

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Université M'Hamed Bougara-Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**



**Département Transport et Equipements des Hydrocarbures**

**Mémoire de fin d'études**  
**En vue de l'obtention du diplôme de**

**Master**

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Hydrocarbure

**Option** : Génie mécanique-Mécanique des unités Pétrochimiques.

Présenté par : BOUBLIA Meryem

THEME

**Amélioration des performances Energétique et Environnementale du Site  
de Traitement de Gaz naturel CPF de La région de Gassi-Touil (GTL)**

Devant le jury :

Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Examineur		
Examineur		
Encadreur		

Boumerdes 2023

## **Remerciements :**

Tout d'abord, je remercie Allah, le Tout-Puissant, pour m'avoir accordé la force, le courage et les moyens nécessaires pour mener à bien ce projet et obtenir notre diplôme.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma gratitude.

Je souhaite avant tout remercier mon promoteur de mémoire Pr MOHAMMEDI K Pour le temps qu'il a consacré à m'apporter les outils méthodologiques indispensables à la conduite de cette recherche. Son exigence m'a grandement stimulé.

Sans oublier de remercier l'ensemble des personnels du site de traitement de gaz naturel de la région de Gassi-Touil pour leurs soutiens.

Comme je remercie les membres de jury, qui auront à accepter d'évaluer ce travail.

Enfin, sans oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réussite de ce travail.

**Dédicace :**

Je dédie ce travail

A mon père et à ma mère qui m'ont toujours encouragés, sans oublier

Mes chers sœurs Nesrine, Imane et Assil et mon frère Ahmed, avec l'espoir que ce travail puisse leurs apporter un plus de joie.

A tous ceux que j'aime et à qui m'aime.

A tous mes amis de la promotion 2018

*Meryem Boublia*

## Résumé :

**Résumé** – Dans ce projet, Amélioration des performances énergétiques et environnementales du site de traitement de Gaz Naturel de la région de Gassi-Touil en se concentrant spécifiquement sur l'unité de Boosting de la station de compression de Gaz Naturel, Le but principal et Les objectifs visés sont d'identifier les opportunités d'amélioration, de simuler différentes configurations et stratégies d'exploitation, d'établir un bilan énergétique et de proposer des recommandations pour optimiser les performances. Le projet analyse en détail les performances de l'unité Boosting à l'aide de l'outil de simulation HYHSYS, en mettant l'accent sur les pertes des charges, la destruction de l'exergie. En outre, Les résultats obtenus à partir des simulations sous HYHSYS sont analysés et présentés, mettant en évidence les améliorations possibles en termes de performances énergétiques et environnementales. Enfin, l'objectif de ce travail est de réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES tout en maintenant une efficacité élevée du site de traitement.

Mots clés : Performances énergétiques, Performances environnementales, GES, Consommation d'énergie, optimisation, Efficacité, l'exergie.

**Abstract** - In this project, the improvement of the energy and environmental performances of the Natural Gas Treatment site in the Gassi-Touil region is conducted, with a specific focus on the Boosting unit of the Natural Gas Compression Station. The main goal and objectives are to identify improvement opportunities, simulate different configurations and operating strategies, establish an energy balance, and provide recommendations for optimizing performances. The project thoroughly analyzes the performance of the Boosting unit using the HYHSYS simulation tool, with emphasis on pressure losses and exergy destruction. Additionally, the results obtained from the simulations under HYHSYS are analyzed and presented, highlighting potential improvements in terms of energy and environmental performances. Ultimately, the aim of this work is to reduce energy consumption and greenhouse gas emissions while maintaining a high efficiency of the treatment site.

Keywords: Energy performances, Environmental performances, GHG, Energy consumption, Optimization, Efficiency, Exergy.

