,3674	24848,7128
Cas 5	94	16151,9442	2197,8682	6758,8172	25108,6296
Cas 6	95	16381,6921	2211,0124	6785,9263	25378,6308
Cas 7	96	16600,2187	2223,2885	6811,1207	25634,6279
Cas 8	97	16841,8394	2236,7256	6838,6521	25917,2171
Cas 9	98	17057,8848	2248,478	6862,5782	26168,9410

IV.2.1.2.2. Influence de la pression sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel.

Les résultats démontrent qu'une diminution progressive de la quantité de GPL perdue dans le gaz résiduel apparaît au fur et à mesure que la pression augmente. La quantité des pertes passe de 8945,3586 Kg/h (à 90 bar_g) à 6725,9614 Kg/h (à 98 bar_g), soit une réduction de 24,8 % (**Tableau IV.6**).

Tableau IV.6 : Influence de la variation de la pression sur les pertes en GPL

Etat	Charge refroidie Pression bar_g	Tse	Débit de Propane gaz (Kg/h)	Débit de i-Butane gaz (Kg/h)	Débit de n-Butane gaz (Kg/h)	Pertes en GPL (Kg/h)
Cas 1	90	-46.03	7896,7128	355,8162	692,8296	8945,3586
Cas 2	91	-46.56	7622,1035	338,8541	657,1148	8618,0724
Cas 3	92	-47.05	7411,9993	326,3092	630,9915	8369,3000
Cas 4	93	-47.57	7139,1822	310,0202	596,9872	8046,1896
Cas 5	94	-48.07	6918,5042	297,2313	570,5374	7786,2729
Cas 6	95	-48.58	6688,7562	284,0871	543,4283	7516,2716
Cas 7	96	-49.11	6470,2297	271,811	518,2339	7260,2746
Cas 8	97	-49.68	6228,609	258,3738	490,7025	6977,6853
Cas 9	98	-50.25	6012,5636	246,6214	466,7764	6725,9614

Ces résultats suggèrent que l'augmentation de la pression favorise la condensation des hydrocarbures, limitant ainsi leur évacuation sous forme de gaz [19].

IV.2.1.2.3. Évolution du taux de récupération du GPL en fonction de la pression

D'après l'analyse du tableau ci-dessus on remarque que la variation de la pression d'entrée de l'expander à un impact positif significatif sur le taux de récupération en GPL. Le taux passe de 72,81 % (90 bar_g) à 79,55 % (98 bar_g), soit une amélioration de 6,74 % (**Tableau IV.7.**). Cela confirme que l'élévation de la pression favorise la séparation des hydrocarbures liquéfiables, réduisant les pertes et optimisant le taux de récupération.

Une pression plus élevée permet une meilleure condensation, facilitant l'extraction du GPL à 98 bar_g, le taux de récupération atteint presque 80 %, ce qui pourrait être proche du rendement optimal [19].

Tableau IV.7. Variation du taux de récupération de GPL en fonction de la pression.

Pression bar_g	GPL récupéré (Kg/h)	Pertes en GPL (Kg/h)	Débit de GPL (Kg/h)	Taux de récupération de GPL (%)
90	23949,5437	8945,3586	32894,9023	72,81
91	24276,8301	8618,0724	32894,9025	73,80
92	24525,6024	8369,3000	32894,9024	74,56
93	24848,7128	8046,1896	32894,9024	75,54
94	25108,6296	7786,2729	32894,9025	76,33
95	25378,6308	7516,2716	32894,9024	77,15
96	25634,6279	7260,2746	32894,9025	77,93
97	25917,2171	6977,6853	32894,9024	78,79
98	26168,9410	6725,9614	32894,9024	79,55

On observe également une diminution progressive des pertes en GPL à mesure que la pression augmente, comme l'illustre clairement la (**Figure IV.4**). En effet, ces pertes passent de 8945,36 kg/h à 6725,96 kg/h, ce qui correspond à une réduction d'environ 25 %, traduisant une amélioration notable de l'efficacité de récupération.

