

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABBES LAGHROUR
KHENCHELA

FACULTE DES SCIENCES & DE LA
TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE INDUSTRIEL



جامعة عباس لغرور خنشلة

كلية العلوم و التكنولوجيا

قسم: الهندسة الصناعية

No. Réf. :

Mémoire de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme de Master (LMD)

Option: Génie des Procédés et Environnement

Thème

*Optimisation de la récupération de GPL par recyclage
trains et boosting au niveau du complexe de gaz
GTFT /In Amenas*

Réalisé par:

BEN ABID Chahrazed

ANSAL Samah

Directeur de Mémoire: Dr. Rafiaa KIHAL

Devant le jury:

Président:	Dr. Amina TOUATI	Université Abbes Laghrouur khenchela
Rapporteur:	Dr. Rafiaa KIHAL	Université Abbes Laghrouur khenchela
Examineur:	Pr. Zohir NEDJAR	Université Abbes Laghrouur khenchela

Année universitaire: 2020–2021

Remerciements

Avant tout nous tenons à remercier **Allah** le tout puissant de nous avoir donné la force et la puissance pour accomplir ce travail.

Ce travail de mémoire a été réalisé au sein du groupement de gaz TFT/In Amenas.

Nous tenons particulièrement à exprimer notre gratitude à notre directrice de mémoire, Mademoiselle **Rafiaa Kihal**, Maitre de conférences classe « B » à l'Université Abbes Laghrour Khenchela, pour avoir proposé et dirigé ce travail. Son soutien, sa disponibilité et ses précieux conseils, tout au long de cette mémoire, nous ont permis d'acquérir une grande confiance et de mener à terme ce travail.

Nous remercions également tous les membres du groupement du gaz TFT/In Amenas et spécialement les ingénieurs, **Imad ANOUNE** et **Della MOUHAMED** pour leur chaleureuse hospitalité et leur bon comportement, que nous avons permis de réaliser ce stage dans les meilleures conditions.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury d'accepter de juger notre travail.

Nous exprimons nos remerciements à nos enseignants du département de Génie industriel de l'université Abbes Laghrour Khenchela.

Toutes nos salutations à tous nos collègues de la promotion de Master 2021 pour les sympathiques moments qu'on a passé ensemble.

Enfin à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail

Merci a tous

Dédicace

*Du plus profond de mon cœur avec le plus grand plaisir de ce monde
Je dédie ce travail*

A mon père moukhtar, A ma mère Nouwara

Pour leurs sacrifices, leurs grands amours qu'ils m'ont porté. Qu'ils y trouvent le fruit des énormes sacrifices consentis pour mon éducation et l'expression de mon amour filiale et de mes reconnaissances infinis. Que cette récolte soit le témoin de ce qu'ils espéraient de ma personne.

Pour tout ce qu'ils ont enduré pour satisfaire toutes mes sollicitudes en espérant assister à ce jour bien distingué. Qu'ils trouvent ici toute l'estime que j'éprouve pour eux.

A mes frères

A mas sœurs

*Que cette récolte soit le témoin de ce qu'ils espéraient de ma personne
Pour tout ce qu'ils ont enduré pour satisfaire toutes mes sollicitudes en espérant assister à ce jour bien distingué.*

A mes grandes familles

Ben abid

A mes enseignants

Au premier qui m'a appris au dernier qui a supervisé mon travail.

A mon binôme et ma chère

Ansel samah

A mes chères copines

Sabah, ranai, chourouk, souhila, Fatima, houda, wafa,

Et mon amie nouraddine

Pour les plus beaux moments qu'on a partagés ensemble, pour les souvenirs et la joie de la vie durant toutes ces années.

A tous mes amis

A tous ceux qui me sont chers et qui m'ont aimé.

Chahrazed

Table des matières

Titre	Page
<i>Liste des figures</i>	<i>i</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>iii</i>
<i>Introduction générale</i>	01
<i>Chapitre I: Présentation du complexe de Gaz de GTFT</i>	
I.1. Introduction	03
I.2. Situation géographique	03
I.3. Description hiérarchique du champ de GTFT	03
I.4. Historique du champ de GTFT	03
I.5. Partenaires	04
I.6. Description générale de l'unité de traitement du gaz de GTFT	05
I.6.1. Manifolds et tranklines	05
I.6.2. Slug catcher	06
I.6.3. Section boosting.	06
I.6.4. Section de refroidissement et de filtration du gaz brut	07
I.6.5. Section de déshydratation	08
I.6.6. Section de refroidissement et de détente	09
I.6.7. Section de fractionnement	11
I.6.8. Section de compression du gaz résiduel.	15
I.6.9. Section de stockage et d'expédition des produits	16
I.6.10. Section des utilités	18
I.7. Produits de l'usine de GTFT	22
I.8. Conclusion	22
<i>Chapitre II: Généralités sur le gaz naturel</i>	
II.1. Introduction	23
II.2. Définition d'un gaz naturel	23
II.3. Gaz naturel en Algérie	23
II.3.1. Richesse algérienne en gaz	24
II.3.2. Réserves gazières en Algérie	24
II.4. Composition du gaz naturel	24
II.4.1. Produits énergétiques	25
II.4.2. Produits non énergétiques	25
II.5. Différents types du gaz naturel	25
II.5.1. Gaz naturel bactérien	25
II.5.2. Gaz naturel thermique	25

Table des matières

II.5.3. Gaz naturel inorganique	25
II.5.4. Gaz sec	25
II.5.5. Gaz humide	26
II.5.6. Gaz à condensat	26
II.5.7. Gaz associé	26
II.6. Caractéristiques du gaz naturel	26
II.6.1. Pouvoir calorifique	26
II.6.2. Composition chimique	26
II.6.3. Viscosité	27
II.6.4. Masse volumique	27
II.6.5. Densité	27
II.7. Gaz du pétrole liquéfié (GPL)	27
II.7.1. Définition du pétrole liquéfié	27
II.7.2. Caractéristiques de GPL	28
II.7.3. Production de GPL	28
II.7.4. Stockage de GPL	30
II.7.5. Application de GPL	30
II.8. Procédés de traitements du gaz	31
II.8.1. Procédé Pritchard	31
II.8.2. Procédé Hudson	31
II.8.3. Procédés mixtes	31
II.9. Conclusion.	31
<i>Chapitre III: Simulation</i>	
III.1. Introduction	33
III.2. Simulation de recyclage de récupération du GPL de l'unité GTFT	33
III.3. Simulateur HYSYS	33
III.4. Choix du modèle thermodynamique	34
III.5. Validation de simulation	35
III.5.1. Problématique	35
III.5.1.1. Basse nomination	35
III.5.1.2. Basse pression GR1 et GR2	35
III.5.2. Etapes de simulation	36
III.5.2.1. Simulation du cas design	36
III.5.2.2. Données de base	37
III.5.3. Etablissement du schéma de simulation	37
III.5.3.1. Simulation du cas actuel	38
III.6. Utilités de gaz de recyclage	42
III.7. Conclusion	43

Table des matières

<i>Chapitre IV: Résultats et discussion</i>	
IV.1. Introduction	46
IV.2. Simulation d'un train de traitement de gaz GTFT	46
IV.2.1. Cas actuel avec recyclage de train	46
IV.3. Calcul économique du taux de récupération du GPL dans le train	48
IV.3.1. Cas actuel	49
IV.4 Simulation de ligne de recyclage de gaz avec l'intégration de boosting	49
IV.4.1. Cas simulé avec recyclage de boosting	51
IV.5 Calcul économique du taux de récupération du GPL dans le boosting	53
IV.5.1 Cas actuel	53
IV.6. Débit de GPL gagné avec recyclage	55
IV.7. Bénéfice de recyclage du gaz sec	55
IV.8. Conclusion	58
<i>Conclusion Générale</i>	59
<i>Références bibliographiques</i>	60
<i>Annexes</i>	62

Liste des Figures

Figure	Titre	Page
Figure I.1	Situation géographique du champ de gaz du GTFT	03
Figure I.2	Schéma de l'installation de l'unité de GTFT	05
Figure I.3	Schéma de la section Boosting.	07
Figure I.4	Section de refroidissement et de filtration du gaz brut	08
Figure I.5	Schéma de la section de séchage et de régénération	09
Figure I.6	Echangeur a plaque (E4-1301/E4-1302)	10
Figure I.7	Schéma de la section détente (Joule Thompson et Turbo Expander)	11
Figure I.8	Dééthaniseur T6-1401	11
Figure I.9	Filtration de condensât F4-1201/ F4-1206 A/B	12
Figure I.10	Colonne de stabilisation V4-1601	13
Figure I.11	Débutaniseur T6-1501	14
Figure I.12	Compresseur du gaz résiduel C2-4001	16
Figure I.13	Stockage GPL on-spec	17
Figure I.14	Stockage GPL off-spec	17
Figure I.15	Stockage Condensat off-spec	17
Figure I.16	Stockage condensat on-spec	17
Figure I.17	Inhibiteur de corrosion et méthanol	18
Figure I.18	Section d'air et générateur d'azote	19
Figure I.19	Récupérateurs de chaleur et de four	20
Figure I.20	Systèmes de torche	21
Figure III.1	Schéma PFD de simulation des principales sections de l'unité de traitement du GTFT	42
Figure III.2	Efficacité du Turbo Expander en fonction de débit du gaz	43
Figure IV.1	Débit de GPL expédie en fonction de recyclage du gaz sec	46
Figure IV.2	Fraction molaire du propane dans le GPL expédie en fonction du gaz sec	47
Figure IV.3	Débit du condensat expédie en fonction de recyclage du gaz sec	47
Figure IV.4	Débit du gaz expédie en fonction de recyclage du gaz sec	48
Figure IV.5	Taux de récupération du GPL (%) dans le train	49

Liste des Figures

Figure IV.6	Schéma PFD de simulation de ligne de recyclage de boosting	50
Figure IV.7	Débit de GPL expédie en fonction de recyclage du gaz sec	51
Figure IV.8	Fraction molaire du Propane dans le GPL expédie en fonction de Recyclage du gaz sec	51
Figure IV.9	Débit du condensat expédie en fonction de recyclage du gaz sec	52
Figure IV.10	Débit du gaz expédie en fonction de recyclage du gaz sec	52
Figure IV.11	Taux de récupération du GPL (%) de boosting	54
Figure IV.12	Débit de GPL expédie en fonction de recyclage du gaz sec	54

Liste des Tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau I.1	Composition du gaz d'alimentation de GTFT	04
Tableau I.1	Spécification du Gaz résiduel - pipeline GR 1/2	21
Tableau I.2	Spécification du GPL - pipeline LR 1	21
Tableau I.3	Spécification des Condensats - vers Station Medersa	21
Tableau II.1	Capacité de production de GPL dans les trois raffineries	29
Tableau III.1	Domaine d'application des deux équations PR et SRK	34
Tableau III.2	Comparaison entre la composition actuelle et celle du design	36
Tableau III.3	Paramètres du gaz brut	37
Tableau III.4	Composition du gaz brut	37
Tableau III.5	Conditions opératoires de la charge	38
Tableau III.6	Composition molaire de la charge	38
Tableau III.7	Paramètres de marche usine (cas actuel)	39
Tableau III.8	Quantités produites pour le cas actuel	39
Tableau III.9	Simulation des paramètres de la colonne dééthaniseur	40
Tableau III.10	Simulation des paramètres de la colonne debutaniseur	40
Tableau III.11	Composition en fraction molaire du gaz expédition	40
Tableau III.12	Composition en fraction molaire du GPL	40
Tableau IV.1	Débit de GPL produit de train sans recyclage	48
Tableau IV.2	Débit de GPL produit de train avec recyclage	49
Tableau IV.3	Débit de GPL produit de boosting sans recyclage	53
Tableau IV.4	Débit de GPL produit de boosting avec recyclage	53
Tableau IV.5	Débit de GPL gagné de train	55
Tableau IV.6	Débit de GPL gagné de boosting	55
Tableau IV.7	Bénéfices de l'étude	56

Introduction générale



Le gaz naturel est l'une des matières premières le plus connue dans le monde, il est donc une capitale source d'énergie irremplaçable. Aujourd'hui, le gaz naturel représente 24,7% de la consommation mondiale d'énergie, et les ressources sont très abondantes. Ces réserves, en croissance régulière, correspondent à 62 années de consommation et chaque année, on découvre plus de réserves du gaz naturel que l'on n'en consomme.

L'Algérie est parmi les premiers exportateurs du gaz naturel à travers le monde, sa politique d'exploitation consiste à maximiser les revenus en optimisant la récupération, et la valorisation de tous les dérivés du gaz naturel qui connaissent une hausse des prix et une libre vente sur le marché international notamment le condensât et le GPL.

La demande mondiale en GPL a augmenté à un rythme bien supérieur à celui de la demande énergétique totale en atteignant 170 millions de tonnes en 2000. Cette source d'énergie est exceptionnelle en raison de leur origine, de leur caractéristique, de leur application et de leur filière. En tant qu'énergie moins polluante, faiblement émettrice de CO₂, performante et novatrice, les GPL offrent, également, de nombreux avantages pour les consommateurs et les secteurs professionnels comme pour l'environnement, leur facilité de transport et leur variété d'usages, les GPL permettent d'assurer et de contribuer, sans délai, à un modèle énergétique durable et compétitif.

Le groupement de gaz GTFT connaît depuis quelques années un problème de diminution de la pression (GR1) qui a un effet direct sur le recyclage de gaz vers le train. En effet, la réduction de la production et du taux de récupération de GPL. Afin de palier à ce problème et de maintenir la pression d'entrée de train à la pression de design (65 bars), on propose de faire un circuit de recyclage vers l'entrée de boosting à travers la ligne DMI qui alimente l'entrée de ballon fuel gaz (gaz export). Puis, l'étude de la stabilité de cette ligne sur la récupération de GPL. A travers cette ligne DMI de recyclage, le groupe SONATRACH va acquérir plusieurs avantages comme suis:

- Améliorer l'optimisation de récupération de GPL
- Optimisez le process en récupérant à travers le recyclage un gaz non riche en C₃.
- Eviter la perturbation des paramètres de process
- Gagner la chauffe à travers l'augmentation de la charge.

Dans ce cadre et afin de contribuer à l'étude et la compréhension du procédé pour augmenter le taux de récupération de GPL. Nous avons effectué un stage pratique au sein du groupement de gaz TFT. Cependant, l'objectif principal de ce mémoire consiste à optimiser et simuler les paramètres de fonctionnement de la récupération de GPL, avec et sans recyclage, dans deux cas de simulation, train et boosting pour le cas design et actuel à l'aide de simulateur Aspen HYSIS; le programme le plus utiliser dans l'industrie gazière.

Ce manuscrit ce compose de quatre chapitres dans lesquels sont présentés successivement:

Le premier chapitre est consacré à une présentation générale du complexe de gaz GTFT.

Le deuxième chapitre est constitué d'une étude bibliographique donnant brièvement une présentation générale sur le gaz naturel et plus particulièrement le GPL.

Le troisième chapitre décrit la simulation de processus de la récupération du GPL de l'unité de gaz GTFT ainsi que les problèmes rencontrés au sein de cette unité.

Dans le dernier chapitre, nous décrivons d'abord les résultats et discussions de simulation de processus de la récupération du GPL par HYSYS.

Nous terminerons ce travail par une conclusion générale où sont résumés les principaux résultats obtenus.

Chapitre I: Présentation du complexe de Gaz de GTFT



I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons dans un premier temps la situation géographique, la description hiérarchique et l'historique du champ du groupement TFT.

Dans un second temps, seront décrites les partenaires, la description générale de l'unité de traitement du gaz de GTFT et les produits du complexe GTFT.

I.2. Situation géographique

Le champ de gaz à condensats de Groupement Tin Fouyé Tabankort (GTFT) est situé au Sud-Est de l'Algérie, dans le Sahara. Il est localisé dans le bassin sédimentaire d'Illizi, à environ 1500 km au Sud d'Alger, 500 km de Hassi Messaoud et environ 200 km à l'ouest d'In Amenas (Figure I.1). Le champ de gaz du GTFT a une superficie de plus de 1200 km². Cette zone est déjà développée pour l'exploitation des hydrocarbures avec notamment le gisement de gaz de TFT, un réservoir de gaz présent dans des formations de grès ordoviciens, en production depuis avril 1999[1].

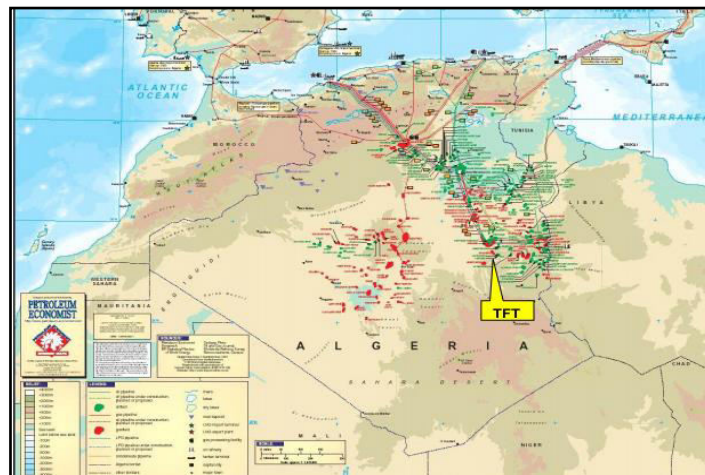


Figure I.1: Situation géographique du champ de gaz du GTFT [1]

I.3. Description hiérarchique du champ de GTFT

Le Groupement TFT est divisé en cinq départements et un service de H.S.E.

- ➡ Département logistique (LOG).
- ➡ Département maintenance (MN).
- ➡ Département travaux neufs (TN).
- ➡ Département engineering & production (EP).
- ➡ Département exploitation (XP)

I.4. Historique du champ de GTFT

L'historique du champ TFT se résume par les événements suivants comme suit:

- **1966:**Découverte du champ de gaz du bassin d'Ilizi au Sahara.
- **1996:**Signature du contrat de partage entre SONATRACH (51%), TOTAL (49%).
- **1999:**Mise en production du champ TFT.
- **2007:**Mise en place des travaux de Boosting.
- **2009:**Démarrage du Boosting.

Le gisement de gaz TFT se trouve au niveau du réservoir ORDOVICIEN avec un gisement de gaz humide très riche en condensât.

➤ Puits producteurs du gaz

L'association GTFT dispose de 107 puits, dont 86 puits au niveau de la zone centre du réservoir et 21 puits au niveau de la zone Ouest. Actuellement que 78 puits qui sont en reliés à l'unité de traitement par 7 trunklines, et chaque trunkline regroupe un certain nombre de puits en fonction de la disposition et l'emplacement du puits

➤ Capacité de l'installation de traitement du gaz

L'unité de traitement du gaz de GTFT à une capacité journalière de traitement de 20.106 Sm³ de gaz brut avec une charge initiale de gaz à l'entrée de l'usine. La composition du gaz d'alimentation de GTFT est présentée dans le tableau suivant

Tableau I.1: Composition du gaz d'alimentation de GTFT [1]

Composants	Mol %	Composants	Mol %
Azote	1,88	n-Pentane	0,41
CO ₂	1,44	n-Hexane	0,35
H ₂ O	0,20	n-Heptane	0,21
Méthane	78,19	n-Octane	0,07
Ethane	10,05	n-Nonne	0,03
Propane	4,86	n-Décane	0,00
n-Butane	1,49	n-C20	0,00
i-Pentane	0,33	Total	100,0

I.5. Partenaires

Ce champ est exploité conjointement par les 2 partenaires, SONATRACH (Algérie), TOTAL (France), qui sont liés par un contrat de partage de production pour une durée de 20 ans à compter du démarrage de la production. Ce contrat stipule que chacun des 2 partenaires

reçoit une part de la production de gaz et de liquide au titre du remboursement de leurs dépenses et de la rémunération de leurs investissements. TOTAL mettent à la disposition de la compagnie nationale, SONATRACH, leur part de gaz naturel et reçoivent en contrepartie du GPL et des condensats additionnels [1].

I.6. Description générale de l'unité de traitement du gaz de GTFT

L'installation de récupération de GPL est l'une des principaux éléments du développement du champ de gaz naturel de Tin Fouyé Tabankort (TFT) en Algérie. L'installation est composée de deux trains identiques d'une capacité totale design de 20×10^6 Nm³/jour de gaz naturel saturé (Figure I.2).

Les deux trains sont conçus pour récupérer d'une part au minimum 70% molaire du GPL (C₃/C₄) et d'autre part au minimum 95% molaire de condensât (C₅+). Le GPL on-spec, le Gaz naturel et les condensats produits sont expédiés par canalisation à d'autres installations en Algérie. Le GPL off-spec est recyclé vers l'installation de manière à minimiser les pertes tout en assurant un environnement propre, sein et sans risque [2].