**ملخص-** في هذا المشروع، تحسين الطاقة والأداء البيئي لموقع معالجة الغاز الطبيعي في منطقة قاسي-الطويل من خلال التركيز بشكل خاص على وحدة تعزيز محطة ضاغط الغاز الطبيعي، ويتمثل الهدف والغايات الرئيسية في تحديد فرص التحسين، محاكاة مختلف التشكيلات واستراتيجيات التشغيل، وحساب المخطط الطاقوي واقتراح توصيات لتحسين الأداء. يحلل المشروع بالتفصيل أداء وحدة التعزيز باستخدام أداة محاكاة HYHSYS، مع التركيز على خسائر وضباغ الطاقة. بالإضافة إلى ذلك، يتم تحليل وعرض النتائج التي تم الحصول عليها من عمليات المحاكاة في إطار HYHSYS، مما يسלט الضوء على التحسينات الممكنة في أداء الطاقة والبيئة. وأخيراً، فإن الهدف من هذا العمل هو خفض استهلاك الطاقة وانبعاثات غازات الدفيئة مع الحفاظ على كفاءة عالية في موقع المعالجة.

كلمات مفتاحية : أداء الطاقة، الأداء البيئي، غازات الدفيئة، استهلاك الطاقة، التحسين، اكسرجي.

## Liste des Figures :

Figure I.1: Situation Géographique de la région de Gassi-Touil.....	5
Figure I.2: Périmètres de la région de Gassi Touil.....	5
Figure I.3: les différents champs de la région de Gassi Touil.....	6
Figure I.4: Les Différents zones d'usine « CPF ».....	11
Figure II.1 : Les étapes du procédé HUDSON.....	14
Figure II.2 : Les étapes du procédé RITCHARD.....	15
Figure III.1 : Compresseur booster 1er étage (G05-KA-23-101A/B).....	28
Figure III.2 : Compresseur booster 2ém étage (G05-KA-23-102A/B).....	28
Figure III.3 : Simulation de l'unité Boosting sous HYSYS.....	29
Figure III.4 : Simulation de Compresseur booster 1er étage Sous HYSYS.....	29
Figure III.5 : Simulation de Compresseur booster 2ém étage sous HYSYS.....	29
Figure IV.1 : Compresseur booster unité G05.....	35
Figure IV.2 : La Variation D'exergie de l'unité BOOSTING.....	38
Figure IV.3 : Turbocompresseur de gaz résiduel unité G50.....	40
Figure IV.4. : Echappement et récupérateur de chaleur du turbocompresseur unité G50.....	42
Figure IV.5. : Le réchauffeur d'huile a gaz (480-FA-41-101).....	46
Figure V.1 : Consommation énergétique annuelle.....	49
Figure V.2 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2020.....	50
Figure V.3 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2021.....	51
Figure V.4 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2022.....	51

Figure V.5 : Consommation d'électricité des UES au niveau du « CPF ».....	52
Figure V.6 UES - Surpression Booster.....	57
Figure V.7: UES Compression du Gaz ( Turbines A/B).....	62
Figure V.8 : UES Roubouillage ( Four) .....	63
Figure V.9: UES Balyage .....	64
Figure VI.1: Répartitions de la consommation du fuel gaz.....	74
Figure VI.2: Répartition Annuelle de la Consommation Spécifique unité (G50).....	75
Figure VI.3: Répartition Annuelle de la Consommation Spécifique unités (G11) et (P10).....	75
Figure VI.4: Répartition Mensuelle de gaz Torchés.....	76
Figure VI.5: Schéma simplifié ORC.....	78
Figure VI.6 : Schéma simplifié de la modification proposée.....	79