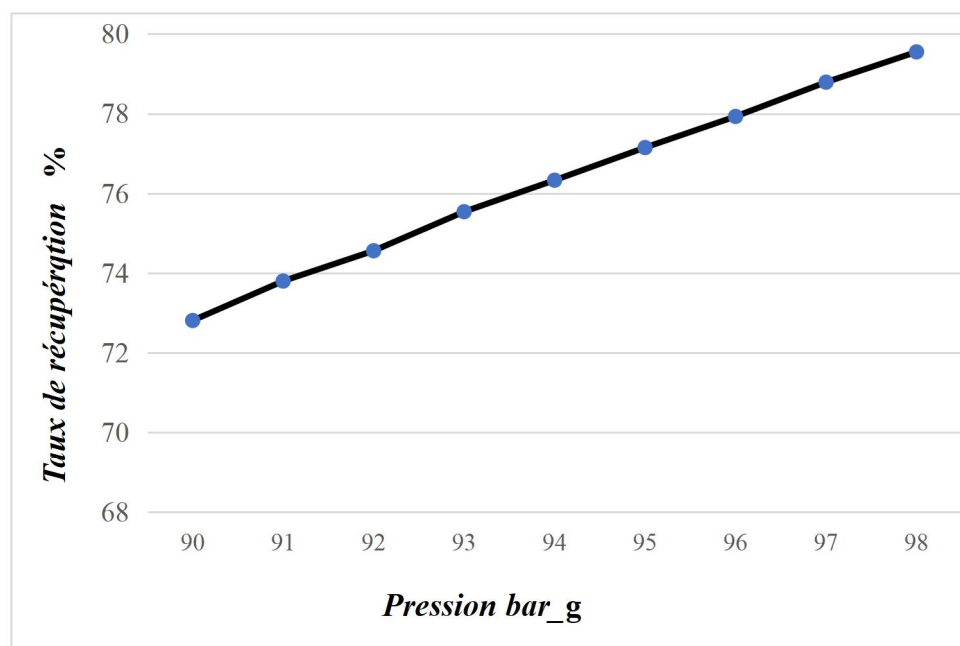


Figure IV.4. Influence de la variation de la pression sur le taux de récupération en GPL.

IV.2.1.3. Effet de la température

La variation de température a été établit entre 40 et 56 °C en maintenant une pression et débit constant à l'entrée de 96 bar_g et 370 tonne/h respectivement.

La baisse de température à la sortie de l'expander améliore la condensation des gaz lourds et diminue la quantité de gaz perdu dans le gaz résiduel [20].

Tableau IV.8 : Influence de la température sur la quantité de GPL récupéré dans la charge du fond D-204.

Etat	Te (°C)	18y -Tee (°C)	19 - Tes (°C)	Débit de Propane (Kg/h)	Débit de i-Butane (Kg/h)	Débit de n- Butane Kg/h	Quantité de GPL (Kg/h)
Cas 1	40	-3.614	-57.9	19014,984	2351,089	7070,262	28436,335
				5	0	4	9
Cas 2	42	-2.234	-56.24	18625,748	2332,447	7033,613	27991,810
				6	9	7	2
Cas 3	44	-0.6771	-54.41	18161,965	2309,270	6987,457	27458,693
				2	9	1	2
Cas 4	46	0.8471	-52.65	17682,351	2284,176	6936,785	26903,312
				4	0	4	8
Cas 5	48	2.427	-50.88	17161,170	2255,601	6878,275	26295,048
				7	8	5	0
Cas 6	50	3.988	-49.16	16620,406	2224,480	6813,615	25658,501
				3	0	1	4
Cas 7	52	5.457	-47.58	16089,570	2192,425	6746,044	25028,040
				6	3	9	8
Cas 8	54	6.889	-46.06	15553,232	2158,470	6673,434	24385,137
				1	7	3	1
Cas 9	56	8.313	-44.57	15002,962	2121,932	6594,144	23719,039
				0	5	8	3

IV.2.1.3.1. Influence de la température sur la récupération du GPL

Les résultats présentés dans le tableau ci-dessus indiquent une diminution progressive de la quantité de GPL récupérée (propane, isobutane et n-butane) avec l'élévation de la température. La récupération passe ainsi de 28436,34 Kg/h à 40 °C à 23719,04 Kg/h à 56 °C, soit une baisse d'environ 16,6 % (**Tableau IV.8**). Cette tendance confirme que des températures plus faibles favorisent la condensation et la récupération efficace des composants légers, tandis qu'une augmentation de la température compromet leur liquéfaction, réduisant ainsi le rendement en GPL.