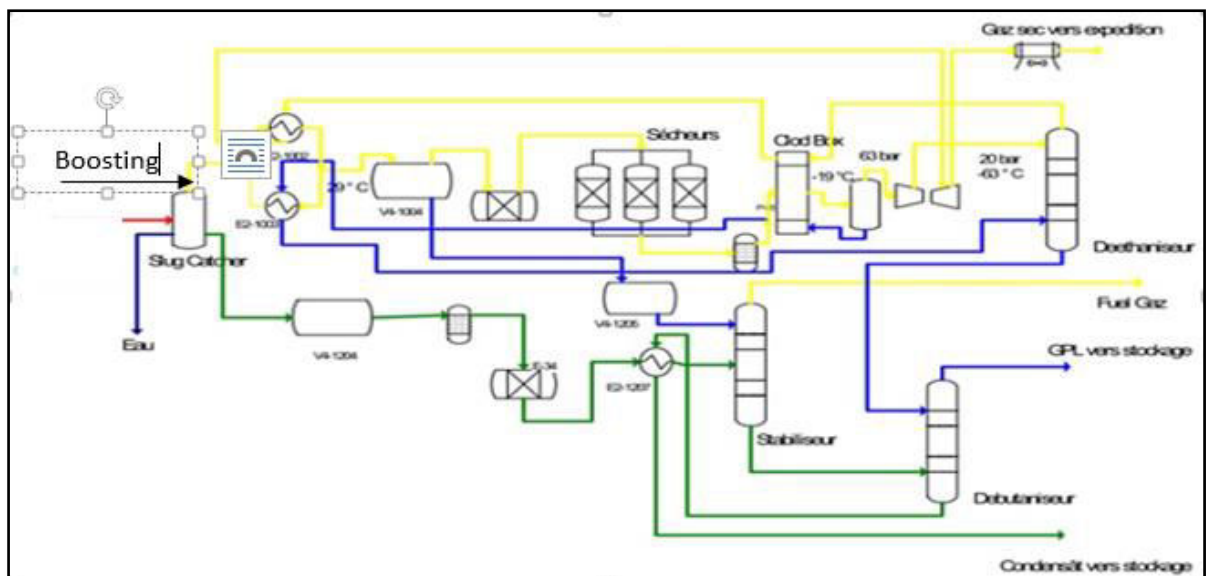


Figure I.2: Schéma de l'installation de l'unité de GTFT [2]

L'unité de traitement du gaz de GTFT se compose principalement des sections suivantes:

I.6.1. Manifolds et tranklines

Des manifolds et mini-manifolds récupèrent les hydrocarbures liquides et gaz extraits par l'ensemble des puits. Ils se composent:

- ➡ D'un manifold production;

- D'un manifold test;
- D'une fosse à brûler;

Six trunklines TL1, TL2, TL3, TL4, TL6 et TL7, d'un diamètre compris entre 10" et 24", collectent le gaz à condensats des manifolds et mini-manifolds et le dirigent vers l'usine de traitement [2].

I. 6.2. Slug catcher

Un manifold à l'entrée de l'usine collecte le gaz à condensats de six trunklines et alimente le Slug catcher XV 0701 à une température de 50°C et à une pression de 64 bars.

- Le slug catcher XV 0701 est composé de deux compartiments identiques A et B permettant la séparation du gaz, des condensats et de l'eau.
- Le gaz brut saturé est dirigé vers les compresseurs boosters (C 0701A/B) puis vers les trains 1 et 2 de traitement.
- Les condensats sont envoyés vers le séparateur primaire de condensats V4 1204.
- L'eau est envoyée au système de traitement d'eau de production [2].

I.6.3. Section boosting

Le boosting a été mis en place pour compenser la chute de pression progressive au niveau des puits (de 64bars en 2008 à 34 bars en 2013), il permet de comprimer le gaz brut saturé provenant de slug-catcher à une pression de 70 bars avant de le diriger vers les deux trains de traitement identique [3].

Le boosting est constitué de deux trains de compression A et B identiques (Figure I.3) du point de vue procédé et fonctionnant en parallèle, chaque train est muni des équipements suivants:

- Un scrubber à l'aspiration V0701A/B. Il permet de séparer les liquides (eau et condensat) contenus dans le gaz.
- Un aéroréfrigérant au refoulement AC0701 A/B.
- Un scrubber au refoulement V0703 A/B, sa fonction est d'éliminer les liquides formés pendant l'étape de refroidissement. Les liquides séparés par les deux scrubbers de chaque train de compression sont dirigés vers les séparateurs primaires de condensat V4-1204/V4-2204.
- Un turbocompresseur C0701A/B. Il est entraîné par une turbine à gaz alimentée par le fuel gaz.

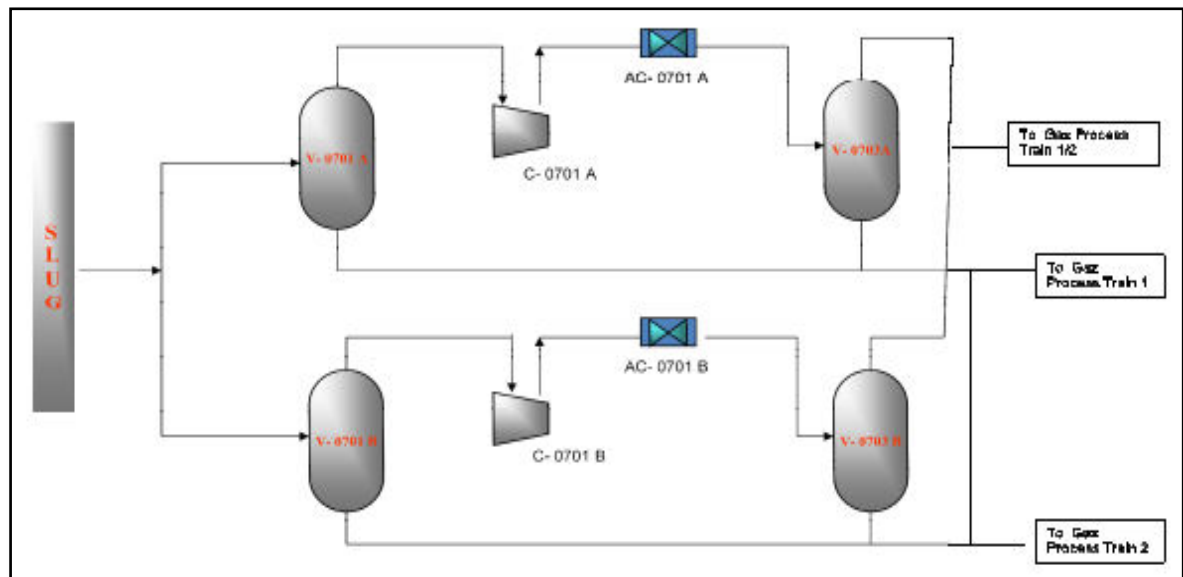


Figure I.3: Schéma de la section boosting [3]

I.6.4. Section de refroidissement et filtration du gaz brut

Le gaz brut sortant du boosting à une pression de 70 bars et une température de 48°C est envoyée via un collecteur de gaz brut qui est scindé en deux conduites pour alimenter les deux trains. L'alimentation du train est contrôlée par une vanne régulatrice de pression (Figure I.4).

Le gaz brut venant du collecteur est refroidit à travers les échangeurs E2-1002 et E2-1003 à une température d'environ 23°C. Ces deux échangeurs sont de type faisceaux calandre et fonctionnent en parallèle. Dans ces deux derniers le gaz brut circule côté tubes et le fluide caloporteur circule côté calandre [2].

Après refroidissement, le gaz sera acheminé vers le séparateur d'alimentation triphasique V4-1004. L'eau récupérée dans l'appendice du séparateur est envoyée vers le ballon de dégazage de l'eau du Process V4-1601. Le condensât récupéré est envoyé vers le séparateur primaire de condensât V4-1205. Le gaz brut séparé passe à travers un dimister situé en haut du séparateur V4-1004 afin d'empêcher l'entraînement des gouttelettes dans le gaz, puis à travers les filtres séparateurs d'alimentation de F2-1005 A/B pour éliminer toutes les fines gouttelettes. Le liquide récupéré par les filtres est envoyé vers le séparateur primaire de condensât V4-1205. Le gaz ainsi filtré sera directement envoyé vers la section d'adsorption [2].

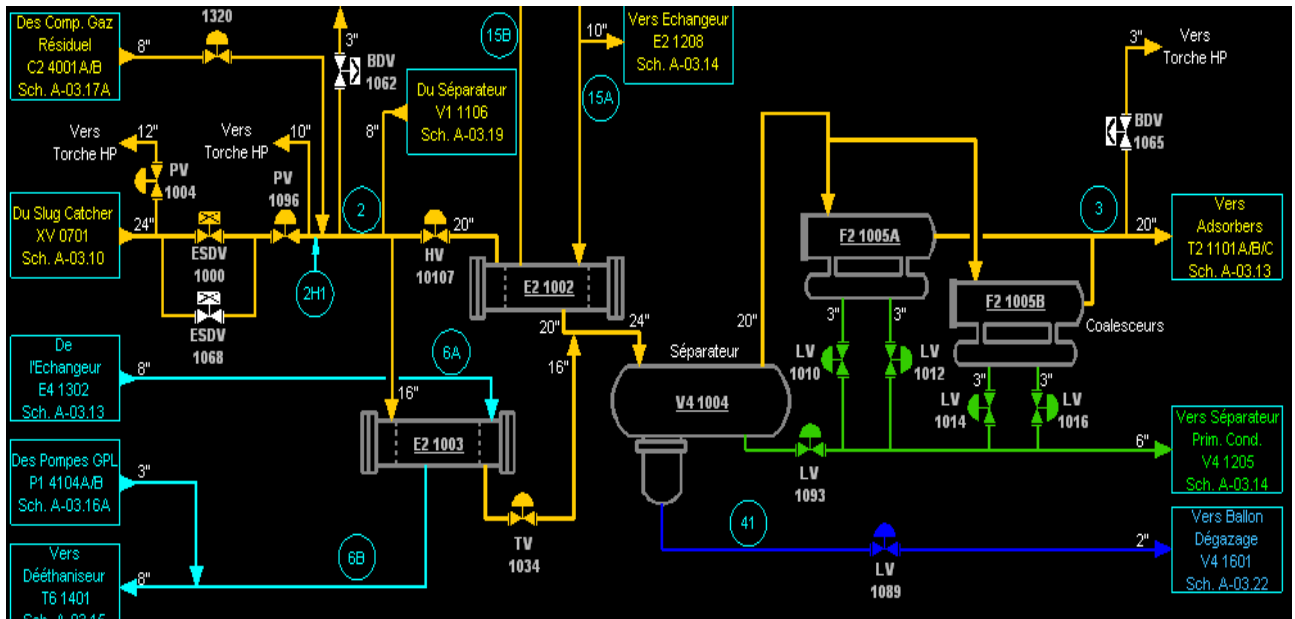


Figure I.4: Section de refroidissement et de filtration du gaz brut [2]

I.6.5. Section de déshydratation

I.6.5.1. Adsorption

Cette section est composée d'un système d'adsorption et d'un système de régénération. L'objet du système d'adsorption de gaz est d'éliminer l'eau présente dans le gaz de Process afin d'empêcher la formation d'hydrates dans la section froide du Process et d'éviter la contamination du produit par l'eau. La teneur maximale en eau dans le gaz est de 0.1 ppm. Le moyen utilisé pour l'adsorption est le tamis moléculaire. La régénération permet d'éliminer l'eau adsorbée par les tamis moléculaires durant la phase d'adsorption. En fonctionnement normal les trois adsorbers sont utilisés, deux en service d'adsorption et l'autre en régénération [2].

I.6.5.2. Régénération

Le gaz de régénération provenant du collecteur de gaz sec à la sortie des dépoussiéreurs F2-1102 A/B à une pression de 64 bars alimentera les compresseurs de gaz de régénération C2-1103 A/B pour être comprimé à une pression de 68 bars pour permettre l'écoulement du gaz de régénération à travers le circuit de régénération (Figure I.5).

Après la compression, le gaz sort à une température de 34°C est réchauffé par un échangeur de chaleur E2-1104 jusqu'à une température de 270°C qui permettra la vaporisation de l'eau dans les tamis moléculaires saturés. Le passage à travers cet échangeur ne se fait que lorsque la vanne FV-1154 A est ouverte pendant le cycle de réchauffage. Le gaz

de régénération chaud s'écoule à contre-courant dans l'adsorbeur afin de réchauffer le lit d'adsorption du bas vers le haut. Une fois la sorti de l'adsorbeur, le gaz est refroidi à une température de 46°C environ par l'aeroréfrigérant AC-1105 puis envoyé vers un séparateur V1-1106 afin d'éliminer la plus grande quantité d'eau présente dans le gaz. Le gaz est ensuite renvoyé au collecteur de gaz brut (amont échangeurs E2-1002 & E2-1003) afin d'éviter son torchée[2].

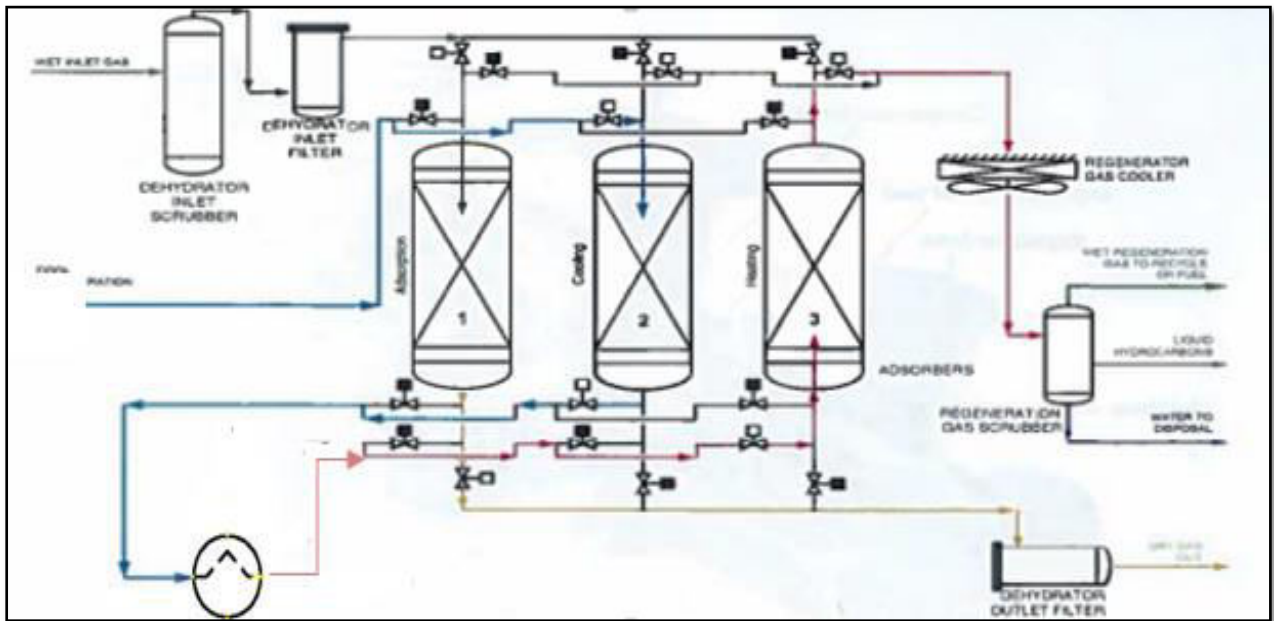


Figure I.5: Schéma de la section de séchage et de régénération [4].

I.6.6. Section de refroidissement et de détente

I.6.6.1. Refroidissement

Le gaz sec provenant à une température de 23°C alimente les échangeurs à plaques en aluminium E4-1301 et E4-1302 pour être refroidir à une température de -19°C (Figure I.6). Le gaz ainsi refroidi alimente le séparateur d'entrée de l'expander V3-1303. Le liquide récupéré au fond de ce séparateur sera utilisé comme fluide caloporteur des échangeurs E4-1302, coté tube et E2-1003 coté calandre. Le gaz sortant du dé-éthaniseur sera utilisé comme fluide caloporteur des échangeurs E4-1301 et E2-1002 coté calandre [2]. Le gaz sortant en tête du séparateur V3-1303 à une pression de 64,5 bars environ alimente le turbo Expander C8-1304.

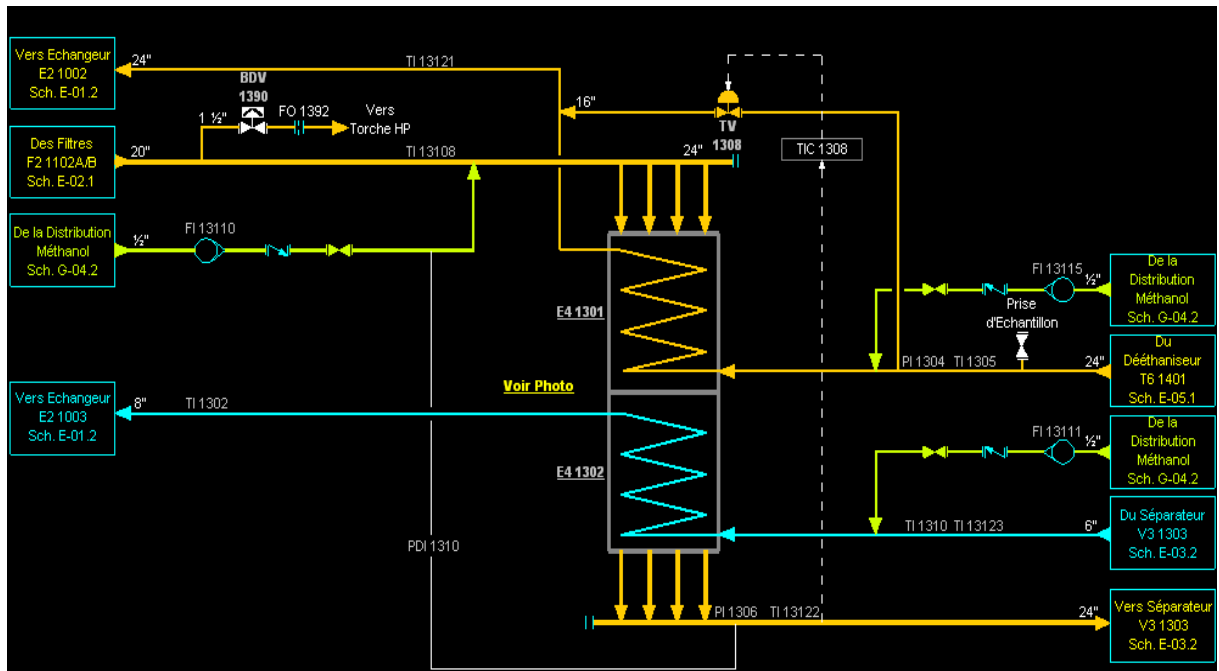


Figure I.6: Echangeur à plaque (E4-1301/E4-1302) [4]

I.6.6.2. Détente

Le turbo_expander permet d'utiliser l'énergie du gaz par détente, réduisant ainsi la pression et la température en vue de faciliter la séparation des hydrocarbures légers. L'énergie provenant de la détente de gaz sur les lames de l'expander est ensuite utilisée pour entraîner le compresseur qui augmente la pression des fractions légères dans une phase du procédé d'expédition [4].

Le gaz sortant en tête du séparateur V3-1303 à une pression de 64,5 bars et une température de -19°C détendu par le turbo expander C8-1304 à 19 bars, puis alimente le dééthaneur T6-1401 à une température de -63°C (Figure I.8). Une vanne de Joule Thompson PV-1338A est prévue pour passer le turbo expander C8-1304. Le gaz sera détendu à travers cette vanne à une pression de 27 bars puis alimentera le dééthaneur T6-1401. Ce dernier reçoit donc le gaz soit à partir du turbo Expander C8-1304, soit à partir de la vanne Joule Thompson PV-1338A [2].