## Liste des Tableaux :

Tableau I.1: Les principaux champs de la région de Gassi Touil.....	6
Tableau I.2 : Les principaux puits de gaz de la région de Gassi Touil .....	7
Tableau II.1 : Représente le fonctionnement normal des sécheurs. ....	16
Tableau III -1 : Limites d'application de l'équation de PENG ROBINSON.....	27
Tableau III .2 : Composition du Gaz .....	27
Tableau III.3 : Paramètres de Ballon G05-VD-23-101A d'après HYSYS.....	30
Tableau III.4 : Paramètres de Compresseur G05-KA-23-101A d'après HYSYS.....	30
Tableau III.5 : Paramètres de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-101A d'après HYSYS.....	30
Tableau III.6 : Paramètres de ballon G05-VD-23-102A d'après HYSYS.....	31
Tableau III.7 : Paramètres de Compresseur G05-KA-23-102A d'après HYSYS.....	31
Tableau III.8 : Paramètres de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-102A d'après HYSYS.....	31
Tableau III.9 : Paramètres de Ballon GC-VD-23-103A d'après HYSYS.....	31
Tableau IV.1: L'exergie dans chaque équipement dans l'unité BOOSTING.....	34
Tableau IV.2: Caractéristiques turbine .....	40
Tableau IV.3: Caractéristique compresseur .....	43
Tableau IV.4 : Quantité de fumées rejetées dans l'atmosphère.....	44
Tableau. IV.6: Rendement du Récupérateur .....	45
Tableau. IV.7: Le Bilan énergétique du récupérateur.....	45
Tableau. IV.8: Calcul du rendement basé sur relèves du site.....	45
Tableau. IV.9 : Résultats de calcul du bilan énergétique.....	45
Tableau. IV.10: Caractéristique du Fluide Caloporteur.....	46
Tableau. IV.11: paramètres de Fonctionnement du Four.....	47

Tableau. IV.12: Bilan énergétique du Four .....	47
Tableau V.1: Les types d'énergie consommée au niveau de « CPF ».....	48
Tableau V.2 : La consommation annuelle au niveau de « CPF ».....	49
Tableau V.3 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » .....	50
Tableau V.4 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2020 .....	50
Tableau V.5 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2021.....	51
Tableau V.6 : Usage Energétique Significatif 2022 au niveau de « CPF » en 2022 .....	51
Tableau V.7 : Usage Energétique Significatif électrique au niveau de « CPF » .....	52
Tableau V.8 : UES- Surpression Booster A 1 er étage .....	54
Tableau V.9 : UES- Surpression Booster A 2 ème étage .....	55
Tableau V.10 :UES- Surpression Booster B 2 ème étage.....	56
Tableau V.11 :UES - Surpression Booster .....	57
Tableau V.12 : UES - Compression gaz résiduelle (Turbo-compresseur A) .....	58
Tableau V.13 :UES - Compression gaz résiduelle (Turbine B).....	59
Tableau V.14 :UES - Circulation huile chaude et four.....	60
Tableau V.15 :UES - Gaz balyage .....	61
Tableau V.16 :IPE Global au niveau de CPF .....	61
Tableau V.17: UES Compression du Gaz ( Turbines A/B).....	62

Tableau V.18: UES Roubouillage (Four) .....	63
Tableau V.19: UES Balyage . .....	64
Tableau V.20: Préversion de Production au niveau de CPF en 2022 .....	65
Tableau V.21: Préversion de Consommation au niveau de CPF en 2022.....	65
Tableau V.22: Préversion de Production au niveau de CPF en 2022.....	66
Tableau V.23: Estimation des consommations futures 2023.....	66
Tableau V.24: La consommation Totale au niveau de CPF en 2022.....	67
Tableau V.25: La production Totale au niveau de CPF en 2022.....	68
Tableau V.26 :Potentiel de réduction au niveau de CPF en 2022.....	68
Tableau VI.1: Emission CO2 par les turbines, le four et les pilotes des torches.....	73
Tableau VI.2:Emission CO2parlestorches.....	73
Tableau VI.3: Surconsommation de gaz relative à la dégradation de la Csp.....	75
TableauVI.4: Surconsommation de gaz relative à la dégradation de la Csp.....	76

## Nomenclatures :

GPL	Gaz pétrole liquéfié
CP	Centre de production
CPF	Central Processing Facility
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Green house gas
HP	Haute pression
BP	Basse Pression
ISO	Organisation internationale de normalisation
$\text{Sm}^3$	Standard mètre cube
MWh	Mégawattheure
NM3	Normale mètre cube
PR	Peng-robinson
TEP	Tonne équivalent pétrole
PFD	Plan flow diagram
$T_i$	La température initiale
$T_F$	La température finale
$E_X$	Exergie (ou disponibilité énergétique) d'un fluide ou d'un système.
Q	La chaleur échangée réversible
$\Delta U$	la variation de l'énergie interne du système
H	Enthalpie spécifique du fluide
$H_0$	Enthalpie spécifique de référence du fluide à une température et une pression de référence
S	Entropie spécifique du fluide.
$S_0$	Entropie spécifique de référence du fluide à une température et une pression de référence
W	Travail
$Q_m$	Débit massique
IPE	Indicateur de performance énergétique