IV.2.1.3.2. Influence de la variation de la température sur les pertes en GPL

La quantité de pertes passe de 4458,5665 Kg/h à 40 °C à 9175,8632 Kg/h à 56 °C, soit une hausse de plus de 105 % (**Tableau IV. 9**). Cette évolution indique que des températures plus élevées réduisent l'efficacité de condensation, aboutissant à des pertes supplémentaires dans le gaz résiduel.

Tableau IV. 9 : Influence de la variation de la température sur les pertes en GPL dans le gaz résiduel.

Etat	Température (°C)	19 -Tes (°C)	Débit de Propane (Kg/h)	Débit de i-Butane (Kg/h)	Débit de n-Butane (Kg/h)	Pertes en GPL (Kg/h)
Cas 1	40	-57.9	4055,4638	144,0105	259,0922	4458,5665
Cas 2	42	-56.24	4444,6997	162,6515	295,7409	4903,0921
Cas 3	44	-54.41	4908,4832	185,8285	341,8975	5436,2092
Cas 4	46	-52.65	5388,097	210,9234	392,5692	5991,5896
Cas 5	48	-50.88	5909,2777	239,4976	451,0791	6599,8544
Cas 6	50	-49.16	6450,0421	270,6194	515,7395	7236,4010
Cas 7	52	-47.58	6980,8778	302,6742	583,3097	7866,8617
Cas 8	54	-46.06	7517,2163	336,6288	655,9203	8509,7654
Cas 9	56	-44.57	8067,4864	373,1670	735,2098	9175,8632

IV.2.1.3.3. Évolution du taux de récupération du GPL

L'analyse montre une corrélation inverse entre la température et le taux de récupération (*Tableau IV .10*), confirmant que la gestion précise de la température est essentielle pour maximiser l'extraction du GPL. Le taux de récupération passe de 86,45 % à 40 °C à 72,11 % à 56 °C, soit une baisse d'environ 14,34 %. Une température inférieure à 46 °C semble être idéale pour maximiser la récupération tout en réduisant les pertes. Au-delà de 50 °C, la récupération chute rapidement (*Figure IV .5*), ce qui suggère une perte d'efficacité accrue à des températures élevées.

Cette optimisation joue un rôle important dans l'amélioration des performances, en maximisant la production tout en minimisant les pertes dans le gaz résiduel, particulièrement dans des contextes où chaque gain d'efficacité est essentiel.

Tableau IV.10. Variation du taux de récupération en fonction de la température d'entrée.

Température (°C)	Débit de GPL récupéré (kg/h)	Pertes en GPL (kg/h)	Débit de GPL (kg/h)	Taux de récupération
40	28436,3359	4458,5665	32894,9024	86,45 %
42	27991,8102	4903,0921	32894,9023	85,09 %
44	27458,6932	5436,2092	32894,9024	83,47 %
46	26903,3128	5991,5896	32894,9024	81,79 %
48	26295,048	6599,8544	32894,9024	79,94 %
50	25658,5014	7236,4010	32894,9024	78,00 %
52	25028,0408	7866,8617	32894,9025	76,08 %
54	24385,1371	8509,7654	32894,9025	74,13 %
56	23719,0393	9175,8632	32894,9025	72,11 %