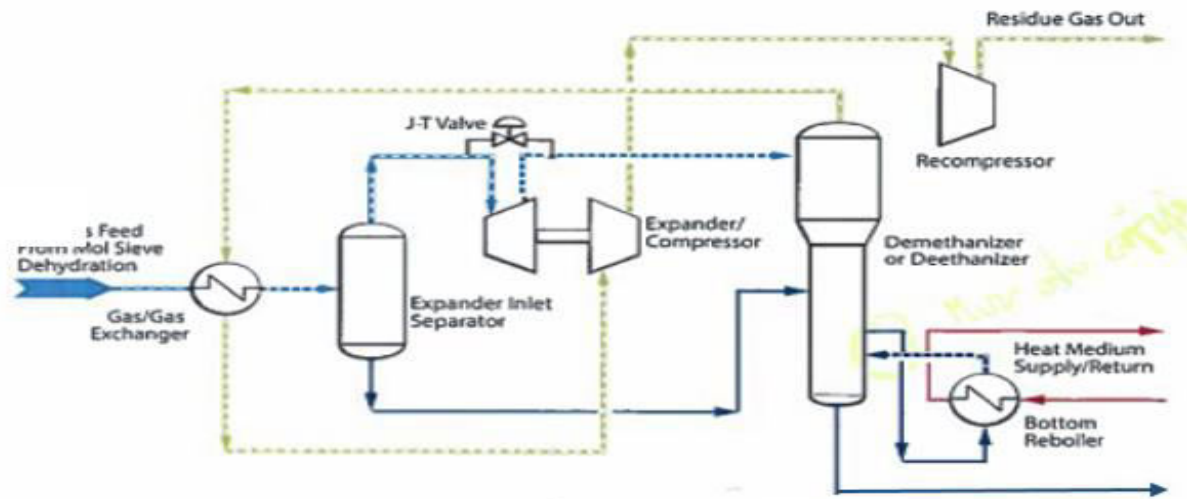


Figure I.8: Schéma de la section détente (Joule Thompson et Turbo Expander) [4]

I.6.7. Section de fractionnement

I.6.7.1. Dééthaniseur

➤ Caractéristiques de l'équipement

Le dééthaniseur T6-1401 est séparé en deux sections. La partie supérieure (diamètre: 3000 mm, hauteur: 1500 mm) est munie d'un garnissage (Anneaux PALL) et d'un dimister. La partie inférieure (diamètre: 2200 mm, hauteur: 31300 mm) munie de 35 plateaux à clapets et d'un rebouilleur E2-1402 (Figure I.9).

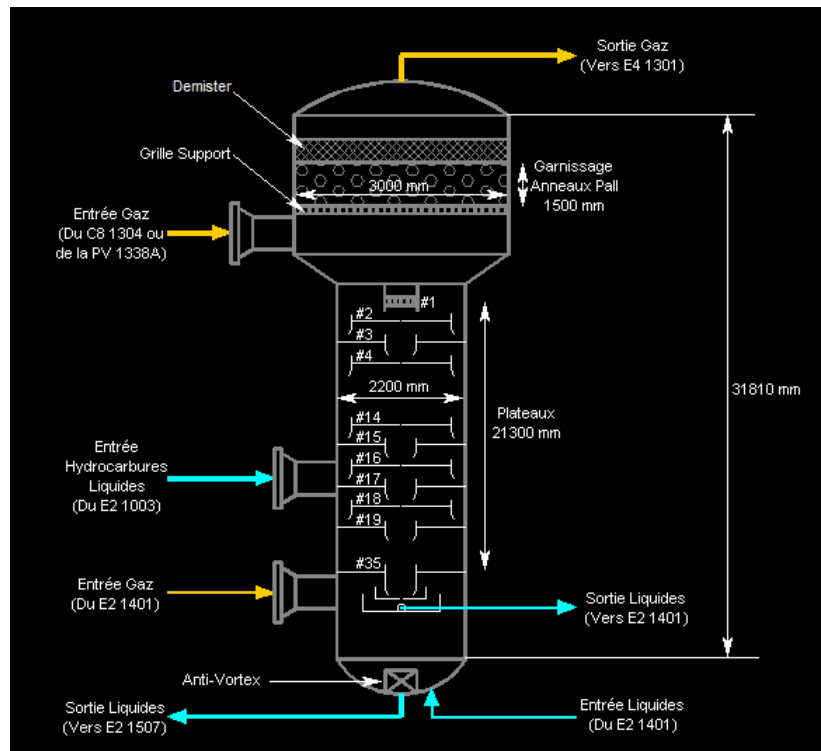


Figure I.9: Dééthaniseur T6-1401[4]

➤ Description de l'installation

Deux alimentations du dééthaniseur T6-1401 ont été prévues. La première est au niveau du plateau N°1 qui concerne le fluide provenant du turbo expander C8-1304 (ou Vanne Joule Thompson PV-1338A) qui rentre à une pression de 19 bars et une température de -63°C. La deuxième alimentation est au niveau du 17^{ème} plateau où le fluide récupéré au fond du séparateur V3-1303 rentre à une pression de 21bars et une température de 30°C (Le fluide de la deuxième alimentation est plus lourd).

Le liquide sortant du fond de dééthaniseur T6-1401 à une température de 86°C passe à travers un réchauffeur E2-1507 pour alimenter la colonne de production (débutaniseur) à une température de 98°C.

Le gaz de tête sortant du dééthaniseur à une température de -48°C est utilisé comme fluide caloporteur des échangeurs de chaleurs E4-1301 puis E2-1002 puis comprimé et envoyé vers le pipeline du gaz résiduel [2].

I.6.7.2. Filtration de condensât

➤ Caractéristiques de l'équipement

La section de filtration du condensât est nécessaire pour éliminer les débris afin d'éviter le bouchage et l'encrassement des équipements situés en aval. Le système de filtration est composé d'un skid de filtration F4-1201, deux coaliseurs F4-1206 A/B et d'un séparateur primaire V4-1204 (Figure I.10).

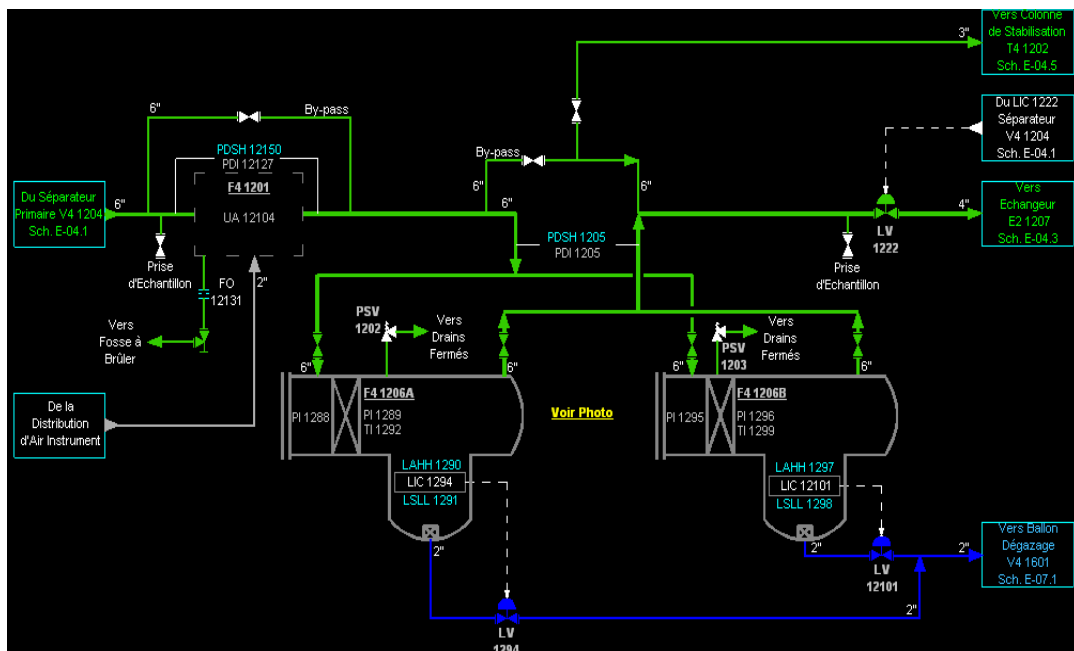


Figure I.10: Filtration de condensât F4-1201/ F4-1206 A/B [4]

➤ Description de l'installation

Le liquide (condensât et l'eau entraînée) récupéré dans le slug catcher et le Boosting alimente le séparateur primaire V4-1204 qui opère à une pression de 29.5bars. Le gaz flashé est envoyé soit vers le réseau du gaz résiduel soit vers la torche.

Le condensât récupéré dans ce séparateur passe à travers le skid de filtration F4-1201 pour éliminer l'eau absorbée. Ce skid de filtration F4-1201 est composé de neuf filtres qui contiennent des éléments en acier inoxydable de 125 microns. Le condensât filtrés sera envoyé vers un collecteur de sortie commun. La pression différentielle à travers ces filtres est mesurée par le PDI-12127. Le lavage à contre-courant des filtres est déclenché par l'interrupteur local PDSH-12150 réglé à 1bar. Le condensât sortant du haut des coaliseurs à une température de 35°C passe à travers le réchauffeur d'alimentation de la colonne de stabilisation E2-1207 pour alimenter la colonne de stabilisation T4-1202 à une température de 33 °C [5].

I.6.7.3. Stabilisation du condensât

➤ Caractéristiques de l'équipement

La colonne de stabilisation de 18 200 mm de hauteur munie de 19 plateaux (plateaux à clapets). Elle est divisée en deux parties: la partie supérieure (diamètre: 914mm) contient six plateaux et la partie inférieure (diamètre: 1900 mm) contient 12 plateaux. Ces deux parties sont séparées par un plateau fixe qui permet de récupérer l'eau qui sera envoyée vers le ballon de dégazage d'eau V4-1601 (Figure I.11).

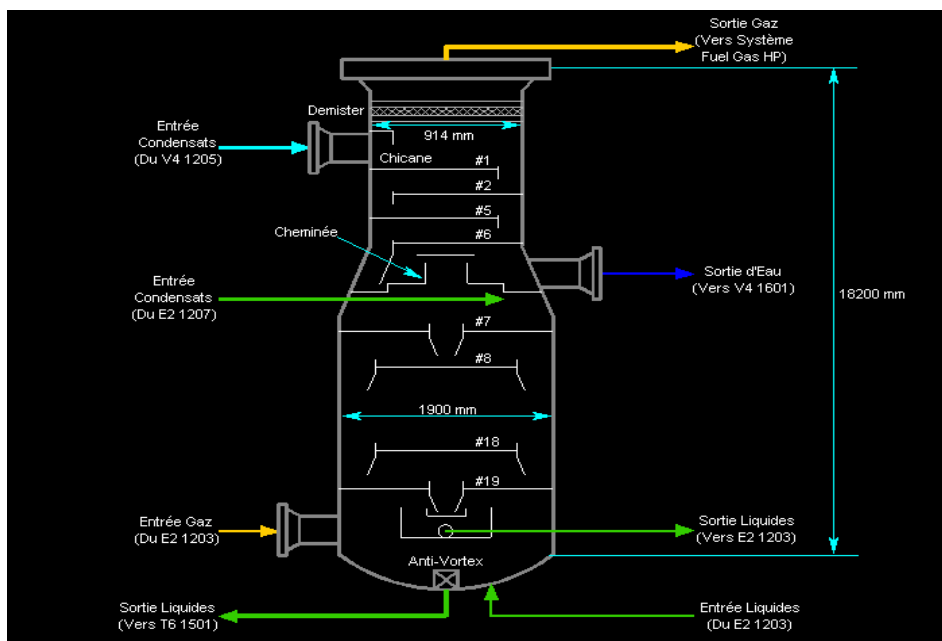


Figure I.11: Colonne de stabilisation V4-1601 [4]

➤ Description de l'installation

La colonne de stabilisation T4-1202 dispose de deux sources d'alimentation, l'une alimente le 7^{ème} plateau par le condensât réchauffé dans l'échangeur de chaleur E2-1207 à 33°C, et l'autre alimente la tête de la colonne (Premier plateau) par le condensât sortant du séparateur primaire V4-1205 à 24°C. Cette colonne est munie d'un rebouilleur E2-1203 où l'huile chaude à 292°C est utilisée comme fluide caloporteur afin de chauffer le condensât du fond de la colonne. Les gaz légers vaporisés sont ensuite envoyés vers le système de fuel gaz à une température de 22°C. Le liquide est accumulé au fond de la colonne et alimente le débutaniseur T6-1501 au niveau du 18^{ème} plateau à une température de 165°C et une pression de 22 bars [2].

I.6.7.4. Débutaniseur

➤ Caractéristiques de l'équipement

Le débutaniseur T6-1501 est une colonne de distillation munie de 32 plateaux à clapets (Figure I.12), de diamètre de 3200mm et de hauteur de 24760mm. La colonne reçoit deux alimentations différentes, l'une au niveau du plateau N° 12 et l'autre au plateau N° 17.

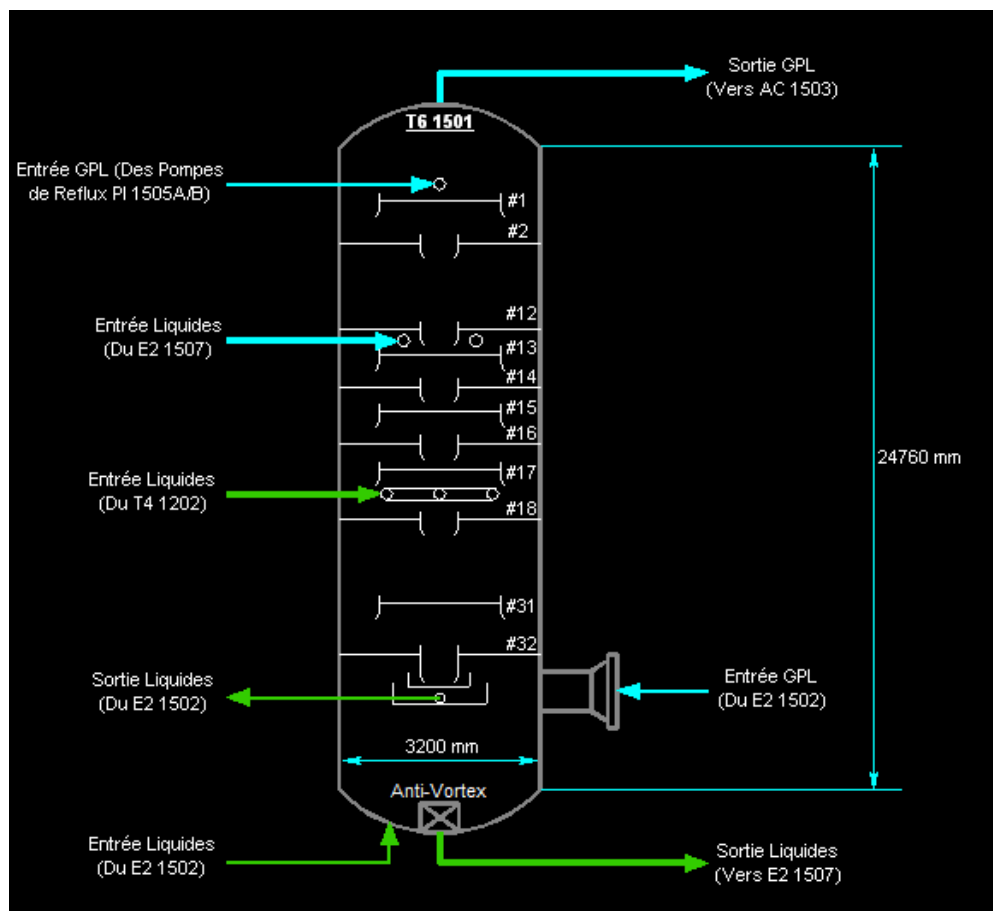


Figure I.12: Débutaniseur T6-1501[4]

➤ Description de l'installation

Le débutaniseur T6-1501 dispose de deux sources d'alimentation: La première reçoit le liquide (C3 et plus) accumulé au fond de la colonne de dééthaniseur après son réchauffement dans l'échangeur E2-1507 à une température de 98°C. La deuxième reçoit le condensât stabilisé récupéré au fond de la colonne de stabilisation T4-1202 à une température de 165°C [3].

Le GPL (C3/C4) et les composés plus légers présents dans le condensât accumulé au fond de la colonne sont vaporisés par le rebouilleur E2-1502 qui fournit de l'énergie nécessaire, puis récupérés en tête de débutaniseur T6-1501 tandis que le condensât C5+ sont condensés et récupérés au fond de la colonne [3].

Le produit de tête de la colonne (GPL) traverse le condenseur de tête du débutaniseur AC-1503 où il est refroidi à une température de 60°C. L'aérocondenseur est composé de 8 batteries, chacune est munie de deux ventilateurs. La température à la sortie de l'aéroréfrigérant AC-1503 est contrôlée par le TIC-1547 qui règle le débit d'air sur les ailettes d'aéroréfrigérant en modifiant l'angle des pales des ventilateurs [3].

Le GPL liquide récupéré dans le ballon de reflux V4-1504 alimente les pompes de reflux du débutaniseur P1-1505 A/B. Lorsque le niveau est établi, les pompes peuvent être mises en service pour d'une part assurer un reflux à la colonne afin de condenser les C5+ vaporisés et d'autre part envoyer une partie de GPL produit au sphères de stockage V6-4101 ou V6-4102 A/B [3].

Le GPL produit est envoyé selon sa qualité On-Spec ou Off-Spec vers les sphères de stockage V6-4101 ou V6-4102 A/B respectivement. L'acheminement du GPL est déterminé par l'opérateur sur la base de l'analyse de la composition du produit [3].

Le condensât provenant du fond du débutaniseur à une température de 194°C est refroidi successivement à travers l'échangeur E2-1507, l'aéroréfrigérant AC-1506 et l'échangeur E2-1207 à une température de 43°C. Une fois le condensât est refroidi et selon sa qualité On-Spec ou Off-Spec, il sera acheminé vers les réservoirs de stockage de condensât [3].

I.6.8. Section de compression du gaz résiduel

➤ Caractéristiques de l'équipement

Les compresseurs du gaz résiduel C2-4001 A/B sont de type centrifuge à un étage entraînés par des turbines à gaz fabriquées par John Brown. En conditions normales, un

compresseur est en fonctionnement pour chaque train. Les gaz d'échappements des turbines sont utilisés dans les réchauffeurs du fluide caloporteur (l'huile diathermique) qui fournit la chaleur nécessaire à certaines étapes de procédé [2].

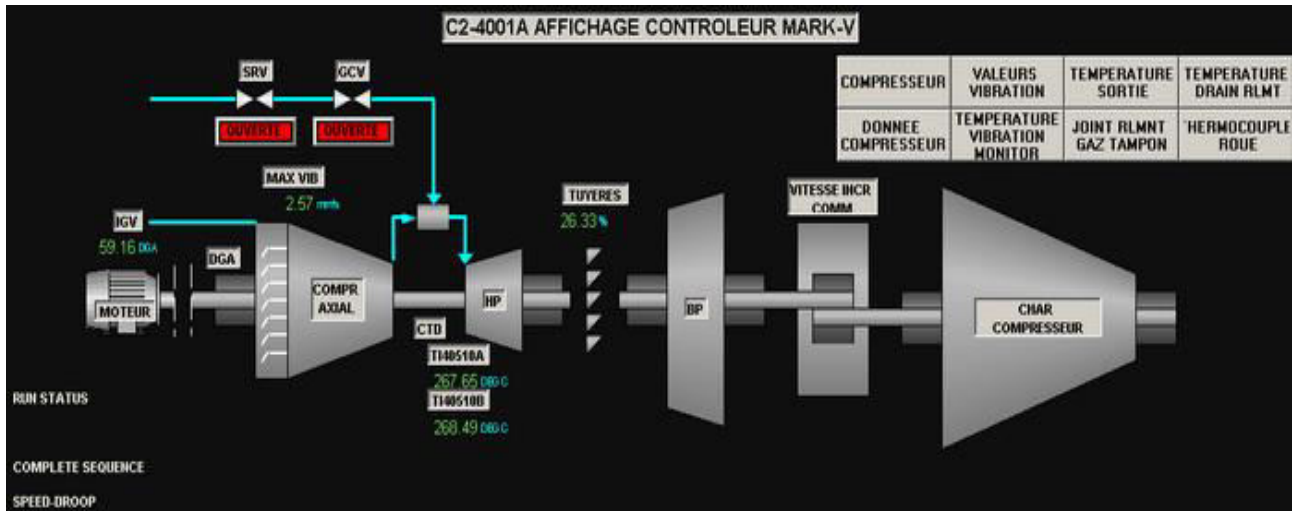


Figure I.13: Compresseur du gaz résiduel C2-4001[4]

➔ Description de l'installation

Le gaz provenant de la section alimente le séparateur V1-4003A/B à une pression de 25 bars et une température de 55°C afin d'éliminer les gouttelettes moyennant le demister situé en tête du ballon. Le gaz sec sortant en tête de ce ballon est comprimé par les compresseurs C2-4001 A/B à une pression de 72 bars. La température à la sortie atteint 145°C. Ce gaz comprimé sera refroidi par un aéro-réfrigérant AC-4002A/B et à une température de 60°C afin de l'envoyer vers le pipeline du gaz résiduel ou le recyclé vers l'entrée de l'usine [2].