## Sommaire :

**Remerciements**

**Résumé**

**Liste des Figures**

**Liste des Tableau**

**Nomenclatures**

**Sommaire**

<b>Introduction Générale :</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Présentation Du Site Gassi-Touil</b> .....	<b>4</b>
<b>Introduction :</b> .....	<b>4</b>
<b>I.1 Situation géographique de la région Gassi-Touil :</b> .....	<b>4</b>
<b>I.2 Les champs de la région Gassi Touil et la situation des puits :</b> .....	<b>6</b>
I.2.1 les différents champs de Gassi Touil : .....	6
I.2.2 Situation des puits de Gaz : .....	7
<b>I.3 Les installations pétrolières et gazières du site de Gassi Touil :</b> .....	<b>7</b>
I.3.1 Le centre de production (L'ancienne installation) : .....	8
I.3.2 CPF (Central Production Facilities) : .....	8
I.3.2.1 Description de la nouvelle unité de traitement du gaz : .....	8
I.3.2.2 Installations de Traitement Gaz CPF : .....	9
I.3.2.3 Différents zones d'usine : .....	9
<b>Chapitre 2 : Etat de l'art traitement de gaz Naturel.....</b>	<b>12</b>
<b>Introduction :</b> .....	<b>12</b>
<b>II.1 Procédé de traitement du gaz :</b> .....	<b>12</b>
II.1.1 Procédé « HUDSON » : .....	12
II.1.2 Procédé « PRITCHARD » : .....	13
II.1.3 Procèdes Mixtes : .....	13
<b>II.2 Description de processus de traitement au Niveau de CPF :</b> .....	<b>13</b>
<b>II.3 Les différentes étapes du traitement du gaz naturel :</b> .....	<b>14</b>
II.3.1 La Séparation Triphasique : .....	14
II.3.2 La Compression de Gaz : .....	15
II.3.3 Traitement de gaz brut et la récupération de GPL : .....	15
II.3.3.1 Démercurisation : .....	15

II.3.3.2 La déshydratation :	16
II.3.3.3 La Régénération :	17
II.3.3.4 Le refroidissement du gaz :	17
II.3.3.5 La récupération de GPL :	18
II.3.4 L'expédition de gaz :	19
II.3.5 Stabilisation et Débutanisation de Condensat :	19
II.3.6 Stockage de GPL et de condensat :	20
II.3.7 Le Torchage :	20
II.3.7 .1 Torche Froide Sèche :	20
II.3.7 .2 Torche Commune :	20
<b>II.4 Les Produits Finis :</b>	<b>21</b>
II.4 .1 Le Gaz sec :	21
II.4 .1.1 Définition du gaz sec :	21
II.4 .1.2 Utilisation du gaz sec :	21
II.4 .2 Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) :	21
II.4 .2.1 Définition du GPL :	21
II.4 .2.2 Avantages écologiques du GPL en tant que carburant :	22
II.4 .2.3 Utilisation du GPL :	22
II.4 .3 Le condensât :	23
II.4 .3.1 Définition du condensât :	23
II.4 .3.2 Caractéristiques du condensât :	23
II.4 .3.3 Domaines d'utilisation du Condensât :	24
<b>Chapitre 3 : Simulation Sous HYSYS.</b>	<b>25</b>
<b>III.1 La simulation :</b>	<b>25</b>
<b>III.2 Objectifs des simulateurs:</b>	<b>25</b>
<b>III.3 Description du Simulateur HYSYS :</b>	<b>25</b>
<b>III .4 Modèle Ping Robinson :</b>	<b>26</b>
<b>III.5 Modélisation et Simulation De La section Boosting :</b>	<b>27</b>
III.5.1 Simulation de l'unité Boosting Sous HYSYS :	29
III.5.2 Paramètres des différents équipements de l'unité Boosting d'après le simulateur HYSYS :	30
III.5.2 .1 Booster A 1 er étage :	30
III.5.2 .2 Booster A 2 ème étage :	31
<b>Chapitre 4 : Calcul Energétique et Exergétique.....</b>	<b>33</b>