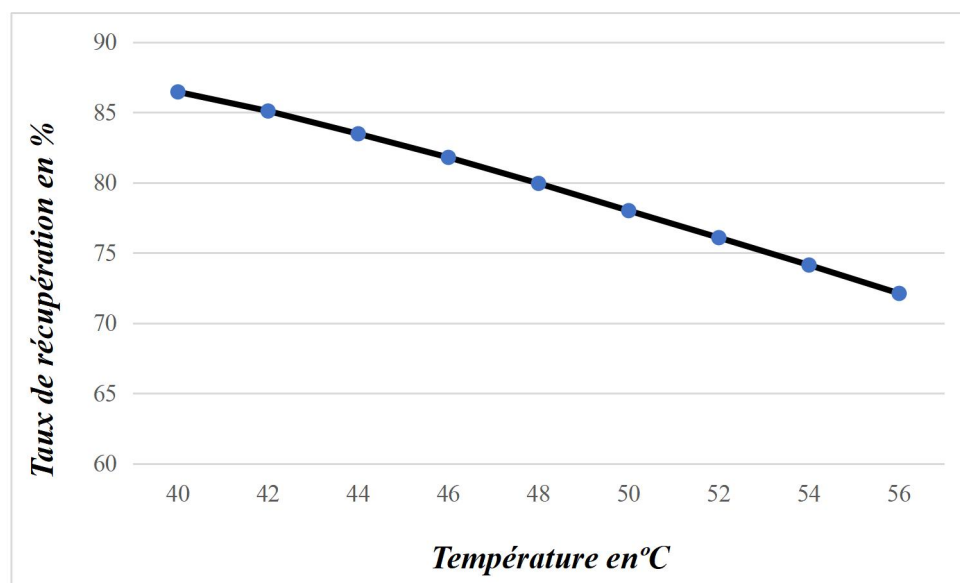


Figure IV.5 : Influence de la variation de la température sur le taux de récupération en GPL.

IV.3. Résultats des analyses effectuées par (CPG)

Le (tableau IV.11) regroupe les différents résultats des analyses effectuées du 13 février

2025 au 22 février 2025 par chromatographie en phase gazeuse (CPG) sur le gaz de vente issu du train 3 de l'unité GPL2.

Tableau IV.11 : Teneurs en fraction molaire (%) des différents constituants de gaz de vente issus du train 3.

Composition	Teneurs (%)								
	Jour 1	Jour 2	Jour 3	Jour 4	Jour 5	Jour 6	Jour 7	Jour 8	Jour 9
C1	72,74	72,66	72,61	72,76	72,43	72,21	72,24	72,54	72,64
C2	20,81	20,84	20,78	20,75	21,32	21,15	21,21	20,85	20,85
C3	1,25	1,21	1,18	1,12	1,15	1,25	1,23	1,31	1,18
i-C4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	00	0,00	0,00
n-C4	0,01	0,01	0,19	0,01	0,01	0,05	0,02	0,01	0,01

Chapitre IV : Résultats et discussions

i-C5	0,00	0,02	0,00	0,02	0,03	0,00	0,02	0,00	0,00
n-C5	0,01	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
C6 ⁺	0,03	0,03	0,03	0,05	0,03	0,03	0,03	0,00	0,02
N2	2,77	2,79	2,79	2,89	2,78	2,84	2,81	2,85	2,87
CO2	2,38	2,41	2,38	2,36	2,21	2,37	2,40	2,41	2,40
PM (g/mol)	20,34	20,37	20,41	20,35	20,37	20,45	20,43	20,37	20,35
Densité/Air	0,7025	0,7036	0,7050	0,7027	0,7036	0,7064	0,7057	0,7036	0,704
PCS (Kcal/m ³)	9990	9996	10021	9981	10041	10036	10024	9985	9974

L'analyse du mélange gazeux a été réalisée en 15 min, la ligne de base pour tous les échantillons était linéaire et la séparation et la résolution de pics étaient acceptables. D'après le tableau (IV.11) Le méthane (C₁) représente la majorité de la composition, avec des valeurs comprises entre 72,21 % et 72,76 %. L'éthane (C₂) varie entre 20,75 % et 21,32 %, montrant une certaine stabilité avec une légère fluctuation au jour 5. Les teneurs en propane (C₃) et butanes (i-C₄, n-C₄) restent très faibles, ce qui confirme que le gaz de vente est riche en méthane et éthane, avec une faible proportion d'hydrocarbures plus lourds.