I.6.9. Section de stockage et d'expédition des produits

I.6.9.1. Stockage et d'expédition du GPL produit

Les trains de Process sont conçus pour assurer un fonctionnement continu, les installations de stockage sont prévues pour accumuler le produit pour expédition. La capacité de stockage du produit permet également de poursuivre l'expédition en cas d'arrêt des trains de Process [2].

Trois sphères d'une capacité de 500 m³ chacune sont prévues pour stocker le GPL produit sous pression, de manière à empêcher la vaporisation. L'une est réservée pour le stockage du GPL on-spec V6-4101 (Figure I.14) et les deux autres V6-4102 A/B pour le stockage du GPL off-spec (Figure I.15). Ces sphères sont équipées des pompes montées en

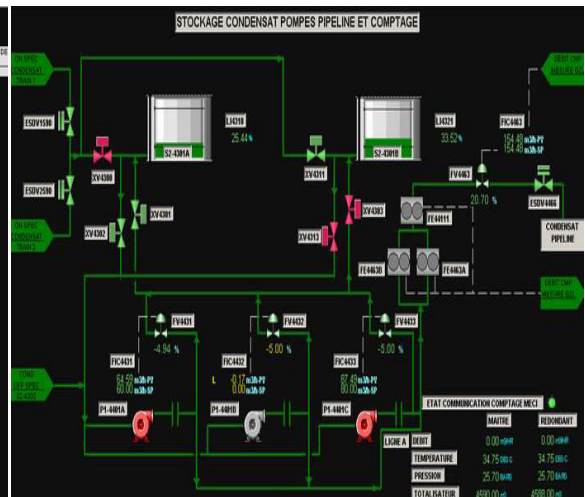
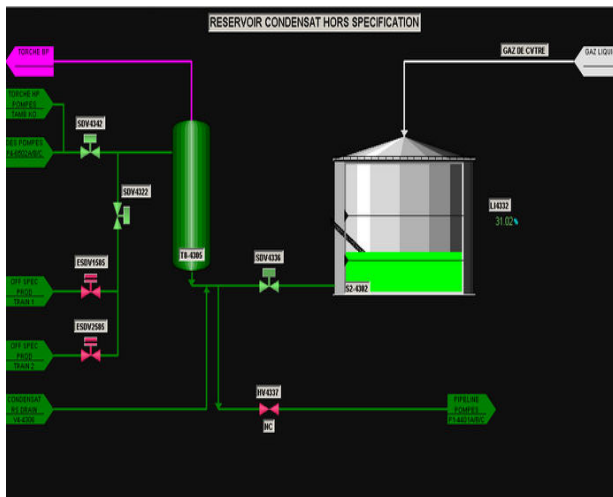


Figure I.16: Stockage condensate off-spec [4] Figure I.17: Stockage condensate on-spec [4]

I.6.10. Section des utilités

I.6.10.1. Inhibiteur de corrosion et de méthanol

L'objet de l'injection d'inhibiteur de corrosion est d'empêcher la corrosion à l'intérieur des tuyauteries (Figure I.18). L'inhibiteur forme un film mince sur la paroi interne de la tuyauterie empêchant ainsi l'accumulation de substances corrosives nuisibles au métal [2]. Le but d'injection de méthanol est d'éviter le givrage puisque, on travaille à des températures très basses.

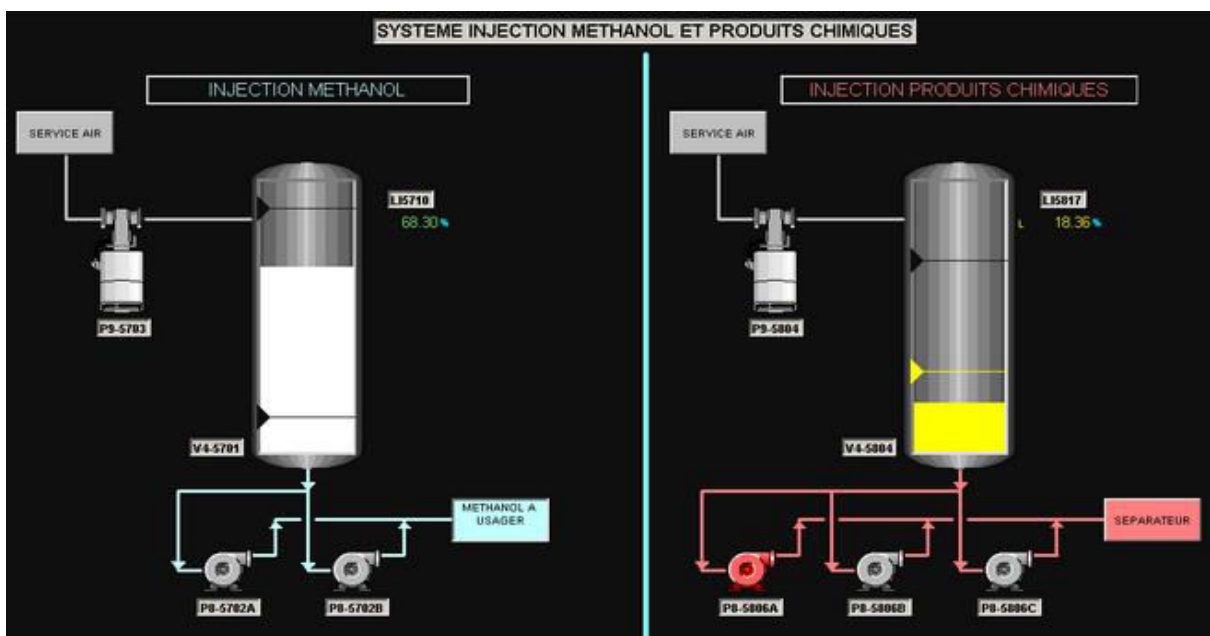


Figure I.18: Inhibiteur de corrosion et de méthanol [2]

I.6.10.2. Section d'air

Le skid d'air se compose de trois compresseurs centrifuges, deux ballons tampon, et de deux sècheurs.

➤ Air service

L'air est aspiré de l'atmosphère ou il sera filtré ensuite mélangé avec de l'huile ou il sera comprimé, l'huile est filtré, l'air passe à travers des aero-refregirants pour être refroidit, cette air (air service), est envoyé dans un ballon tampon (V4-6002). L'air service est utilisé pour le nettoyage [2].

➤ Air instrument

Une partie d'air service est envoyé dans des sècheurs qui marchent en séquences, l'air séché est envoyé dans un ballon tampon (V4-6006). L'air instrument utilisé pour les instruments de mesure et ouverture/fermeture des vannes [2].

I.6.10.3. Section d'azote

L'azote est l'extrait de l'air industriel par le Skid de production d'azote, comprimé à 30 bars, par le skid de compression d'azote (SK- 6903 B/C), puis stocké soit dans le réservoir V5- 6904 de 42m³, soit distribué aux utilisateurs (Figure I.19).

L'air entre dans le générateur par le biais du réservoir tampon d'air qui permet de minimiser les variations de pression. L'air passe ensuite dans l'adsorbeur V3- 6922 A ou B qui adsorbe l'oxygène, et le relâche à l'atmosphère. L'azote qui sort des adsorbeurs traverse les dépoussiéreurs avant d'arriver dans le réservoir tampon, puis il est comprimé à 30 bars dans les compresseurs alternatifs sans lubrification C4-6905 A/B/C/D fonctionnant en série [2].

Le réseau de gaz inerte est utilisé pour maintenir une pression positive dans les récipients qui contiennent des hydrocarbures et pour la purge des équipements en vue d'éliminer les hydrocarbures ou l'oxygène [2].

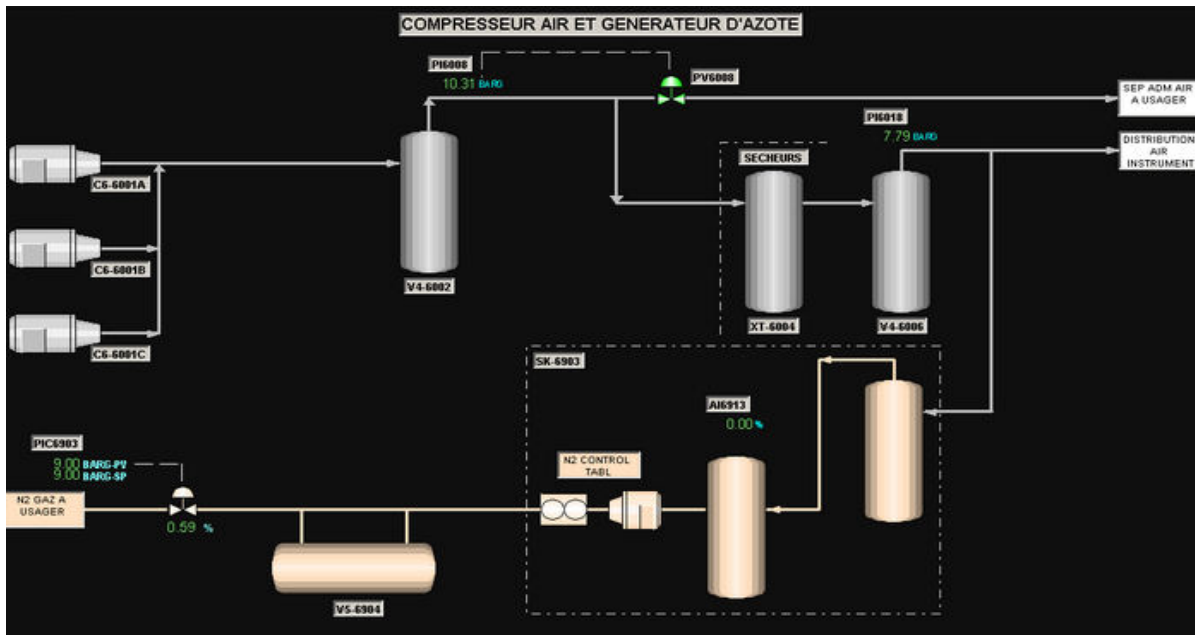


Figure I.19: Section d'air et générateur d'azote [2]

I.6.10.4. Section de fuel gaz

Le système de fuel gaz à haute pression (16.2 bar) est alimenté principalement à partir des têtes des colonnes de stabilisation de condensât. Une possibilité de recevoir le gaz à partir de gaz résiduelle (aspiration C24001A/B) utilisé pour alimentation de la turbine (A/B) une autre ligne en amont V1-5003 est utilisée pour la pressurisation des sphères [5].

Le système de fuel gaz à basse pression (7 bar) est alimenté principalement à partir des têtes des colonnes de stabilisation de condensât. Une possibilité de recevoir le gaz à partir de gaz résiduelle (aspiration C24001A/B) utilisé pour l'allumage du four, torche, borbier et pressurisation du bac off spécification [5].

I.6.10.5. Section de l'huile diathermique

L'huile du réservoir de stockage S2-5206 est aspirée par la pompe de transfert P5-5207 pour l'envoyer vers le ballon d'expansion V4-5203 (Figure I.18). Ce ballon d'expansion reçoit aussi l'huile à partir du ballon d'huile drainée par divers équipements V4-5208 via la pompe de drainage P1-5209. La pression dans le ballon d'expansion est maintenue à 0.8 bar par l'azote via la PCV-5277 pour empêcher la pénétration d'oxygène dans le système. Ce ballon est équipé de deux soupapes de sécurité étalonnées à 4.5 bars pour le protéger de toute pression excessive [2].

Trois pompes de recirculation d'huile chaude P1-5204 A/B/C sont prévues pour faire circuler l'huile chaude récupérée dans le séparateur d'expansion vers le réseau de distribution de l'huile chaude, (800M³/h pour chaque pompe) deux en service et l'autre en réserve [5].

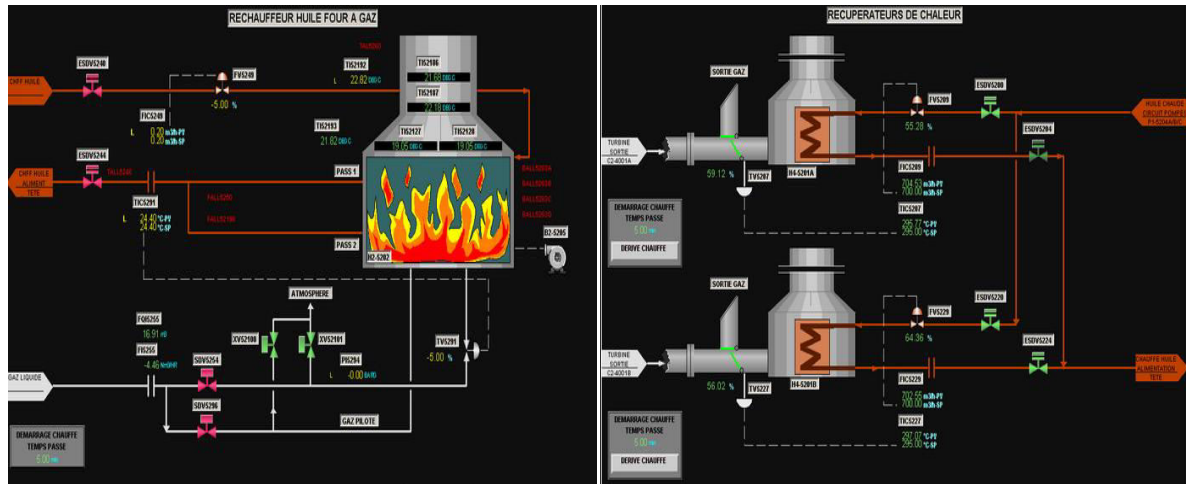


Figure I.20: Récupérateurs de chaleur et de four[5]

I.6.10.6. Section de système de torche [5]

L'installation comporte un borbier et trois types de torche HP, BP et commune (Figure I.21).

- Torche commune concerne les deux trains de procès et la zone de stockage.
- Torche basse pression concerne le bac de stockage off spécification.
- Deux torches haute pression desservent chacune un train et une partie de la zone de compresseur.
- Bourbier est prévu pour l'élimination des hydrocarbures liquides des deux trains.

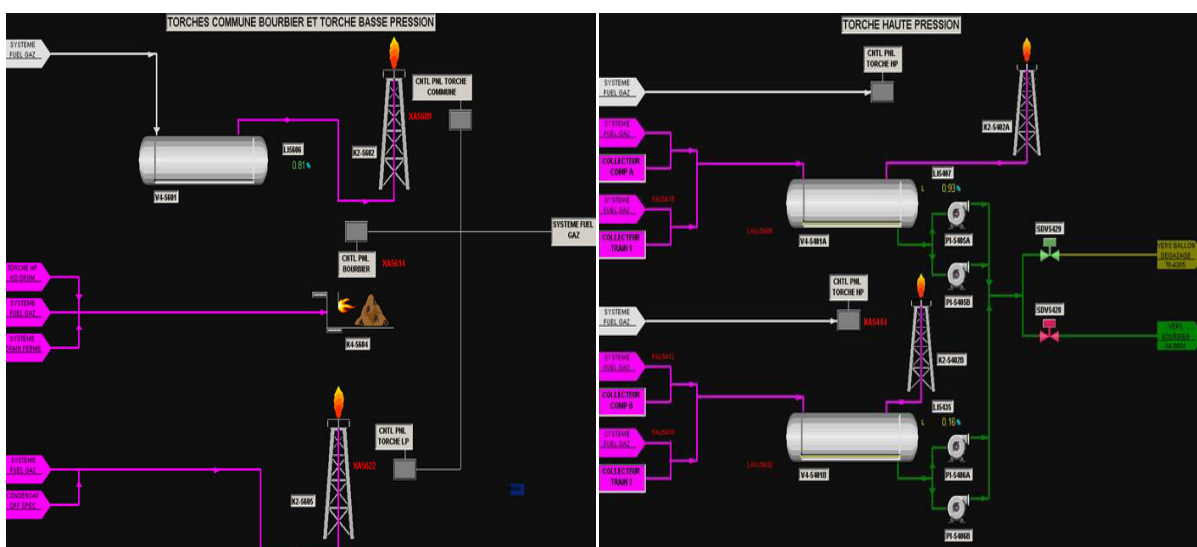


Figure I.21: Systèmes de torche [5]

I.9. Produits de l'usine de GTFT

L'usine du groupement TFT a été conçue pour produire: le gaz résiduel, le GPL et les condensats avec une expédition de 16000 KNm³/j en gaz sec. Les trois produits séparés dans le procédé et expédiés doivent respecter les spécifications comme présentées dans les tableaux I.1, I.2 et I.3 suivants [6].

Tableau I.1: Spécification du Gaz résiduel - pipeline GR 1/2 [6]

Spécifications	Gaz résiduel
Humidité max. (ppm)	50
Pression max. (barg)	71
Température (°C)	60

Tableau I.2: Spécification du GPL -pipeline LR1 [6]

Spécifications	GPL
Teneur C2- max (% mol)	3,0
Teneur C5+ max (% mol)	0,4
Teneur en eau max (ppmv)	100
Pression min (barg)	45
Récupération de C3/C4 (%)	> 70

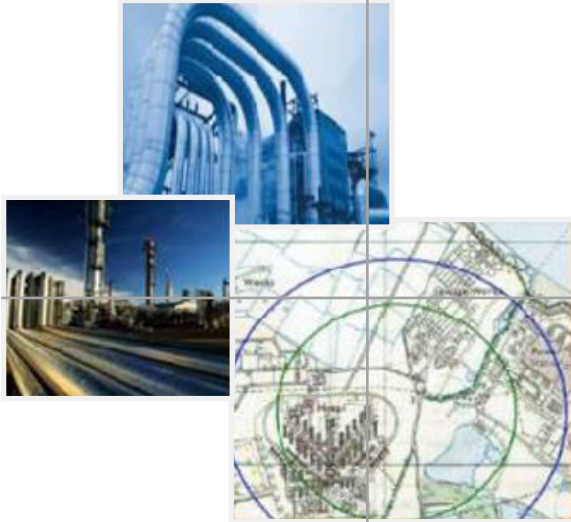
Tableau I.3: Spécification des condensats - vers Station Medersa [6]

Spécifications	Condensats
Tension de Vapeur Reid max (psi)	10
Pression min (barg)	24
Récupération de C5+ (%)	> 95

I.10. Conclusion

Lors de notre formation au sein de l'unité de traitement du gaz de groupement TFT. Nous avons vu que le gaz naturel subit de nombreux processus de traitements en chaîne rigoureux. Il s'agit de faciliter son transport, son stockage et sa distribution par canalisation, améliorant ainsi sa qualité. Celle-ci est un élément clé de sa commercialisation.

Chapitre II: Généralités sur le gaz naturel



II.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie fossile comme, le charbon ou le lignite. Il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures présent naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Il est devenu une des sources d'énergie les plus propres, bien répartir et les plus utilisées dans le monde. Le GPL longtemps considéré comme un produit fatal, car il dépend des activités pétrolières et gazières, présente des qualités intrinsèques et des avantages multiples qui devraient le hisser à un haut niveau d'utilisation. Le gaz naturel et le GPL peuvent servir cet objectif et ont leurs place dans la résolution des problèmes actuels en matière de l'environnement et la réduction de la pollution, et donc il permet de réduire la dépendance vis à vis des autres sources d'énergie.

L'Algérie est le premier pays exportateur du gaz naturel liquéfié (GNL) et le quatrième exportateur de gaz naturel. Son économie est entièrement dépendante des exportations de pétrole et de gaz, contribuant à 30% de son produit intérieur brut (PIB).

II.2. Définition d'un gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol. Utilisé comme source d'énergie, le gaz est composé d'hydrocarbures : principalement du méthane (CH_4) mais aussi du propane (C_3H_8), du butane (C_4H_{10}), de l'éthane (C_2H_6) et du pentane (C_5H_{12}) [5].

II.3. Gaz naturel en Algérie

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel avec un important producteur du gaz au niveau mondial. A la fin de 1953, plusieurs compagnes sismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de Hassi R'mel, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz .Ce premier développement du champ permet de préciser les niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent [5].

SONATRACH est classée comme étant la treizième compagnie pétrolière mondiale, deuxième exportateur en GNL et GPL, troisième en gaz naturel et premier exportateur de condensat. En 1973, presque 85 % de la production était constituée de pétrole brut. La part de pétrole brut représente actuellement à peine 25 % des exportations, le reste étant réalisé par le gaz naturel sous forme GNL, c'est-à-dire liquéfié, ou par gazoduc, le GPL, le condensat et les

produits raffinés [X1]. Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement [5].

- De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0,8 à 3,2 milliards de m³ et celle du condensât passe de 126 000 à 623 000 tonnes.
- De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.
- En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de 300.106 m³/j.
- Entre 1971 et 1974 : Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés.
- Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe.. etc.). Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement Hassi R'mel à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc trans-méditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie [15].