<b>IV.1 Rappels :</b> .....	<b>33</b>
IV.1.1 Le premier principe de la thermodynamique :.....	33
IV.1.2 Le deuxième principe de la thermodynamique :.....	33
IV.1.3 L'exergie : .....	34
<b>IV.2 Unité Boosting (G05).....</b>	<b>35</b>
IV.2.1 Le bilan Energétique :.....	35
IV.2.1.1 Calcul de variation d'énergie :.....	35
IV.2.1.2 Analyse et discussion :.....	36
IV.2.2 Le bilan Exergétique :.....	37
IV.2.2 .1 La Variation d'exergie : .....	38
IV.2.2 .2 Analyse et discussion :.....	38
IV.2.3 l'efficacité des Compresseurs :.....	39
<b>IV.3 Unité de compression de gaz résiduel (G50) :.....</b>	<b>40</b>
IV.3.1 Turbo compresseur : .....	40
IV.3.2 Calcule du rendement de la turbine : .....	41
IV.3.2.1 Calcul du débit de fumées :.....	41
IV.3.2.2 Calcul du rendement : .....	41
<b>IV.4 Récupérateur de chaleur (480-GW-41-101A/B) : .....</b>	<b>41</b>
IV.4.1 Calcul des déperditions d'énergie par les fumées des turbines a la sortie du récupérateur.....	42
IV.4.1 .1 Calcul du débit des fumées : .....	42
IV.4.1 .2 Calcul de l'énergie résiduelle des fumées :.....	43
IV.4.2 Calcul du Rendement du récupérateur :.....	44
IV.4.3 Résultats de calcul du bilan énergétique :.....	45
<b>IV.5 Le réchauffeur d'huile a gaz (480-FA-41-101) :.....</b>	<b>46</b>
IV.5.1 Calcul du rendement du four : .....	47
IV.5.2 Résultats de calcul du bilan énergétique :.....	47
<b>Chapitre 5 : Analyse et Amélioration des Performances Energétique.....</b>	<b>48</b>
<b>V.1 Rappels : .....</b>	<b>48</b>
<b>V.2 Les Types d'énergie Consommées au niveau de CPF :.....</b>	<b>48</b>
<b>V.3 La consommation annuelle :.....</b>	<b>49</b>
<b>V.4 Usage Energétique Significatif (UES) :.....</b>	<b>49</b>
V.4.1 Consommation du fuel gaz des UES :.....	50
V.4.2 Consommation d'électricité des UES :.....	52

<b>V.5 Indicateur de performance énergétique- Usage Energétique Significatif (UES):</b> .....	<b>53</b>
<b>V.5.1 Partie 01 : Energie électrique ( l'unité Boosting G05) :</b> .....	<b>54</b>
V.5.1 .1 UES- Surpression Booster A 1 er étage : .....	54
V.5.1 .2 UES- Surpression Booster A 2 ème étage : .....	55
V.5.1 .3 UES- Surpression Booster A 2 ème étage : .....	56
V.5.1 .4 UES - SURPRESSION BOOSTER : .....	57
<b>V.5.2 Partie 02 : Energie Thermique (Turbine – Four- Balyage).....</b>	<b>58</b>
V.5 .2.1 UES - Compression gaz résiduelle (Turbo-compresseur A) : .....	58
V.5 .2.2 UES - Compression gaz résiduelle (Turbine B) : .....	59
V.5 .2.3 UES - Circulation huile chaude et four : .....	60
V.5.2 .4 UES - Gaz balyage : .....	61
V.5.3 Situations Energétiques de Référence (SER)/ UES Fuel Gaz : .....	62
V.5.3.1 UES Compression du Gaz ( Turbines A/B) : .....	62
V.5.3.2. UES Roubouillage ( Four) : .....	63
V.5.3.3 UES Balyage : .....	64
V.5.4 Estimation des consommations futures : .....	65
V.5.5 Potentiel de réduction : .....	67
<b>V.6 Recommandations pour l'amélioration :</b> .....	<b>69</b>
<b>Chapitre 6 : Analyse et Amélioration des Performances Environnementales ..</b>	<b>72</b>
<b>Introduction :</b> .....	<b>72</b>
<b>VI.1 La norme ISO 14067 :</b> .....	<b>72</b>
<b>VI.2 Volet Environnement :</b> .....	<b>73</b>
VI.2.1 Quantité de CO2 dégagé par la combustion du fuel gaz dans les turbines, le four et dans les pilotes des torches : .....	73
VI.2.2 Quantité de CO2 dégagé par la combustion du gaz dans les torches : .....	73
VI.2.3 La Consommation Spécifique (Csp) : .....	73
<b>VI. 3 Recommandations pour l'Amélioration :</b> .....	<b>77</b>
<b>VI.4 Réduction des émissions des GES pouvant être obtenue par la mise en œuvre des préconisations :</b> .....	<b>80</b>
<b>Conclusion Générale :</b> .....	<b>81</b>
<b>Bibliographie :</b> .....	<b>82</b>
<b>Annexes :</b> .....	<b>84</b>