Pour les impuretés présentes dans le gaz de vente ; le dioxyde de carbone (CO₂) oscille entre 2,21 % et 2,41 %, ce qui montre une légère variabilité, mais reste dans des marges acceptables pour un gaz de vente. L'azote (N₂) se situe autour de 2,77 % à 2,89 %, ce qui est conforme aux valeurs typiques des gaz naturels traités [21]. Les hydrocarbures plus lourds (C₆⁺) sont quasiment inexistantes, ce qui confirme une bonne purification du gaz avant sa distribution.

Concernant les propriétés physiques du gaz ; la masse molaire (PM) varie entre 20,34 Kg/Kmol et 20,45 Kg/Kmol, confirmant une composition stable du gaz sur les jours analysés. La densité par rapport à l'air oscille entre 0,7025 et 0,7064, ce qui est cohérent avec un gaz naturel principalement composé de méthane et d'éthane. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est compris entre 9974 et 10041 Kcal/m³, ce qui indique une bonne performance énergétique pour une utilisation industrielle ou domestique [22].

IV.3.1. Comparaison des résultats expérimentaux (CPG) et simulés (HYSYS)

Le tableau ci-dessous présente une comparaison entre les fractions molaires moyennes des principaux constituants du gaz de vente obtenues par chromatographie en phase gazeuse (CPG) et celles issues de la simulation sous Aspen HYSYS. Dans l'ensemble, les écarts absolus restent faibles, confirmant la cohérence entre les données expérimentales et les prévisions du modèle. Ces résultats sont également illustrés par l'histogramme de la (**Figure IV.7**), facilitant ainsi la visualisation des écarts entre les deux approches.

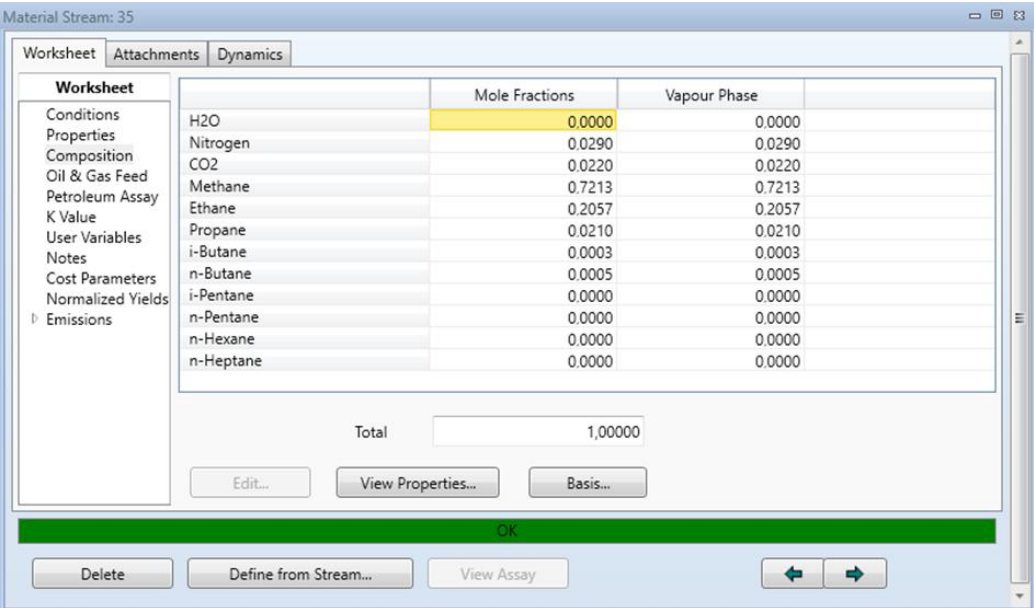
On observe une concordance satisfaisante pour les composants majoritaires comme le méthane et l'éthane, avec des écarts respectifs de 0,40 % et 0,38 %. Pour les hydrocarbures plus lourds (C_3^+), de légers écarts sont notés, notamment pour le propane avec un écart de 0,904 %, attribuable à la sensibilité de sa récupération aux conditions opératoires. Les autres composants (butanes, pentanes et hexane) présentent des concentrations très faibles, avec des écarts négligeables, ce qui n'affecte pas significativement la qualité globale du gaz de vente simulé.

Tableau IV.12. Comparaison des fractions molaires des constituants du gaz de vente entre les résultats de l'analyse CPG et ceux de la simulation HYSYS (cas réel).