II.3.1. Richesse algérienne en gaz

En 2019, l'Algérie a produit 86,2 milliards de m³ de gaz naturel, soit 3,10 EJ (exajoules), en baisse de 8,1 % en 2019 mais en progression de 12 % depuis 2009. Elle se classe au 10^e rang mondial avec 2,2 % de la production mondiale et au 1^{er} rang en Afrique [15].

II.3.2. Réserves gazières en Algérie

Les réserves prouvées de gaz naturel de l'Algérie étaient estimées par BP à 4 300 milliards de m³ fin 2019 (153,1 trillions US de pieds cubes), soit 50 années de production au rythme de 2019. Ces réserves classaient l'Algérie au 11^e rang mondial avec 2,2 % du total mondial, et au 2^e rang en Afrique derrière le Nigeria [15].

II.4. Composition du gaz naturel

Le constituant principal du gaz naturel est le « méthane », son pourcentage varie d'un endroit à un autre et peut même atteindre les 95%. Le reste de sa composition, se répartie entre les produits énergétiques et non énergétiques:

II.4.1. Produits énergétiques

Comme l'éthane, le propane et le butane qui sont les plus légers et le pentane, hexane, heptanes et plus, qui constituent la partie la plus lourde. [5].

II.4.2. Produits non énergétiques

Comme l'azote, le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, le mercure, l'eau, l'hélium et l'hydrogène.

II.5. Différents types du gaz naturel

Il existe plusieurs formes du gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Cependant, on peut classer les gaz naturel selon leur origine en:

II.5.1. Gaz naturel bactérien

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

II.5.2. Gaz naturel thermique

C'est un gaz formé par la dégradation thermique des sédiments qui portés à des températures et des pressions croissantes au cours de l'évolution des bassins sédimentaires. On peut avoir aussi, à côté des hydrocarbures une large gamme de composées non hydrocarbonnée.

II.5.3. Gaz naturel inorganique

C'est un gaz inorganique qui se forme, à faible proportion, au cours de la formation des gaz hydrocarbures, les gaz volcaniques et les sources hydrothermales contiennent parfois du méthane et des inclusions fluides des minéraux des roches métamorphiques ou magmatiques [16].

II.5.4. Gaz sec

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas de formation de phase liquide. Le gaz formé est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane [16].

II.5.5. Gaz humide

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz formé est moins concentré en méthane [16].

II.5.6. Gaz à condensat

Il forme une phase liquide dans le réservoir en cours de production (aussi dit condensat, gaz condensat, ou parfois naturel gasoline pour les anglophones), la phase condensée est riche en constituants lourds.

II.5.7. Gaz associé

Le gaz coexiste dans le réservoir avec une phase liquide « huile ». Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous [16].

II.6. Caractéristiques du gaz naturel

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

II.6.1. Pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en Joules, qui serait dégagée par la combustion complète d'un mètre cube de gaz sec dans les conditions normales de température et de pression. On distingue deux valeurs de pouvoirs calorifiques : Pouvoir calorifique supérieur (PCS) et inférieur (PCI).

- **PCS:** C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'un mètre cube de gaz. La vapeur d'eau formée pendant la combustion étant ramenée à l'état liquide et les autres produits de combustion étant à l'état gazeux.
- **PCI:** C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur. Le PCS diffère du PCI d'une quantité qui est égale à la chaleur latente de vaporisation de l'eau [7].

II.6.2. Composition chimique

Elle indique la nature des composés hydrocarbures et autres constituants du gaz et leur importance relative dans le mélange par l'intermédiaire de leur fonction volumique ou moléculaire. La composition chimique d'un gaz est utilisée pour les études de vaporisation. Elle sert aussi à calculer certaines de ces propriétés en fonction de la pression et de la

température (compressibilité, densité) et à définir les conditions de son traitement lors de l'exploitation (extraction des produits liquides) [7].

II.6.3. Viscosité

La connaissance de la viscosité des gaz et des condensats est nécessaire pour effectuer les calculs d'écoulement aux différents stades de la production et notamment pour connaître les pertes de charge [7].

II.6.4. Masse volumique

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz exprimée en Kg/m³; Elle est fonction de température et de la pression; En dehors de condition spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales; connaissant la masse volumique du gaz aux conditions normales (T = 0°C, P = 1 Atm).

II.6.5. Densité

La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions. Elle peut être obtenue à partir de sa masse moléculaire que l'on peut définir à partir de sa composition chimique :

$$\text{Densité de gaz} = \frac{m_g}{m_a} = \frac{m_g}{28,96}$$

Où :

M_g : Masse moléculaire du gaz.

M_a : Masse moléculaire de l'air.

II.6.4. Volume massique

Le volume occupé par une unité de masse de gaz, il est donc l'inverse de la masse volumique [7].

II.7. Gaz du pétrole liquéfié (GPL)

II.7.1. Définition du pétrole liquéfié

Le gaz du pétrole liquéfié appelé communément GPL; est un mélange gazeux composé essentiellement du butane et du propane à la température ambiante et à la pression atmosphérique, mais il peut demeurer à l'état liquide sous des pressions relativement basse (4-18 atmosphère), ceci présente l'intérêt de stocker une importante quantité d'énergie dans un

volume réduit, ce qui permet de le transporter plus facilement que les gaz non condensable (méthane, éthane) qui exigent des pressions très élevées [5].

II.7.2. Caractéristiques de GPL

- **Odeur:** Le GPL est incolore, soit en phase vapeur ou en phase liquide, inodore à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant (composés sulfures tel que le diéthyl-mercaptane ou le diméthyl-sulfide), afin de faciliter sa détection comme le cas du gaz naturel pour usage domestique ou industriel.
- **Tension de vapeur (TVR):** La tension du GPL est de 8 et 2 bars pour le propane et le butane respectivement à 20° C.
- **Dilatation :** à l'état liquide, le GPL a un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de stockage.
- **Densité :** à l'état gazeux, il est plus lourd que l'air.
- **Température d'ébullition :** A la pression atmosphérique la température de propane est de -45°C et celle de butane est de -6 °C.
- **Pouvoir calorifique :** C'est la propriété la plus intéressante étant que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques : (=29460 Kcal/Kg).
- **Impuretés :** Le plus important est le soufre, qui une teneur est inférieur ou égale à 0,005 % en masse, ainsi l'eau l'un des impuretés importants.
- **Explosibilité et inflammabilité :** Le GPL est un gaz explosif lorsqu'il est mélangé avec l'air ou l'oxygène, la limite d'inflammabilité inférieure du GPL est très basse, par exemple les limites d'inflammabilités du propane de 2.4 à 93.5 % du volume de gaz dans l'air et celle du n-butane de 1.9 à 8.4 % du volume de gaz dans l'air. Puisque le GPL est plus lourd que l'air il peut se déplacer à des niveaux plus bas dans son entourage, et peut former un mélange de gaz explosif, même dans les milieux aérés

II.7.3. Production de GPL

II.7.3.1. Dans le monde

Les principaux producteurs de GPL dans le monde sont les États-Unis, l'Arabie saoudite et la Chine. À eux trois, ils délivrent près de 37 % des GPL produits dans le monde. Ce sont également les trois principaux consommateurs de GPL. D'après l'étude statistique annuelle « Statistical Review of Global LPG » éditée par la WLPGA et Argus Media, la production mondiale de GPL avoisine en 2015 les 292 millions de tonnes, soit une hausse de 4 % par rapport à 2014.

Les États-Unis est le premier producteur mondial de GPL, qui a produit entre 2010 et 2015 près de 20 millions de tonnes de GPL supplémentaires, mais aussi par la hausse des exportations en provenance d'Iran et de Russie. [17]

II.7.3.2. GPL en Algérie

L'Algérie est le premier pays exportateur de gaz naturel liquéfié (GNL) et le quatrième exportateur de gaz naturel. Son économie est entièrement dépendante des exportations de pétrole et de gaz, contribuant à 30% de son PIB [18].

Depuis la mise en exploitation du champ gazier de HOUD EL HAMRA en 1996, la production du GPL en Algérie connue un développement rapide.

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

- **10%**: Sont obtenus à la suite du raffinage du pétrole brut aux raffineries de Skikda, Arzew, Alger. La production moyenne annuelle de ces raffineries est de l'ordre de 530.000 tonnes sont réparties dans le tableau suivant :

Tableau II.1 : Capacité de production de GPL dans les trois raffineries [8]

	Skikda	Arzew	Alger
GPL	340.000 tonnes	100.000 tonnes	90.000 tonnes
Butane	83%	74%	93%

- **11%**: Sont obtenus à l'issue de la liquéfaction du gaz naturel aux complexes de liquéfaction de SONATRACH, GL2Z, GL1K et réparti comme suit :
 - GL2Z : 405.000 tonnes dont 50% en butane.
 - GL1K : 170.000 tonnes dont 40% en butane.
- **79%**: Sont produits à partir des gisements d'hydrocarbures, suite à la séparation du gaz et le traitement du pétrole brut ; soit 4,35 millions de tonnes.

L'offre du GPL est localisée essentiellement dans la région Ouest à Arzew avec **87%**, 9% dans la région Est (Skikda), 2% au Centre et 2% dans le Sud au niveau des champs de HASSI R'MEL, HAOU DH - BERKA OUI et L'HAMR

II.7.4. Stockage de GPL

Il faut prévoir des moyens efficaces pour le stockage. Le GPL est stocké sous pression dans des réservoirs en cigare pour le propane avec une capacité limitée (jusqu'à 500 m³) et réservoirs sphériques pour le butane avec une capacité réalisable va de 200 m³ jusqu'à 7000 m³.

Lors de son stockage, Les trains de process étant conçus pour assurer un fonctionnement continu, les installations de stockage sont prévues pour accumuler le produit pour expédition. La capacité de stockage du produit permet également de poursuivre l'expédition en cas d'arrêt des trains de process.

Trois sphères d'une capacité de 500 m³ chacune sont prévues pour stocker le GPL produit sous pression, de manière à empêcher la vaporisation. L'une est réservée pour le stockage du GPL on-spec et les deux autres pour le stockage du GPL off-spec. Ces sphères sont équipées des pompes montées en série pour assurer l'expédition du GPL produit vers le pipeline de GPL. Deux autres pompes sont également prévues pour le recyclage du GPL hors spécification vers le déethaniseur. La pression et la température opératoires sont 17 bars et 57°C. Le gaz tampon (de pressurisation) est fourni par le réseau de fuel gaz HP afin de maintenir la pression dans la sphère à 17 bars.

L'expédition de GPL comprend trois pompes Booster et trois pompes d'export. Les pompes Booster P1-4103A/B/C de type centrifuge reçoivent le GPL on-spec de la sphère à une pression de 17 bars et le refoulent à une pression de 22 bar-g. Les pompes d'expédition P1-4201A/B/C reçoivent le GPL on-spec issu des pompes Booster P1-4103A/B/C. Les pompes P1-4201A/B/C sont de type centrifuge, à dix étages. Deux pompes sont en service et troisième est en réserve.

II.7.5. Application de GPL

Les domaines d'utilisation du propane et du butane sont très nombreux et diversifiés [10]:

- Utilisations domestiques (cuisine, chauffage);
- Utilisations pétrochimiques (production d'oléfines);
- Dans le domaine de froid et du conditionnement d'air;
- Carburant de véhicules;
- Source de chauffage à travers les fours industriels;
- Centrale électrique: combustible pour la génération électrique.

II.8. Procédés de traitements du gaz

D'une façon générale, le traitement des gaz naturels consiste soit : à retirer spécifiquement certains constituants présents dans les gaz « bruts » en sortie des puits de production pour rendre le gaz compatible avec les spécifications requises pour son transport et/ou pour le rendre compatible avec des spécifications de qualité commerciales (contractuelles) et réglementaires, soit : à fractionner le gaz brut saturé par une séparation triphasique qui permet de dissocier le gaz (composé le plus léger) des liquides, c'est-à-dire du condensat et de l'eau (composés les plus lourds). Suivi par un refroidissement (traitement cryogénique) ou Le gaz est fractionné en GPL et gaz sec. Suivant le mode de refroidissement, le traitement du gaz naturel se compose de trois types de procédés [5]:

II.8.1. Procédé Pritchard

Basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et par détente simple enthalpique (vanne joule Tompson), avec l'utilisation du propane comme fluide réfrigérant, pour atteindre des températures en fin de cycle voisines de -23°C .

II.8.2. Procédé Hudson

Basé sur le refroidissement du gaz par échanges thermiques et complétée par une détente isentropique à travers une machine dynamique appelée "turbo-expander", qui permet d'atteindre un niveau de température relativement plus bas -55°C . Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

II.8.3. Procédés mixtes

Ces procédés sont les plus performants car ils utilisent le turbo-expander, la vanne joule Tompson et la boucle de propane, où on atteint les -66°C . Ils permettent une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

II.9. Conclusion

Le gaz naturel est considéré comme un combustible plus propre et plus respectueux de l'environnement que la plupart des autres combustibles fossiles. Son avantage par rapport au charbon ou au pétrole réside dans le fait que les émissions de dioxyde de soufre sont négligeables et que les niveaux d'oxyde d'azote et de dioxyde du carbone sont plus faibles.

Un plus grand recours à la production de GPL, cette source d'énergie est exceptionnelle en raison de leur origine, de leur caractéristique, de leur application et de leur filière. En tant qu'énergie moins polluante, faiblement émettrice de CO_2 , performante et

novatrice, les GPL offrent, également, de nombreux avantages pour les consommateurs et les secteurs professionnels comme pour l'environnement, leur facilité de transport et leur variété d'usages, les GPL permettent d'assurer et de contribuer, sans délai, à un modèle énergétique durable et compétitif.

Chapitre III: Simulation



III.1. Introduction

La simulation est devenue de nos jours la méthode de modélisation des procédés industriels, la plus importante dans le monde. La simulation est l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer le comportement d'un procédé, l'avantage majeur de la simulation est la fourniture d'un aperçu du comportement d'un système réel, qui est difficile de l'avoir à travers l'expérience en particulier pour les systèmes complexes avec plusieurs variables.

III.2. Simulation de recyclage de récupération du GPL de l'unité GTFT

Le recyclage du gaz dans la chaîne de traitement est une opération qui a pour but à optimiser le max du composé à PCS élevée. En plus, le recyclage a une influence directe et positive sur l'amélioration de récupération du GPL vu que le gaz recycle du linge d'expédition (gaz sec) contient un pourcentage de C₃ et C₄. Il a aussi un effet rentable sur l'augmentation de l'énergie dégagée par la turbine export, spécialement dans la période hivernale.

La simulation est définie comme l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer une description du comportement d'un système physique (procédé). Lorsque le modèle mathématique répond aux ajustements de changement des paramètres comme un procédé réel, la simulation peut être classée comme une méthode commode qui ne coûte pas chère et sans danger pour la compréhension du comportement du procédé réel et sans intervention sur le procédé en cours de fonctionnement.

Les logiciels de simulation sont de plus en plus nombreux, et deviennent de plus en plus indispensables pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels qui fonctionnent parfois loin de leur optimum [12]. Cependant, les plus connus dans le domaine de génie chimique en générale et du raffinage en particulier sont: Aspen plus, ChemCAD-III, Design-II, HYSIM, PRO-II, HYSYS, ...etc. Les deux derniers simulateurs sont les plus performants et très utilisés dans l'industrie pétrolière. Dans notre travail, nous avons utilisé le logiciel HYSYS pour simuler notre unité.

III.3. Simulateur HYSYS

Le logiciel HYSYS est un logiciel de simulation de procédés de génie chimique développé par Hyprotech (canada). Il permet le traitement des problèmes simples, tels que les séparations et les problèmes plus complexes tel que la distillation atmosphérique du pétrole

brut et les transformations chimiques. Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont:

- Résolution des bilans de matière et d'énergie.
- Optimisation du procédé.
- Dimensionnement des équipements
- Evaluation économique du procédé.

L'utilisation de simulateur HYSYS se fait de la façon suivante:

- L'utilisateur doit spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange;
- Il choisit un modèle thermodynamique ;
- Il doit établir le schéma du procédé (PFD).

La simulation du cas design nécessite l'introduction de plusieurs données. Les caractéristiques de la charge qui entre dans le slug catcher (composition, débit; température et pression) sont les premières données à introduire [12].

III.4. Choix du modèle thermodynamique

Les modèles thermodynamiques ont fait l'objet de nombreux travaux en vue d'accroître leurs précisions et d'étendre leurs domaines d'utilisation. Le choix d'un modèle thermodynamique est délicat car il doit aboutir à une méthode relativement validée dans les conditions du procédé (conditions opératoires et nature des fluides étudiés,...etc.).

Noter que les modèles thermodynamiques les plus utilisés dans le domaine de traitement de gaz naturel sont: Soave Redlich Kwong (SRK) et l'équation de Peng Robinson (PR), parce que le domaine d'application de ces équations d'état (en terme de pression et de température), est compatible avec le cas de l'usine GTFT, la pression d'entrée de trains est $P= 65$ bar et la température au niveau du séparateur primaire de slug catcher égal à 44 °C [13].Le tableau suivant montre le domaine d'application des deux équations d'état:

Tableau III.1: Domaine d'application des deux équations PR et SRK [13]

Modèle thermodynamique	Température °C	Pression (bar)
PR	> -271	< 1000
SRK	> -143	< 350

Dans notre travail, on a choisi le modèle Peng Robinson (PR) selon les paramètres de type de gaz.

III.5. Validation de simulation

III.5.1. Problématique

Après plusieurs années de fonctionnement de l'unité de traitement de gaz de GTFT, l'usine a connu plusieurs changements aux différents niveaux qui entraînent des problèmes.

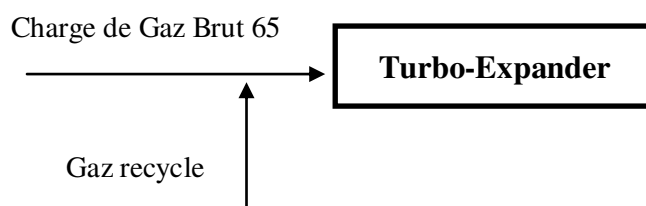
Dans cette étude, le problème de diminution de la pression (GR1) présente un effet direct sur le recyclage de gaz vers le train c.-à-d. la pression GR1 est inférieure à la pression d'entrée de train. Cependant, pour maintenir la pression d'entrée de train à la pression de 65 bars de design, on a présenté un circuit de recyclage vers l'entrée de boosting à travers une ligne qui alimente l'entrée de ballon fuel gaz (gaz export), puis l'étude de la stabilité de cette ligne sur la récupération de GPL. travers un autre linge de la DMI (demande modification industriel) de recyclage, le groupe SONATRACH va acquérir plusieurs avantages comme suit:

- Améliorer l'optimisation de récupération de GPL
- Optimiser le process en récupérant à travers le recyclage un gaz riche en C₃.
- Eviter la perturbation des paramètres de process (c.-à-d. garder les paramètres de design).
- Gagner la chauffe à travers l'augmentation de la charge (on peut éteindre le four).

Notre étude consiste en premier lieu à optimiser et simuler les paramètres et les conditions de fonctionnement avec et sans recyclage des deux cas (entrée train-entre boosting)

III.5.1.1. Basse nomination

Selon la fiche technique de turbo expander la valeur de la pression optimale pour la récupération de GPL et de 65 bars.



III.5.1.2. Basse pression GR1 et GR2

Les pressions GR1 et GR2 qui sont contrôlés par SH-COM ont une influence indirecte sur le fonctionnement et la pression de marche du train afin de garder la pression 65 bars à l'aspiration de turbo expander. Nous avons proposé d'utiliser la ligne DMI de recyclage au niveau d'aspiration Boosting.