Composant	Fraction molaire moyenne (%) CPG	Fraction molaire (%) HYSYS	Écart absolu (%)
Méthane	72,53	72,13	0,40
Éthane	20,95	20,57	0,38
Propane	1,20	2,104	0,904
i-Butane	0,00	0,028	0,028
n-Butane	0,03	0,053	0,023
i-Pentane	0,01	0,00	0,01

n-Pentane	0,03	0,00	0,03
n-Hexane	0,02	0,00	0,02

La figure (IV.6) ci-dessous représente les Composition du gaz de vente dans le cas réel .



	Mole Fractions	Vapour Phase
H2O	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0290	0.0290
CO2	0.0220	0.0220
Methane	0.7213	0.7213
Ethane	0.2057	0.2057
Propane	0.0210	0.0210
i-Butane	0.0003	0.0003
n-Butane	0.0005	0.0005
i-Pentane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0000	0.0000
n-Hexane	0.0000	0.0000
n-Heptane	0.0000	0.0000

Total: 1,00000

Buttons: Edit..., View Properties..., Basis..., OK, Delete, Define from Stream..., View Assay, Navigation arrows

Figure IV.6 : Composition du gaz de vente dans le cas réel (capture issue du simulateur Aspen HYSYS).

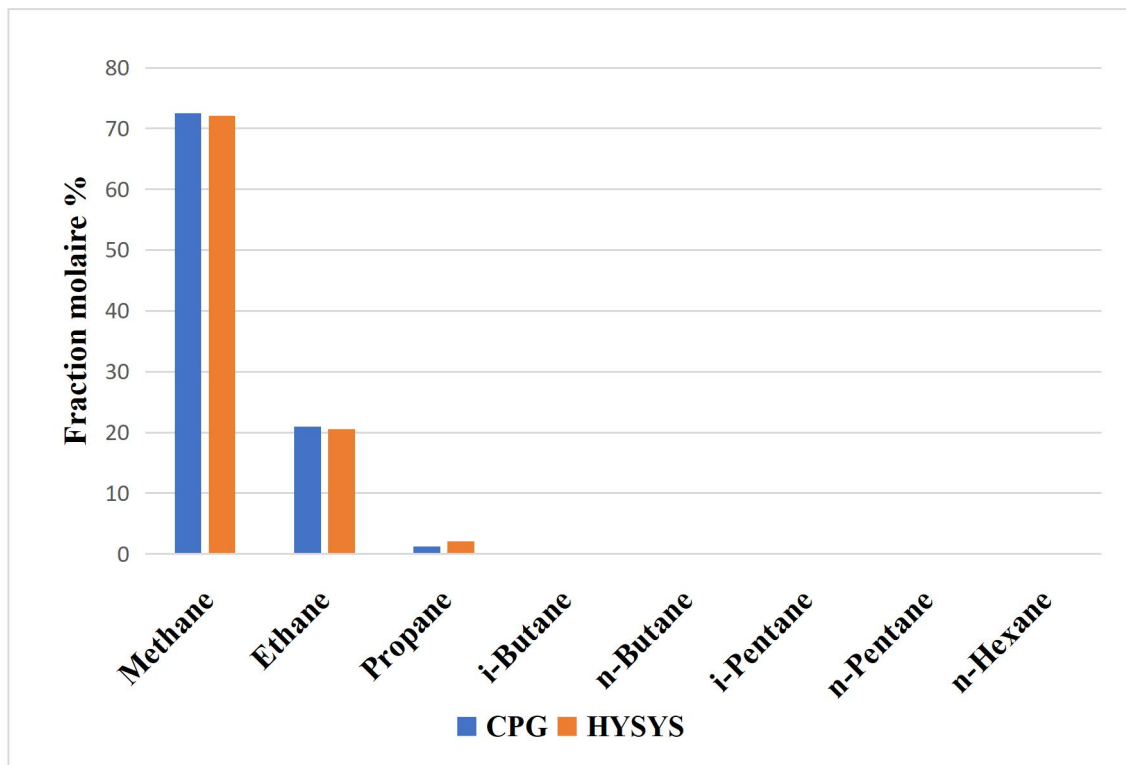


Figure IV.7 : Comparaison des fractions molaires des composants du gaz de vente obtenues par CPG et par HYSYS.