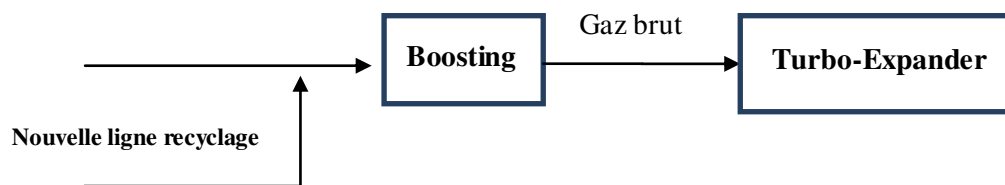


Tableau III.2: Comparaison entre la composition actuel et celle du design

Composition molaire	Cas design (%Mol)	Cas actuel (%Mol)
N ₂	1,83	1,59
CO ₂	1,44	1,44
Méthane	78,19	75,44
Ethane	10,05	10,98
Propane	4,86	5,47
i-Butane	0,54	0,63
i-Pentane	1,49	1,76
n-Pentane	0,33	0,36
n-Hexane	0,41	0,47
n-Heptane	0,35	0,52
i-Octane	0,21	0,45
n-Octane	0,07	0,00
i-Nonane	0,03	0,32
n-Nonane	0,00	0,00
i-Decane	0,00	0,17
n-Decane	0,00	0,00
Totale	100	100

III.5.2. Etapes de simulation

III.5.2.1. Simulation du cas design

L'objectif de cette étape est de simuler le fonctionnement de l'unité de traitement du gaz du groupement TFT avec les paramètres du design, afin de tester la performance du modèle de simulation choisi. Pour que le modèle thermodynamique choisit soit performant, il faut que l'erreur relative donnée par la formule ci-dessous soit inférieure ou égale à 10%.

$$\text{Erreur relative (\%)} = \left| \frac{\text{valeur design} - \text{valeur simulée}}{\text{valeur design}} \right| \times 100 \dots \dots \dots \text{(III.1)}$$

III.5.2.2. Données de base

L'unité de traitement du gaz du groupement TFT a été conçue pour avoir une expédition de 18 Nm³ en gaz sec dans les spécifications des produits sont décrites dans le chapitre II. Les données sont extraites d'après la simulation bilan de matière concerne l'année 2007, qu'la ont été faites pour l'installation de la section Boosting [12]. Ces données sont résumées dans les tableaux suivants:

Tableau III.3: Paramètres du gaz brut

Débit (KNm³/jour)	24.16
Température (°C)	47.0
Pression (bar)	65.0

Tableau III.4: Composition du gaz brut

Composants	% Mol
Azote	1.68
Dioxyde de carbone	1.43
Eau	0.28
Méthane	76.57
Ethane	10.47
Propane	4.77
i Butane	0.56
NButane	1.59
iPentane	0.40
nPentane	0.52
n-Hexane	0.58
n-Heptane	0.52
n-Octane	0.31
n-Nonane	0.21
n-Decane	0.06
C₁₁	0.03
C₁₂⁺	0.02

III.5.3. Etablissement du schéma de simulation

Le procédé de traitement du gaz de l'unité du groupement TFT comporte plusieurs sections de traitement (voir description détaillée donnée dans le chapitre I). Les sections

concernées par la simulation sont celles qui constituent les étapes principales dans l'opération du traitement et de séparation du gaz naturel.

III.5.3.1. Simulation du cas actuel

➤ Conditions opératoires de la charge des trains

La charge entrante au train se caractérise par ses paramètres de fonctionnement et par sa composition molaire. Les conditions opératoires de fonctionnement de la charge sont la température, la pression et le débit dans le cas actuel sont résumés dans le tableau III.5

Tableau III.5: Conditions opératoires de la charge

Température (°C)	46
Pression (bar-g)	65
Débit (kNm³/j)	6.96

La charge se compose de plusieurs constituants en différentes fractions, ces composants ainsi que leurs fractions dans le cas design sont donnés par le tableau III.6

Tableau III.6: Composition molaire de la charge

Constituants	Fractions molaire %
N₂	1,59
IC₅	0,36
NC₅	0,47
CO₂	1,44
C₁	75,44
C₂	10,98
C₃	5,47
IC₄	0,63
NC₄	1,76
NC₆	0,52
NC₇	0,45
2MC₇	0,00
NC₈	0,32
2MC₈	0,00
NC₉	0,17
2MC₉	0,00
NC₁₀	0,10
NC₁₂₊	0,00
H₂O	0,30
Total	100,00

Dans le but de valider la simulation avec la marche actuelle de l'usine, cette simulation est envisagée en comparant les résultats des quantités produites avec le bilan journalier d'une journée choisie arbitrairement (21/06/2021) les paramètres opératoires sont retenus des prélèvements des opérateurs pour la journée concernée.

Noter que le modèle thermodynamique utilisé pour le reste de la simulation est Peng Robinson (PR), puisque le domaine d'application de cette équation est bien adéquat avec le cas du train de traitement GTFT.

Les tableaux III.7 et III.8 représentent respectivement l'erreur relative des paramètres de marche de l'usine, ainsi que les quantités produites en gaz sec, GPL et condensat issus de la simulation comparée avec la marche de l'usine.

Tableau III.7: Paramètres de marche usine (cas actuel)

Paramètres de marche	Cas simulé	Cas actuel	Erreur relative %
Température (°C) sortie E2-1002/1003 coté tube	23.57	23.60	0.12
Température (°C) sortie E4-1301/1302	-19	-18.90	0.5
Température (°C) sortie Expander	-64.27	-63.19	1.7
Pression (bar-g) sortie Expander	19.26	19.28	0.1
Température (°C) fond stabilisateur	158	157.50	0.2

Tableau III.8: Quantités produites pour le cas actuel

Débit m ³ /h	Cas réel	Cas simulé	Erreur %
Gaz expédié	1513.5	1535	1.42
GPL	970.3	982.5	1.25
C ₅ ⁺	394.15	372.8	5.41

Les résultats obtenus de la simulation d'un seul train montrent que les résultats de cas simulé sont très proches avec ceux obtenus en cas réel avec une erreur de 1.4%

Tableau III.9: Simulation des paramètres de la colonne dééthaniseur

Température (C ⁰) Deéthaniseur	Cas réel	Cas simulé	Erreur %
Tête	-51.77	-51.43	0.65
Fond	85.77	88.33	2.98

Les résultats obtenus de la simulation des paramètres de la colonne dééthaniseur illustrent que les résultats de cas simulé sont proche aussi avec ceux obtenus en cas réel.

Tableau III.10: Simulation des paramètres de la colonne debutaniseur

Température (C ⁰) Debutaniseur	Cas réel	Cas simulé	Erreur%
Tête	60	69.76	6.56
Fond	192	204.1	6.30

Les résultats obtenus de la simulation des paramètres de la colonne debutaniseur montrent que les résultats de cas simulé sont similaires avec ceux obtenus en cas réel.

Tableau III.11: Composition en fraction molaire du gaz expédition

Compositions du gaz exp	Cas réel	Cas simulé	Erreur %
H ₂ O	0.000	0.000	0.000
Nitrogène	0.0179	0.0179	0.000
CO ₂	0.0155	0.0155	0.000
Méthane	0.8348	0.8348	0.000
Ethane	0.1111	0.1112	0.090
Propane	0.0197	0.0192	2.538

Les résultats obtenus de la simulation de la composition en fraction molaire du gaz d'expédition présentent que les résultats de cas simulé sont similaires avec ceux obtenus en cas réel.

Tableau III.12: Composition en fraction molaire du GPL

Compositions de GPL	Cas réel	Cas simulé	Erreur %
H ₂ O	0.000	0.000	0.000
Nitrogène	0.0002	0.000	1.000
CO ₂	0.0001	0.0000	1.000
Méthane	0.0081	0.0000	1.000
Ethane	0.0189	0.0194	2.645

Propane	0.5871	0.5887	0.272
I-butane	0.0984	0.0911	7.418
n-butane	0.2844	0.2438	14.275

Les résultats obtenus de la simulation de la composition en fraction molaire du GPL illustrent que les résultats de cas simulé sont presque similaires avec ceux obtenus en cas réel.

D'après les deux tableaux ci-dessus, nous remarquons que les écarts entre les valeurs du cas actuel et les valeurs du cas simulé sont faibles et l'erreur relative inférieure à 10%.

On peut donc conclure que le modèle que nous avons choisi Peng Robinson(PR) à l'aide de simulateur HYSYS traduit bien le fonctionnement de l'unité.

III.6. Utilités de gaz de recyclage

On utilise le gaz de recyclage pour maintenir la pression ou niveau de Slug Catcher constante (35 bar), pour assurer aussi la chauffe donc on va augmenter les fumés dégagés et pour améliorer la récupération de GPL. Ci-dessous un schéma global de la simulation HYSYS de l'usine (voir la Figure III.1).

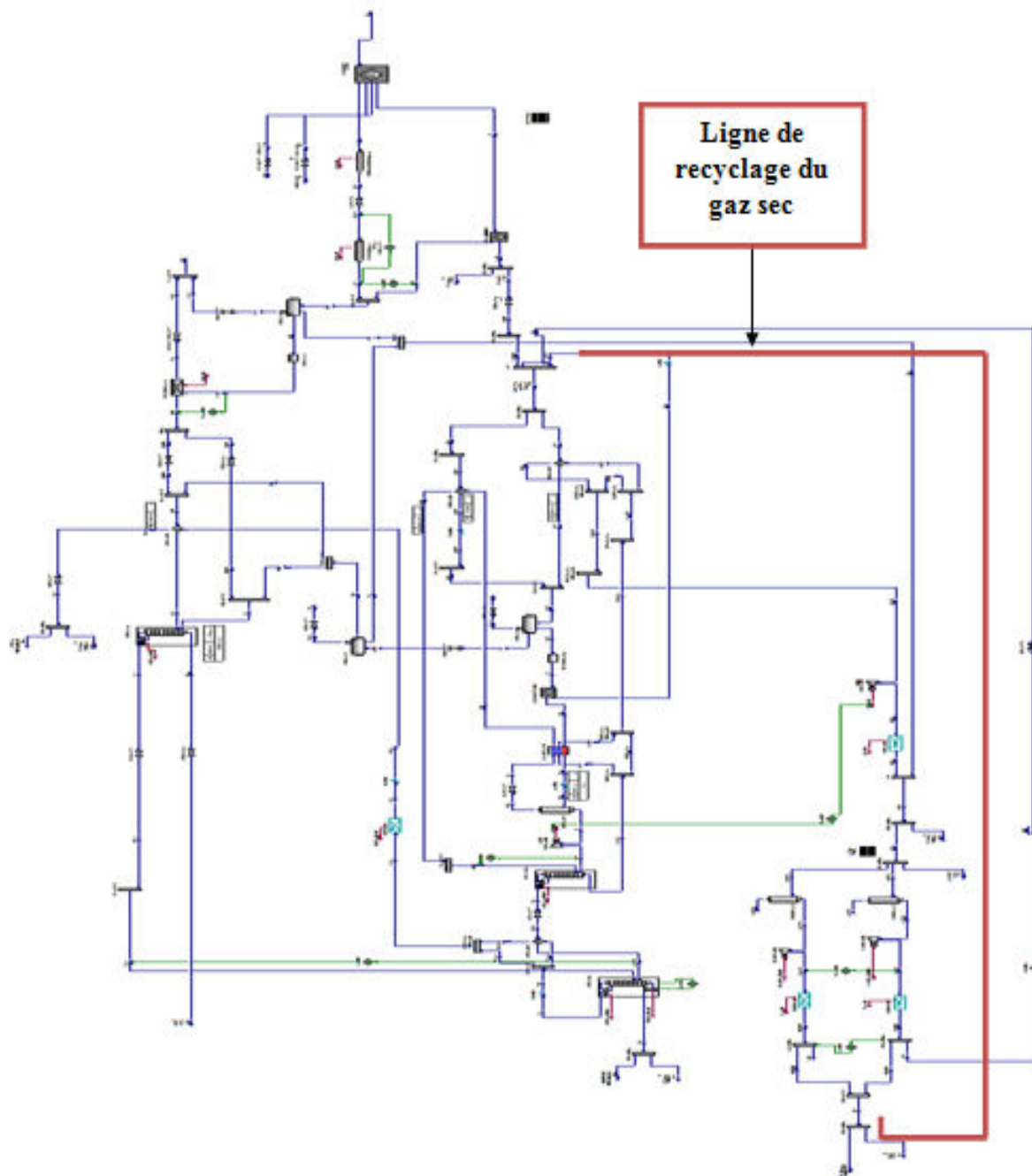


Figure III.1: Schéma PFD de simulation des principales sections de l'unité de traitement du GTFT

Lorsque le débit de gaz brut diminue, l'installation doit être exploitée en mode de recyclage (turn-down) de l'installation afin de satisfaire aux exigences de réduction minimale du turbo-expander.

Le recyclage des gaz résiduels permettra au turbo-expander de fonctionner de manière satisfaisante pendant ces années de turn-down (minimum de la charge d'usine $Q = 3.99 \text{ KNm}^3/\text{J}$ données KBR (1) Le turbo-expander peut exploiter dans des conditions stables entre 420 et 280 kNm^3/h , ou ce qui revient au même 9,8 et 6,7 MNm^3/j . Celui-ci a été conçu pour fournir une puissance maximale de 7 200 kW au compresseur à une vitesse maximale de 13 700 tr/min (105 %). Lorsque le débit de gaz d'alimentation réduit, le turbo-expander doit être maintenu à une charge min de 70 % par l'utilisation de recyclage des gaz résiduels.

Le rendement du Turbo Expander est lié directement au débit du gaz d'entrée, c'est pour cela qu'on a introduit du gaz sec à l'entrée du train pour obtenir un débit optimum et par conséquent améliorer le rendement du Turbo_Expander sans influencer le fonctionnement des autres équipements [12], voir la Figure III.2

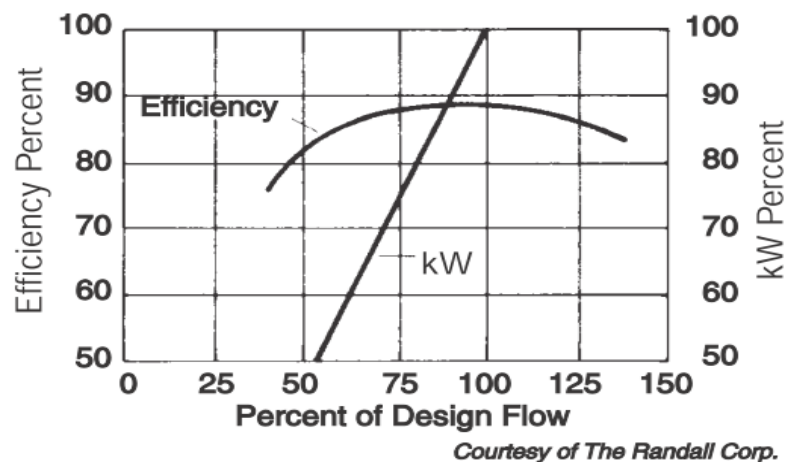


Figure III.2: Efficacité du Turbo Expander en fonction de débit du gaz [14]

III.7. Conclusion

L'examen des tableaux précédents montre que les valeurs obtenues par la simulation sont voisines de celles du design et aussi pour le cas actuel. Par conséquent et suite aux résultats satisfaisants, on peut donc utiliser notre modèle de cas de recyclage de gaz sec en vue de maximiser la récupération du GPL.

Chapitre IV: Résultats et discussion



IV.1.Introduction

Ce chapitre résume l'ensemble des résultats obtenus par le logiciel HYSYS liés à la récupération du GPL, avec et sans recyclage du gaz sec vers l'entrée du train et vers le boosting. On a gardé séparément notre modèle avec l'équation d'état Peng Robinson, qui est la plus répandue dans le domaine de l'industrie gazière et pétrolière.

IV.2. Simulation d'un train de traitement de gaz GTFT

Dans cette étude, la simulation d'un train de traitement de gaz de GTFT a été montrée par le cas actuel avec recyclage.

IV.2.1. Cas simulé avec recyclage de train

On présente la simulation de l'effet du gaz sec recyclé sur la récupération de GPL.



Figure IV.1: Débit de GPL expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

La Figure IV.1 montre l'amélioration de la récupération du GPL du gaz recyclé dans le gaz d'expédition (export), sachant que ce gaz lui-même est riche en C₃ et C₄.

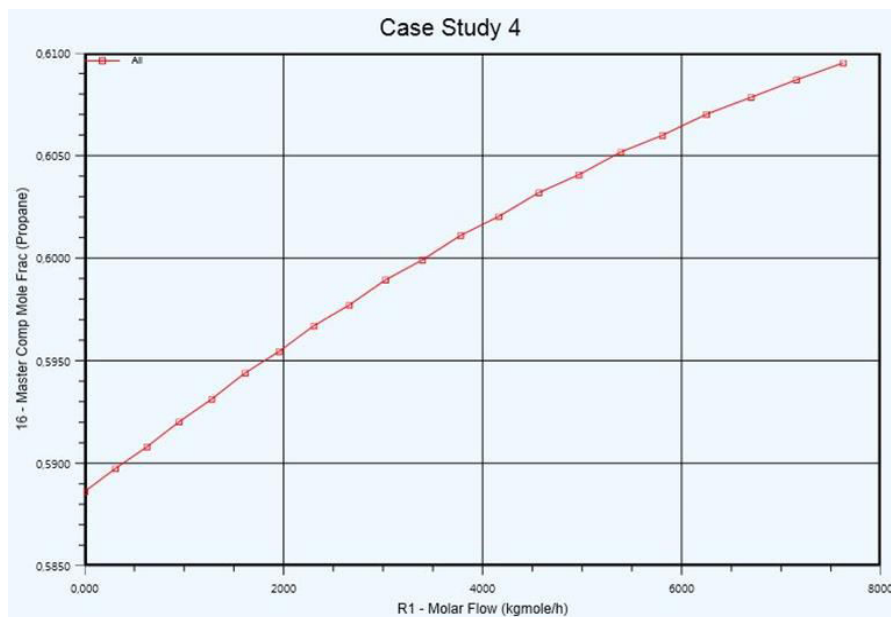


Figure IV.2: Fraction molaire du propane dans le GPL expédié en fonction du gaz sec recyclage.

Figure IV.2 confirme l'évolution du gain de la fraction molaire du GPL récupéré au niveau de la colonne débuthaniseur qui dépend sûrement du débit recyclé.

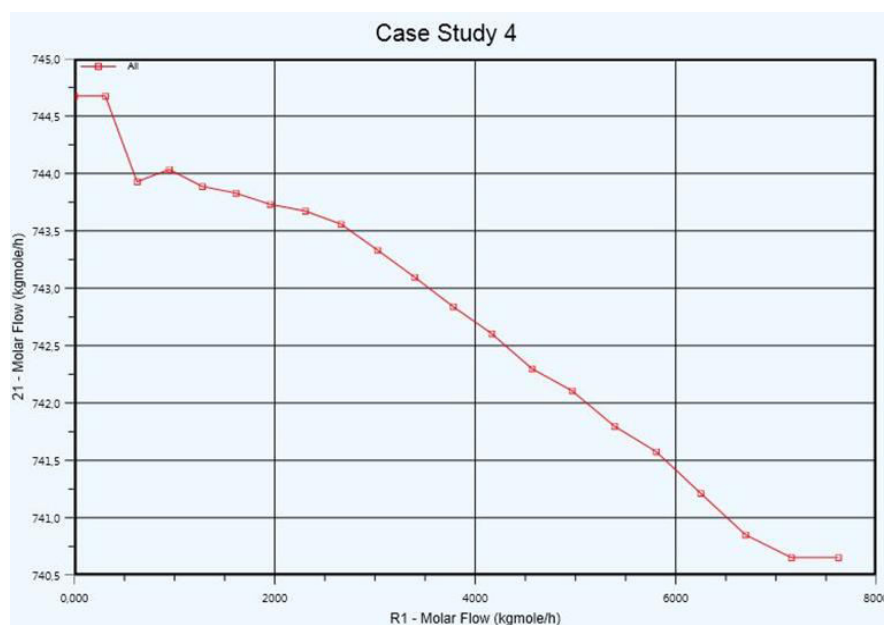


Figure IV.3: Débit du condensat expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

D'après la Figure IV.3, nous remarquons la baisse production ou d'expédition du débit de condensat est naturellement dépend de la charge du gaz brut.

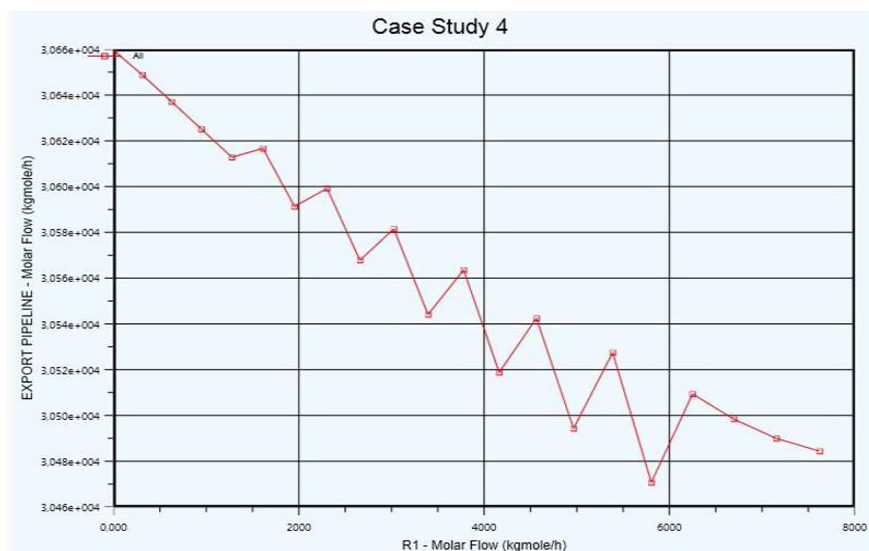


Figure IV.4 : Débit du gaz expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

A partir de ce graphe, nous remarquons que l'effet de recyclage a influé sur la composition de gaz sec avec:

- Gain de GPL dans le gaz sec et la perte d'énergie
- Fonctionnement de l'unité de traitement en mode turn-down ($Q < 70\%$) avec l'ouverture de la vanne de recyclage à l'entrée du train, nous porte plus de GPL. En plus, il apporte une meilleur stabilité pour les paramètres de process, par cohérent le débit de gaz sec recyclé alimentant le turbo-expander ajuste la pression d'entré à la chaine de traitement ($P=65\text{bar}$).

IV.3. Calcul économique du taux de récupération du GPL dans le train

Le calcul du taux de récupération du GPL dans le train s'exprime par la relation suivante

$$T = Q_f / Q_i \times 100 \quad \text{Avec:}$$

Q_i : Débit de GPL dans la charge entrante

Q_f : Débit de GPL récupéré à la sortie

IV.3.1. Cas actuel

➤ Premier cas (sans recyclage)

Le débit de GPL produit sans recyclage est présenté dans le tableau VI.1:

Tableau IV.1: Débit de GPL produit de train sans recyclage

Débit de gaz (tonne /jour)	Débit de GPL Q_f (tonne /jour)	Q_i (tonne /jour)	Taux de récupération (%)
0	2366,54	3253	72.74

➤ Deuxième cas (avec recyclage)

Le débit de GPL produit avec recyclage est présenté dans le tableau VI.2:

Tableau IV.2: Débit de GPL produit de train avec recyclage

Débit de gaz (tonne /jour)	Débit de GPL Q_f (tonne /jour)	Q_i (tonne /jour)	Taux de récupération (%)
140,01	2375,91	3253	73.03
881,85	2416,02	3253	74.27
2057,10	2467,98	3253	75.86
3429,62	2513,68	3253	77.27

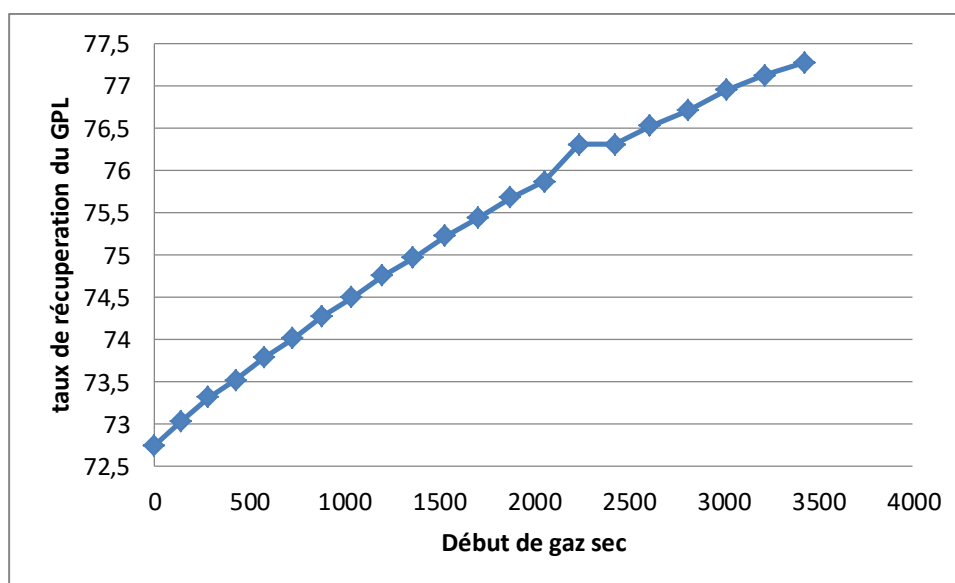


Figure IV.5: Taux de récupération du GPL (%) dans le train.

Dans cette étude, on remarque que le taux de récupération de GPL dans le train augmente avec l'augmentation de débit de gaz sec.

IV.4. Simulation de ligne de recyclage de gaz avec l'intégration de boosting

Dans cette étude, la simulation de ligne de recyclage de gaz avec l'intégration de boosting a été montrée par deux cas simulé et actuel avec recyclage.

La pression de fonctionnement des machines de boosting est dans la marge de 26 à 35 bar (actuellement la pression d'aspiration machine boosting est 35 bar recommandation Sonatrach-Gisement TFT) et le refoulement des machines boosting est du 65 à 85 bar.

La basse pression GR1/GR2 (de 55 à 60 bars) ne cause aucun problème sur le recyclage au niveau de la ligne d'aspiration boosting (de 26 à 35 bars).

Cette proposition adonnée plus de satisfaction des résultats lors de la simulation par HYSYS, sans toucher les paramètres de l'usine (design).

Ci-dessous un schéma global de la simulation HYSYS de l'usine, où la couleur rouge que nous avons vu présente la ligne de recyclage de boosting (Figure IV.6) voir la annexes 02.

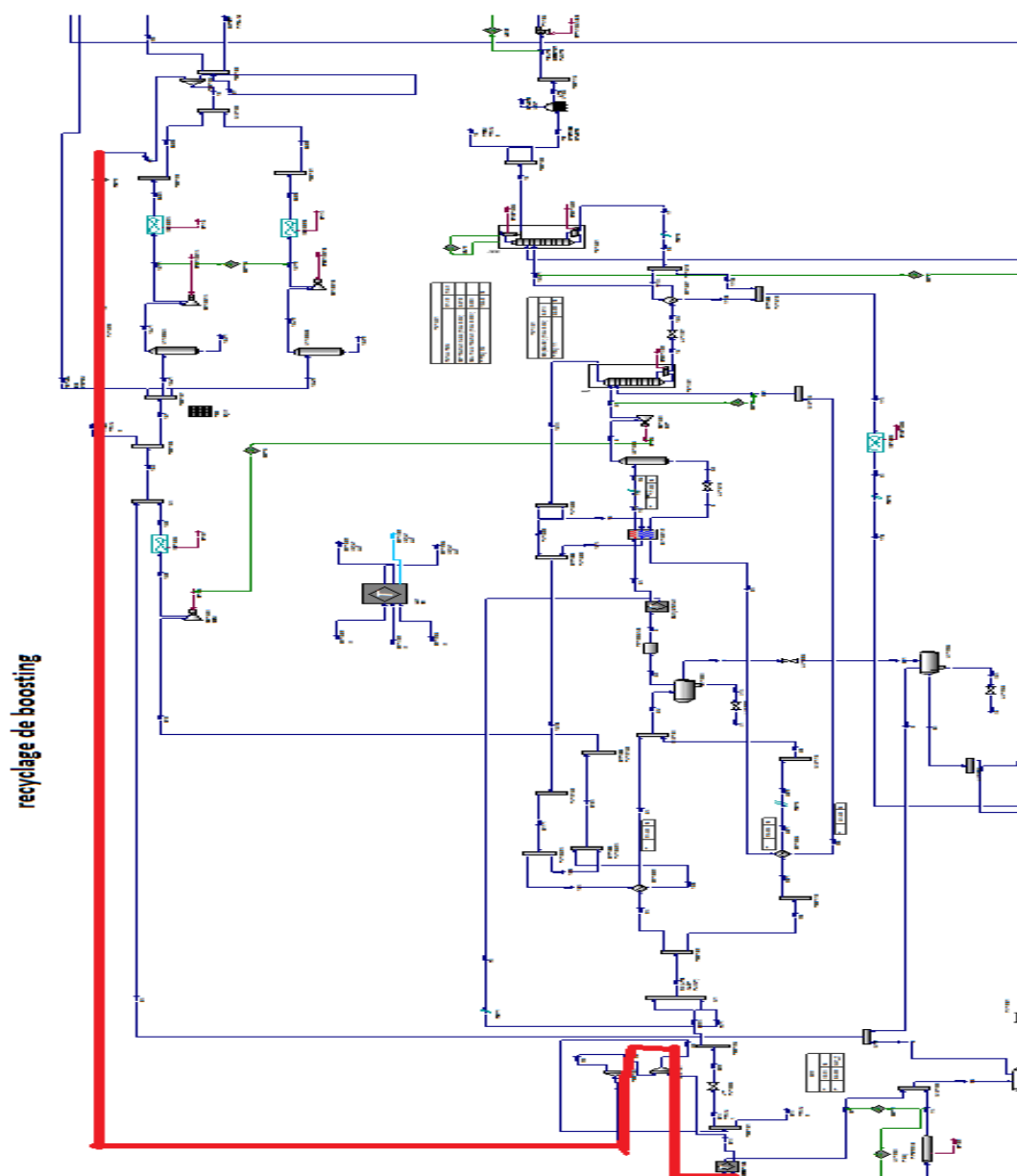


Figure IV.6: Schéma PFD de simulation de ligne de recyclage de boosting

IV. 4.1. Cas simulé avec recyclage de boosting

On présente la simulation de l'effet du gaz sec recyclé sur la récupération de GPL.

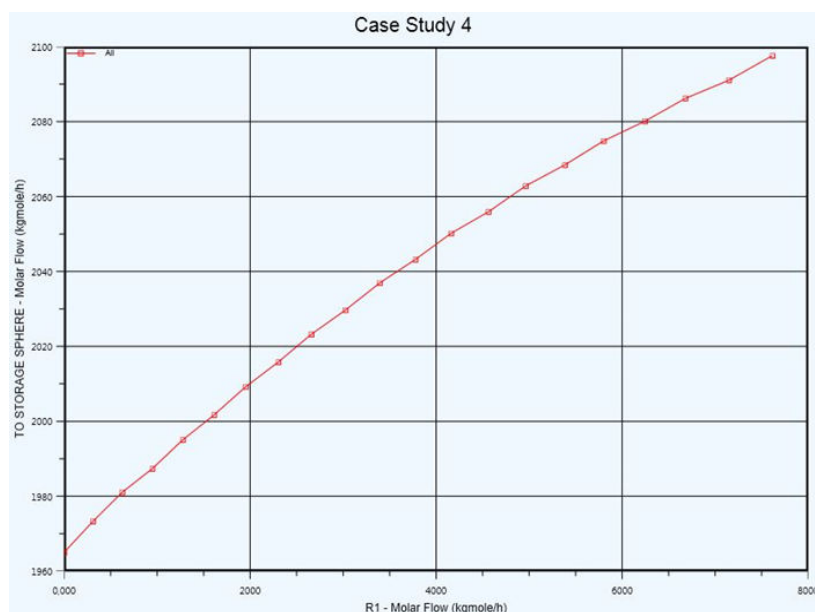


Figure IV.7: Débit de GPL expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

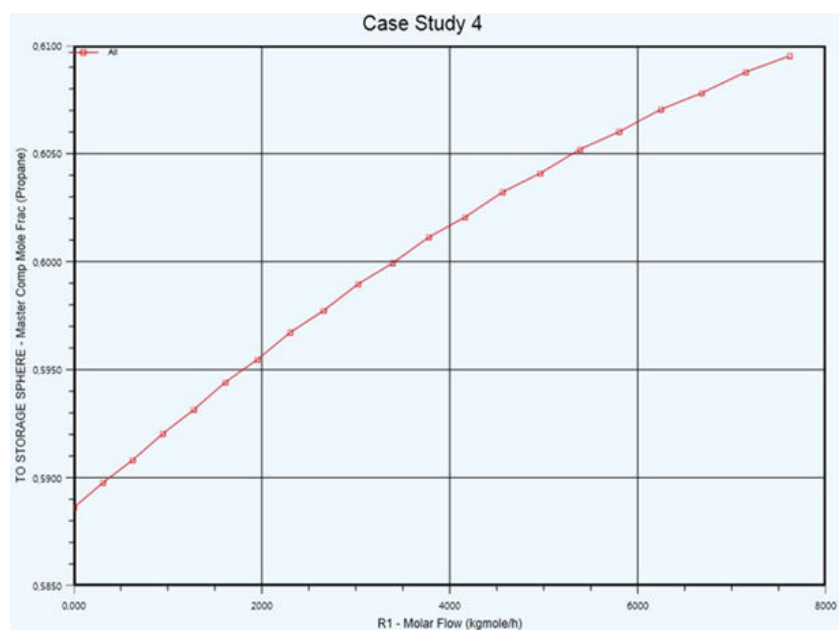


Figure IV.8: Fraction molaire du Propane dans le GPL expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

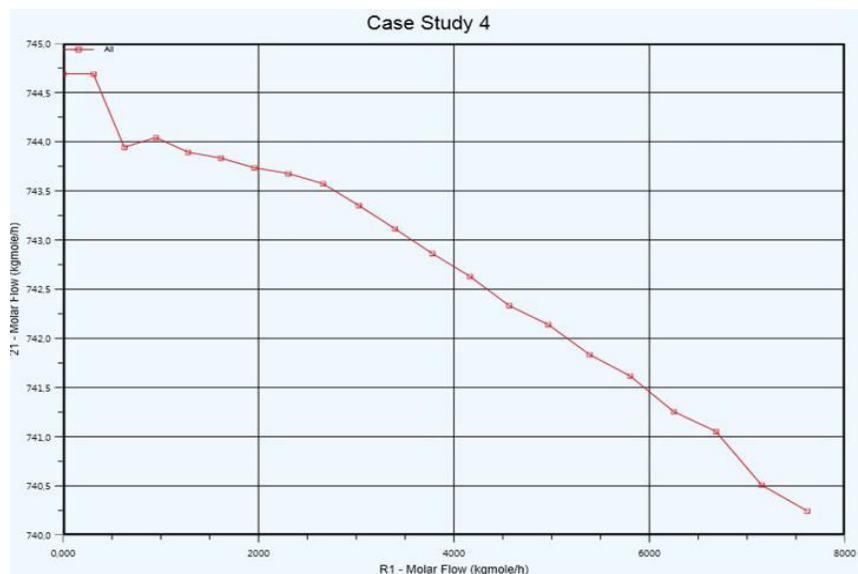


Figure IV.9 : Débit du condensat expédie en fonction de recyclage du gaz sec.

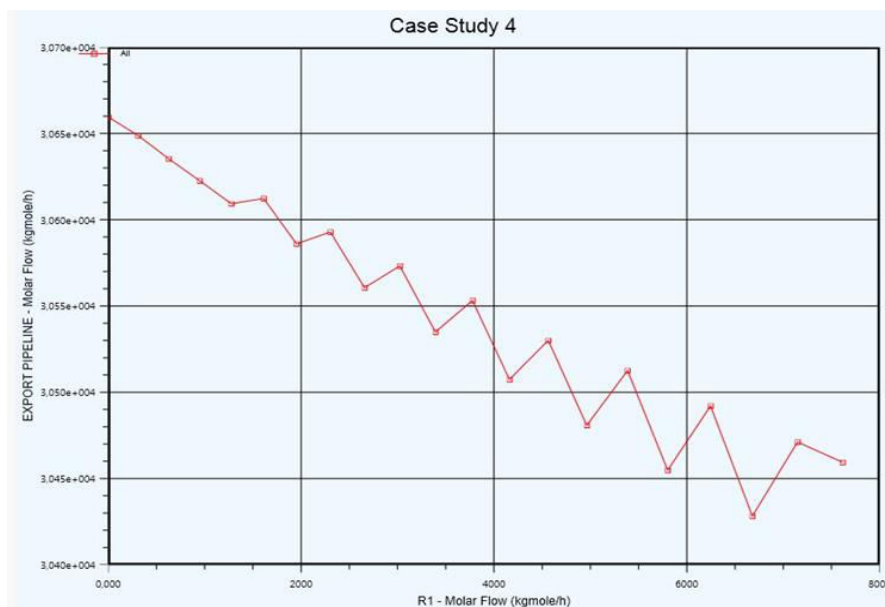


Figure IV.10: Débit du gaz expédie en fonction de recyclage du gaz sec.

D'après notre analyse, les résultats obtenus à partir de la simulation de la ligne de recyclage des gaz avec l'intégration de boosting sont présentés dans les figures IV.7 à IV.10. Ces résultats sont similaires avec celles obtenus (Figure de IV.2-IV.4) en simulation d'un train de traitement de gaz cas actuel avec recyclage.

IV.5. Calcul économique de taux de récupération du GPL dans le boosting

Le calcul du taux de récupération de GPL dans le boosting s'exprime par la relation suivante:

$$\tau = Q_f/Q_i \times 100 \quad \text{Avec :}$$

Q_i : Débit de GPL dans la charge entrante

Q_f : Débit de GPL récupéré à la sortie

IV.5.1. Cas actuel

➤ Premier cas (sans recyclage)

Le débit de GPL produit sans recyclage est présenté dans le tableau IV.3

Tableau IV.3: Débit de GPL produit de boosting sans recyclage

Débit de gaz (tonne/jour)	Q_f (tonne/jour)	Q_i (tonne/jour)	Taux de récupération (%)
0	2366,51	3253	72.74

➤ Deuxième cas (avec recyclage)

Le débit de GPL produit avec recyclage est présenté dans le tableau IV.4:

Tableau VI.4: Débit de GPL produit débit de GPL produit de boosting avec recyclage

Débit de gaz de recyclage (T/jr)	Q_f (tonne/jour)	Q_i (tonne/jour)	Taux de récupération (%)
140,01	2375,93	3253	73.03
881,70	2416	3253	74.26
2056,26	2467,88	3253	75.86
3426,86	2514,94	3253	77.31

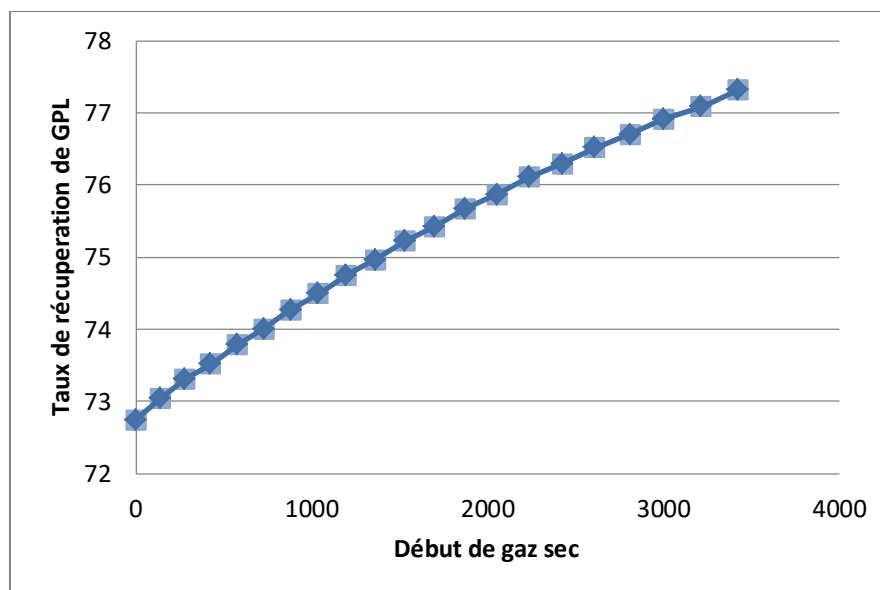


Figure IV.11 Taux de récupération du GPL (%) de boosting .

D'après la figure IV.15, le taux de récupération du GPL de boosting croît avec l'augmentation de débit de gaz sec. Alors que, le taux de récupération du GPL du est proportionnel avec le débit de gaz sec.

Une étude comparative entre la simulation avec recyclage d'un train de traitement de gaz et la simulation de la ligne de recyclage de gaz avec l'intégration de boosting, concernant le débit de GPL expédié en fonction de recyclage du gaz, comme illustré dans la Figure IV.12

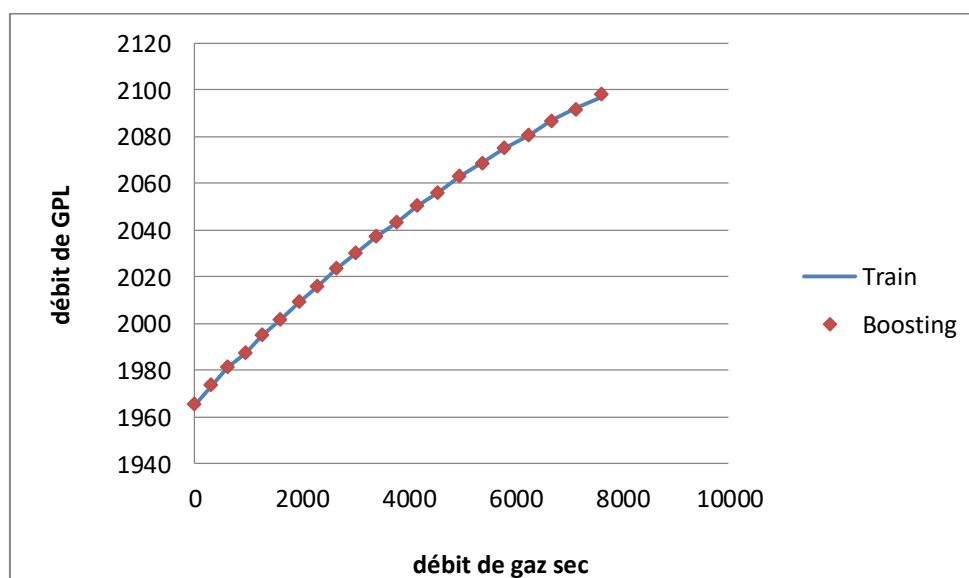


Figure IV.12: Débit de GPL expédié en fonction de recyclage du gaz sec.