IV.4. Conclusion

L'optimisation du procédé de séparation et de liquéfaction du gaz naturel via Aspen HYSYS a montré qu'un débit réduit à 320 tonne/h permet :

- D'éviter le freinage du compresseur.
- D'atteindre une température de liquéfaction plus efficace (-50 °C).
- D'améliorer le taux de récupération et de diminuer les pertes.

Cette démarche constitue un moyen concret pour l'amélioration de la performance industrielle et la réduction des coûts énergétiques dans les unités de traitement de gaz naturel.

L'analyse du gaz de vente issu du train 3 de l'unité GPL2 par chromatographie montre une composition riche en méthane et éthane, ce qui est conforme aux standards du gaz

naturel commercialisé. Les faibles teneurs en hydrocarbures lourds et en impuretés (CO₂, N₂) confirment une bonne qualité du gaz, offrant ainsi une bonne valeur énergétique.

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre étude a été réalisée à l'unité de traitement du gaz de pétrole liquéfié (GPL) du complexe de Hassi Messaoud, suite à un stage pratique qui nous a permis d'approfondir les connaissances théoriques et de maîtriser le fonctionnement des unités du complexe, notamment l'unité GPL2. Ce travail avait deux objectifs principaux : d'une part, déterminer la composition exacte du gaz de vente en termes de proportions d'hydrocarbures légers, afin de mieux comprendre sa qualité et son potentiel énergétique ; d'autre part, optimiser les processus de séparation et de liquéfaction, en mettant en évidence l'impact des variations de débit, de pression et de température sur le taux de récupération du GPL, la stabilité du compresseur et les pertes thermiques. La première partie est focalisée sur l'analyse qualitative et quantitative, par chromatographie en phase gazeuse (CPG), des différents constituants du gaz de vente issu du train 3. La deuxième partie est consacrée à l'optimisation des paramètres d'entrée de l'expander du train, à l'aide du logiciel Aspen HYSYS. En outre, les résultats de simulation ont été exploités pour comparer la composition du gaz analysé obtenue par CPG avec celle fournie par HYSYS.

A partir des résultats obtenus, nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- Les analyses précises du gaz de vente par CPG montrent une composition riche en méthane et en éthane, ce qui est conforme aux standards du gaz naturel commercialisé. Les faibles teneurs en hydrocarbures lourds et en impuretés (CO_2 , N_2) confirment une bonne qualité du gaz, offrant ainsi une bonne valeur énergétique.
- Les résultats suggèrent que le gaz est bien traité avant sa mise en vente, avec une composition stable et un pouvoir calorifique optimisé. Une surveillance continue des taux de CO_2 et N_2 pourrait permettre d'assurer une qualité constante et d'anticiper d'éventuels ajustements dans le traitement du gaz.
- Les résultats analytiques des principaux constituants du gaz de vente, obtenus par CPG, concordent étroitement avec ceux issus de la simulation HYSYS, attestant ainsi de la fiabilité du modèle de simulation utilisé.
- La variation des paramètres opératoires tels que la pression, la température et le débit a un impact significatif sur la performance globale de récupération des hydrocarbures lourds, notamment en GPL.

- Une pression d'entrée optimisée permet d'atteindre des températures plus basses après détente, améliorant ainsi l'efficacité de condensation des hydrocarbures. De même, une température d'entrée plus basse amplifie cet effet, renforçant ainsi la séparation des phases liquides.
- Concernant le débit, il est essentiel de respecter le seuil optimal pour lequel la machine a été dimensionnée, car un débit trop élevé ou trop faible entraîne une diminution du rendement et une perte de performance.
- Une gestion équilibrée et précise de ces paramètres est donc primordiale pour maximiser la production et minimiser les pertes dans le gaz résiduel. Ces ajustements constituent une base solide pour l'optimisation des performances opératoires.

Cependant, pour une optimisation complète du système, il est également nécessaire de travailler avec des niveaux de liquide bas dans les ballons de séparation situés après l'expander, ce qui pourrait augmenter le temps de séjour des flux, améliorant ainsi l'efficacité de séparation. Enfin, explorer la possibilité de réduire la pression à la sortie du compresseur pourrait également contribuer à des gains supplémentaires en performance. Ces mesures complémentaires sont essentielles pour limiter les impacts des défaillances et atteindre des niveaux de production optimaux.

Aussi en recommande l'installation de nouveau Turbo-expander de dernière technologie a palier et dont le rendement est plus prononcé

Références

Références

- [1] Rogers, D. E., & Holm, W. A. Natural gas processing from wellhead to pipeline. Wiley-Blackwell. ISBN: 978-1-118-08513-2. **(2011)**.
- [2] Natural gas explained, www.eia.gov, Retrieved, **(2021)**.
- [3] Processes, Hydrocarbon Processing, schematic flow diagrams and descriptions of the Nitrogen Rejection and Nitrogen Removal processes page 84-86. **(2002)**.
- [4] Zehri, k. et Souda, M. Optimisation de récupération de GPL par recyclage du gaz au niveau de l'usine de traitement du gaz de GTFT. Mémoire de fin d'étude : Génie des procédés. Université Kasdi Merbah Ouargla, 64p **(2016)**.
- [5] <https://particuliers.engie.fr>. **05/04/2025**.
- [6] <http://www.worldbank.org>. **21/04/2025**.
- [7] Speight, J. G. Natural gas: A handbook for engineers and managers. McGraw-Hill ISBN: 978-0071833038. **(2014)**.
- [8] Vela, J. L., & Figueroa, S. D. Natural gas: Production and processing. Elsevier. ISBN: 978-0128051962. **(2013)**.
- [9] <https://www.connaissancedesenergies.org>. **15/03/2025**.
- [10] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel-liquefie-gnl> **15/03/2025**.
- [11] Chebli, L et ABBASSI, Y Calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) ; traitement de GPL) module III à Hassi Rmel. Mémoire de fin d'étude : Génie des procédés. Université Mohamed Khider Biskra, 60p. **(2012)**.
- [12] Bouhoriera, M Etudes des pertes du GPL au niveau du débutaniseur de l'unité GPL/CIS/HMD. Mémoire de fin d'étude : Génie des procédés. Université d'Ouargla, 75. **(2004)**.
- [13] Benabed, L'Étude de l'influence du rendement sur la production du GPL. Mémoire de fin d'étude : cryogénie de froid. Université de Science et de la Technologie Houari Boumediene, 80p **(2017)**.
- [14] Manuel opératoire de l'Unité GPL 2. (JGC Corporation) **(1997)**.
- [15] GPSA Engineering Data Book, 14th Edition, Gas Processors Suppliers Association, Chapter 15 – "Cryogenic Gas Processing", Section: Hydrocarbon Recovery and Turboexpander Applications **(2018)**.
- [16] John M. Campbell. Gas Conditioning and Processing – Volume 2: The Equipment Modules, 7th Edition, , Chapter 17: "LPG Recovery Systems". **(2014)**.
- [17] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (3rd ed.). Gulf Professional Publishing **(2015)**.

- [18] King, C. J. Separation Processes (2nd ed.). McGraw-Hill (1980).
- [19] Smith, J. M., Van Ness, H. C., & Abbott, M. M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics (7th ed.). McGraw-Hill Education (2005).
- [20] Yusupandi et al. Heavy Hydrocarbon Recovery with Integration of Turboexpander and JT Valve from Highly CO₂-Containing Natural Gas for Gas Transmission Pipeline. Jurnal Rekayasa Proses, 14(2) (2023).
- [21] Striolo, A., & D'Angelo, L. The removal of CO₂ and N₂ from natural gas: A review of conventional and emerging process technologies. Journal of Petroleum Science and Engineering, 94–95, 123–154. (2012).
- [22] Fernández-Feal, M. C., Sánchez-Fernández, B., Sánchez-Fernández, L. R., & Pérez-Prado, J. R. Composition and Physical Properties of the Natural Gas Supplied for Domestic Use through the Distribution Network. Journal of Energy Research and Reviews, 1(1), 1–15 (2018).