D'après l'étude et l'analyse de simulation par HYSYS, on a constaté qu'aucune différence relevée sur la récupération du GPL soient (voir la Figure IV.12)

- Simulation avec recyclage dans le train
- Simulation avec recyclage aspiration boosting

IV.6. Débit du GPL gagné avec recyclage

D'après les résultats présentés dans le tableau IV.5, le calcul du débit de GPL gagné dans cette opération est comme suit:

$$Q_m (\text{gagné}) = Q_m (\text{récupéré avec recyclage}) - Q_m (\text{récupéré sans recyclage})$$

La quantité de GPL gagnée par jour et par année est représentée dans le tableau IV.13

Tableau IV.5: Débit de GPL gagné de train.

	Débit /jour	Débit /ans
GPL (Tonne/jour)	147.14	53706.1
Gaz (Tonne/jour)	-151.44	-55275.6
Condensat (Tonne/jour)	-5.82	-2124.3

Tableau IV.6: Débit de GPL gagné de boosting.

	Débit /jour	Débit /ans
GPL (Tonne/jour)	148.43	54176.95
Gaz (Tonne/jour)	-162.48	-59305.2
Condensat (Tonne/jour)	-6.49	-2365.85

Les résultats obtenus de la simulation de débit de GPL gagné de train sont similaires avec ceux obtenus de la simulation de débit de GPL gagné de boosting.

IV.7. Bénéfice de recyclage du gaz sec

Le bénéfice sert à évaluer la rentabilité de notre étude, en comparant les gains du GPL par rapport les taux de dépenses dues aux gains du condensant et du gaz sec. Avec le calcul des masses de GPL gagnées et fuel condensant et gaz sec par jour et par année on peut calculer les bénéfices et les dépenses d'après les cours du GPL et condensant et gaz sec.

- **Prix de GPL:** 700 \$/ tonne [19]
- **Prix de Gaz :** 1 Million but = 10.80 \$[20]
- **Prix de Condensat:** 850 \$/ tonne [19]

Les résultats de bénéfices de recyclage du gaz sec de notre étude sur la simulation de train et de boosting sont regroupés dans le tableau suivant:

Tableau IV.7: Bénéfices de l'étude

Trains		
	\$/jour	\$/ans
Gains en GPL	102998	37594270
Gains en gaz	-483042.1104	-176310370.296
Gains en condensat	-4947	-1805655
Bénéfices	590987.1104	215710295.296
Boosting		
	\$/jour	\$/ans
Gains en GPL	103901	3723865
Gains en gaz	-518255.9568	-186163424.232
Gains en condensat	-5516.5	-2013522.5
Bénéfices	627673.4568	226100811.732

D'après les résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, on peut conclure que notre étude est rentable avec un gain de production en GPL de boosting égal à 103901 \$/jour. En plus, des bénéfices de boosting de 627673.4568 \$/jour par rapport à celles obtenues en train égal à 590987.1104 \$/jour.

IV.8. Conclusion

Les résultats de simulation par HYSYS obtenus ont été montrés que notre étude est rentable avec une augmentation des taux de récupération de GPL, train de 77.26% et boosting de 77.31%, avec un gain de production en GPL de boosting égale à 103901 \$/jour. En plus, des bénéfices de boosting élevé (627673.4568 \$/jour) par rapport à celles obtenues en train. Cependant, les résultats obtenus montrent qu'il n'ya aucune différence relevée sur la récupération du GPL, soient dans le cas de simulation d'un train avec recyclage, soient dans le cas de simulation de boosting avec recyclage.

Nous avons constaté aussi que le recyclage de gaz à l'entrée du train influé sur la récupération de GPL et la stabilité des paramètres de process.

Dans le cas de basse nomination, l'ouverture de recyclage est indispensable et avantageux pour le design des équipements tel que le turbo-expander et pour la spécification des produits finis (gaz, condensat et GPL).

Suite aux contraintes de la basse pression du piping GR1/GR2 qui influe sur la pression de gaz recyclé, une recommandation de faire à ajouter une ligne de recyclage de gaz à l'aspiration de Boosting, cette modification est pour l'objet d'augmenter plus la récupération de GPL de l'unité de traitement TFT.

Conclusion générale



Ce travail a été réalisé en sa totale intégrité, au sein du groupement de gaz TFT. Cette étude consiste à optimiser et simuler les paramètres et les conditions de fonctionnement de la récupération de GPL, avec et sans recyclage, dans deux cas de simulation, train et boosting pour le cas design et actuel en présence d'un modèle thermodynamique de Peng de Robinson (PR) par le simulateur Aspen HYSIS; le plus utilisé dans l'industrie pétrolière.

Les résultats de simulation obtenus par HYSYS ont été montrés que notre étude est rentable avec une augmentation des taux de récupération de GPL, train de 77.26 % et boosting de 77.31%, avec un gain de production en GPL de boosting égale à 103901 \$/jour. En plus, des bénéfices de boosting de 627673.4568 \$/jour. Cependant, les résultats obtenus sur la récupération de GPL avec recyclage, dans les deux cas de simulation train, et boosting sont presque similaire.

Dans le cas de basse nomination, l'ouverture de recyclage est indispensable et avantageux pour le design des équipements tel que le turbo-expander et pour la spécification des produits finis (gaz, condensat et GPL).

Suite aux contraintes de la basse pression du piping GR1/GR2 qui influe sur la pression de gaz recyclé, une recommandation de faire ajouter une ligne de recyclage de gaz à l'aspiration de Boosting, cette modification est pour l'objet d'augmenter plus la récupération de GPL de l'unité de traitement TFT. Nous recommandons aussi pour améliorer le rendement du turbo-expandeur, le changement et la rénovation complète des pièces de rechange du turbo expandeur (palier, roue, arbre....) puisque le faible rendement est parfois dû à la vétusté du turbo expandeur après plusieurs années de travail.

Références Bibliographiques



- [1] GTFT, Département Gisement. Hassi Messoud 2009.
- [2] Manuel opératoire d'exploitation usine GTF
- [3] Manuel opératoire d'exploitation (section Boosting), Révision n° :5, Mars 2009.
- [4] Petro skills, John M.Cambell, Trouble shooting Oil & gas processing facilities, NGL recovery processes.
- [5] A. Rojey, B. Durand, C. Jaffret, S. Jullian et M. Valais «Le gaz naturel production traitement transport»
- [6] Comité français du butane et du propane:<http://www.cfbp.fr>
- [7] A. Rojey, B. Durand, C. Jaffret, S. Jullian, M. Valais; « Le gaz naturel :Production, traitement, transport » Editions Technip-Paris ; 1995
- [8] Proceeding du Séminaire sur le GPL (Développement, promotion) ; Alger ; Avril 1999.
- [10] <http://fr.exceptionalenergy.com>
- [11] journal«El Watan»,4 décembre2011.
- [12]N.Rebai. Simulation des procédés, initiation au simulateur HYSYS, IAP (école de Boumerdes, 2014.
- [13] Introduction à l'utilisation des modèles thermodynamiques. ENSPM formation industrie. IFP training 2006.
- [14] GPSA. Engineering data book, Vol.2, section: 19, 21,13ème edition .Ed Gas processors association.1987.
- [15] https://fr.wikipedia.org/wiki/energie_en_Algérie
- [16] https://fr.wikipedia.org/wiki/Condensat_de_gaz_naturel
- [17] <https://www.gazdaujourd'hui.fr/le-monde-des-gp>.
- [18]<https://www.controle-gaz.be/les-10-principaux-pays-producteurs-de-gaz-nature>
- [19] WWW. sontatrach.com
- [20] Prix d'un BTU de gaz explications du tarif et grille tarifaire /prix_gaz by selecta.

Annexes



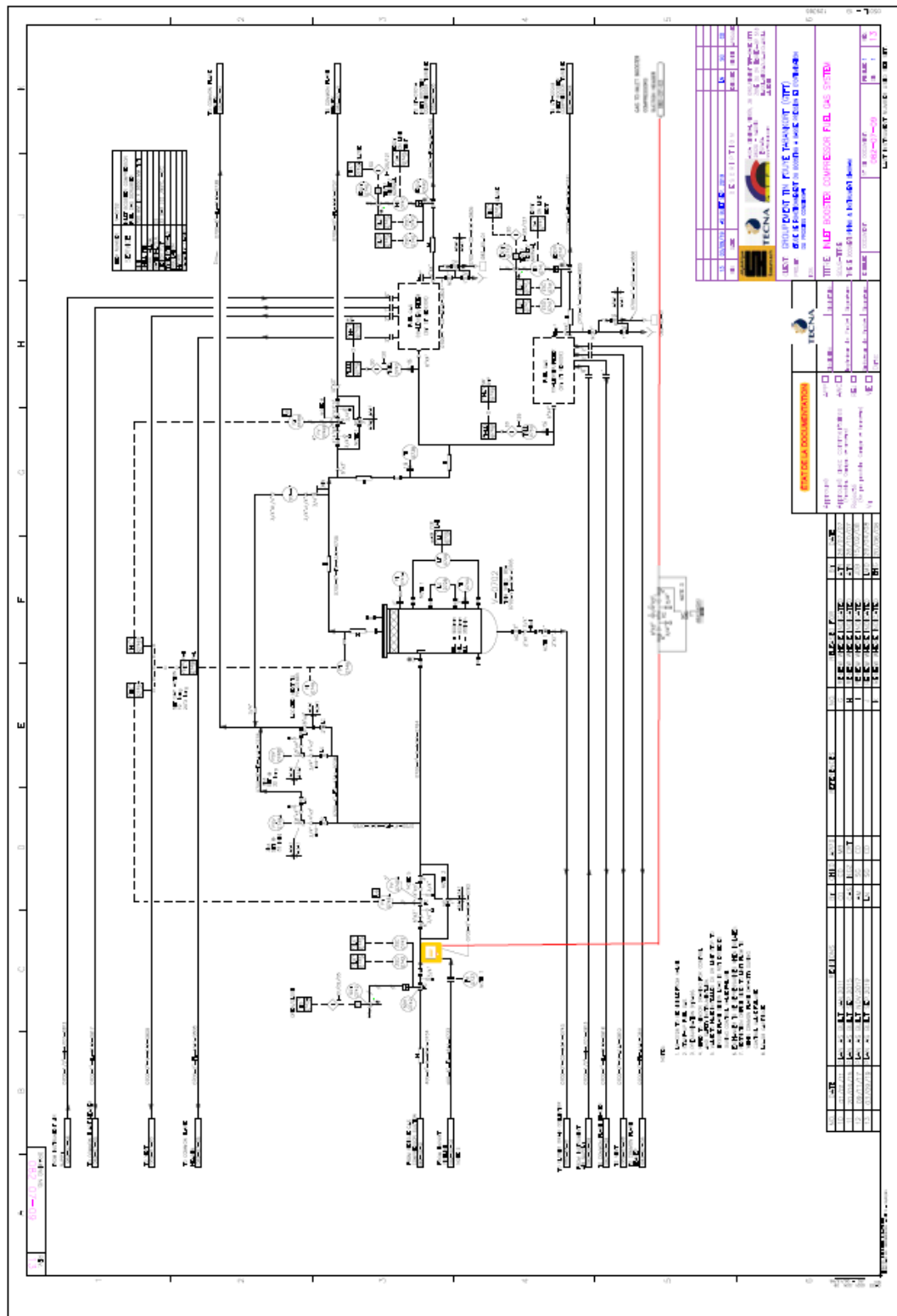
Annexe 01:

COMPOSITION DES EFFLUENTS

Gaz	CONDENSAT			GAZ EXPEDIE			LPG			GAZ BRUT					
	COMPOS.	COMPOS.		COMPOS.	COMPOS.		COMPOS.	COMPOS.		COMPOS.	COMPOS.				
Poids		Molaire	Molaire		Poids	Molaire		Molaire	Poids		Molaire	Molaire	Poids	Molaire	
24 06 21															
N2	28,02	0,00	0,00	1,78	5,73	160,46	N2	0,02	0,00	0,116	N2	1,59	5,76	161,51	
CO2	44,01	0,00	0,00	1,55	4,99	219,46	CO2	0,02	0,00	0,182	CO2	1,44	5,22	229,75	
C1	16,04	0,00	0,00	83,51	268,67	4309,42	C1	0,78	0,16	2,581	C1	75,61	274,11	4396,70	
C2	30,07	0,00	0,00	11,17	35,94	1080,59	C2	1,02	0,21	6,327	C2	10,86	39,37	1183,88	
C3	44,09	0,00	0,00	1,89	6,08	268,09	C3	59,29	12,23	539,289	C3	5,37	19,47	858,34	
IC4	58,12	0,00	0,00	0,04	0,13	7,48	IC4	9,95	2,05	119,289	IC4	0,63	2,28	132,74	
NC4	58,12	0,30	0,03	0,06	0,19	11,22	NC4	28,69	5,92	343,960	NC4	1,76	6,38	370,84	
IC5	72,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	IC5	0,19	0,04	2,828	IC5	0,02	0,07	5,23	
NC5	72,15	38,87	3,40	0,00	0,00	0,00	NC5	0,04	0,01	0,585	NC5	0,95	3,44	248,49	
NC6	86,17	22,66	1,98	0,00	0,00	0,00	NC6	0,00	0,00	0,000	NC6	0,55	1,99	171,82	
NC7	100,21	18,60	1,62	0,00	0,00	0,00	NC7	0,00	0,00	0,000	NC7	0,45	1,63	163,48	
ZMC7	114,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ZMC7	0,00	0,00	0,000	ZMC7	0,00	0,00	0,00	
NC8	114,23	18,55	1,18	0,00	0,00	0,00	NC8	0,00	0,00	0,000	NC8	0,33	1,20	136,66	
ZMC8	128,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ZMC8	0,00	0,00	0,000	ZMC8	0,00	0,00	0,00	
NC9	128,26	3,76	0,33	0,00	0,00	0,00	NC9	0,00	0,00	0,000	NC9	0,09	0,33	41,85	
ZMC9	142,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	ZMC9	0,00	0,00	0,000	ZMC9	0,00	0,00	0,00	
NC10	142,29	2,26	0,20	0,00	0,00	0,00	NC10	0,00	0,00	0,000	NC10	0,05	0,18	25,79	
NC11	156,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NC11	0,00	0,00	0,000	NC11	0,00	0,00	0,00	
NC12+	170,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	NC12+	0,00	0,00	0,000	NC12+	0,00	0,00	0,00	
H2O	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	H2O	0,00	0,00	0,000	H2O	0,30	1,09	19,58	
Total		100,00	8,74	785,291	100,00	321,72	6056,72	Total	100,00	20,63	1015,11	Total	100,00	362,53	8146,65
		Taux de récupération C5+ (% molaire)	98,45					Taux de récupération GPL (% molaire)	71,79				Richesse en C5+ gr/NM3 du gaz brut	97,63	
		Taux de récupération C5+ (% massique)	98,80					Taux de récupération GPL (% massique)	73,59				Richesse en GPL gr/NM3 du gaz brut	167,61	
Poids moleculaire		89,90		18,83				49,21					22,47		
Debit journalier						7211,00								8125,74	

GTFT RAPPORT JOURNALIER			du:	24/06/2021
EAU	83			
GAZ				
PRODUCTION GAZ BRUT	8 125,743	10 ³ Nm ³		
PRODUCTION GAZ SEC	7 444,250	10 ³ Nm ³		
CONSOMMATION	227,000	10 ³ Nm ³		
TORCHAGE	6,250	10 ³ Nm ³		
INJECTION GPL	0,000	10 ³ Nm ³		
EXPEDITION VOLUME	7 211,000	10 ³ Nm ³		
EXPEDITION ENERGIE	295 339,000	10 ⁶ btu		
HUMIDITE	0,27	ppmv		
P.C.S.	10 321	kcal/Nm ³		
	00H 00	24H 00		
RELEVÉ COMPTEUR LOCAL	60 909 397	60 916 608		
CONDENSAT				
STOCK INITIAL ON-SPECS	892,451	t		
STOCK INITIAL OFF-SPECS	509,584	t		
PRODUCTION	785,291	t		
STOCK FINAL ON-SPECS	886,989	t		
STOCK FINAL OFF-SPECS	510,886	t		
EXPEDITION MASSE	789,451	t		
EXPEDITION VOLUME	1 154,000	Sm ³		
DENSITE	0,6841			
T.V.R.	9,30	psi		
P C S	49 186	kcal/m ³		
Richesse de condensat en gaz sec	105	g/Nm ³		
Couleur		Sayboit		
	00H 00	24H 00		
RELEVÉ AU COMPTEUR LOCAL	12 345 463	12 346 617		
G.P.L.				
STOCK INITIAL	95,575	t		
STOCK FINAL	95,497	t		
GPL RETRAITE	-	t		
GPL REINJECTE	0,000	t		
PRODUCTION	1 015,106	t		
EXPEDITION MASSE	1 015,184	t		
EXPEDITION VOLUME	1 894,000	Sm ³		
Teneur C2-	1,84	%mol		
Teneur C5+	0,23	%mol		
Densité	0,536			
P C S	25 365	kcal/m ³		
Richesse de GPL en gaz sec	136	g/Nm ³		
	00H 00	24H 00		
RELEVÉ AU COMPTEUR LOCAL	19 062 266	19 064 160		

Annexes: 02



Résumé

La demande mondiale en GPL a augmenté à un rythme bien supérieur à celui de la demande énergétique totale. Cette source d'énergie est moins polluante, performante et novatrice. Les GPL permettent d'assurer et de contribuer, sans délai, à un modèle énergétique durable et compétitif. Dans ce cadre, l'objectif principal de cette étude consiste à optimiser et simuler les paramètres de fonctionnement de la récupération de GPL, avec et sans recyclage, dans deux cas de simulation, train et boosting pour le cas design et actuel en présence d'un modèle thermodynamique de Peng de Robinson (PR) à l'aide du simulateur Aspen HYSIS. Les résultats sont très satisfaisants où le taux de récupération a augmenté de 77.26 % en train et 77.31% en boosting, avec un gain de production de GPL en boosting égale à 103901 \$/jour. En plus, les bénéfices de boosting égale à 627673.4568 \$/jour.

Mots clés : GPL, Recyclage, Train, Boosting, Simulation, HYSIS.

ملخص

الطلب العالمي على غاز البترول المسال بمعدل أسرع بكثير من إجمالي الطلب على الطاقة. مصدر الطاقة هذا أقل تلويثاً وكفاءة وابتكاراً. تتيح غازات البترول المسال ضمان نموذج طاقة مستدام وتنافسي والمساهمة فيه دون تأخير. في هذا السياق، يتمثل الهدف الرئيسي لهذه الدراسة في تحسين ومحاكاة معلمات التشغيل لاستعادة غاز البترول المسال، مع وبدون إعادة التدوير، في حالتين من حالات المحاكاة، والتدريب والتعزيز لحالة التصميم والحالة الحالية في وجود روبنسون بينغ. نموذج ديناميكي حراري (PR) باستخدام جهاز محاكاة Aspen HYSIS. كانت النتائج مرضية للغاية حيث ارتفع معدل الاسترداد في السلسلة 77.26% و 77.31% في الضاغط مع زيادة إنتاج غاز البترول المسال في التعزيز بما يعادل 103,901 دولاراً أمريكياً في اليوم. بالإضافة إلى ذلك، فإن مزايا التعزيز تساوي 627673.4568 دولاراً في اليوم.

كلمات مفتاحية : GPL، التدوير، السلسلة، الضاغط، المحاكاة، HYSIS.

Abstract

Global demand for LPG has grown at a much faster rate than total energy demand. This source of energy is less polluting, efficient and innovative. LPGs make it possible to ensure and contribute, without delay, to a sustainable and competitive energy model. In this context, the main objective of this study is to optimize and simulate the operating parameters of LPG recovery, with and without recycling, in two simulation cases, train and boosting for the design case and the current one in the presence of a Robinson's Peng thermodynamic model (PR) using the Aspen HYSIS simulator. The results are very satisfactory where the recovery rate to increase for train 77.26% and boosting 77.31% with an LPG production gain in boosting equal to \$ 103,901 / day. In addition, the boosting benefits equal \$ 627673.4568 / day.

Keywords: GPL, Recycling, Train, Boosting, Simulation, HYSIS.