## **Introduction Générale :**

Le gaz naturel est devenu l'une des sources d'énergie les plus importantes dans le monde, représentant près d'un quart de la consommation énergétique mondiale. De nombreux pays utilisent le gaz naturel pour la production d'électricité, le chauffage, la production d'acier et d'autres industries, ainsi que pour les transports. La production de gaz naturel est en constante augmentation depuis les années 1970, atteignant près de 4000 milliards de mètres cubes en 2019. Les principaux pays producteurs de gaz naturel sont les États-Unis, la Russie et l'Iran, représentant à eux seuls plus de la moitié de la production mondiale.

En Algérie, le gaz naturel est la principale source de revenus du pays, représentant près de 95% de ses exportations d'énergie. En 2021, selon les statistiques de la Banque mondiale, l'Algérie était le 13ème plus grand producteur de gaz naturel au monde, avec une production de près de 80 milliards de mètres cubes par an. Les réserves de gaz naturel de l'Algérie sont estimées à 4505 milliards de m<sup>3</sup> ce qui représente une part importante des réserves mondiales. L'Algérie continue d'investir dans l'exploration et la production pour maintenir sa position de leader sur le marché international du gaz naturel. En outre, l'amont algérien a le potentiel d'augmenter la production d'hydrocarbures, en particulier de gaz, au plus près de la demande en plein essor du marché. L'Algérie continue d'être un leader mondial dans la production et la commercialisation de condensats et est également le deuxième exportateur mondial de gaz naturel liquéfié (GPL et GNL). Transporté vers l'Amérique du Nord et l'Europe par méthanier. Parallèlement à ce moyen de transport, l'Algérie a pu transporter du gaz naturel grâce à un gazoduc reliant directement Hassi-R'mel à l'Europe. Par exemple, ils exploitent actuellement le célèbre gazoduc transméditerranéen reliant l'Algérie, la Tunisie, l'Italie et la Slovénie. La fiabilité et le succès de ce gazoduc ont permis à l'Algérie d'entrevoir de nouvelles perspectives de commercialisation vers l'Europe en construisant une autre entreprise ambitieuse, le Gazoduc Maghreb-Europe via l'Espagne. L'Union européenne reste la principale destination des exportations de l'Algérie, représentant plus de 75% de son tonnage d'exportation. Viennent ensuite les États-Unis à 20 %, l'Amérique du Sud à 5 % et le reste du monde à 4 %.

Cependant, malgré cette abondance de ressources énergétiques, l'Algérie fait face à des défis importants en matière de consommation d'énergie, notamment une demande croissante en énergie due à la croissance de la population et de l'industrie.

Le pays a mis en place des politiques visant à promouvoir l'efficacité énergétique et à réduire la consommation d'énergie, notamment en encourageant l'utilisation de sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne. Le gouvernement algérien a également investi dans la modernisation et l'expansion de son réseau électrique afin de garantir un approvisionnement énergétique stable et fiable pour la population et les entreprises.

Cependant, malgré ces efforts, l'Algérie continue de faire face à des défis en matière de consommation d'énergie, notamment en raison de l'absence d'une politique cohérente et à long terme pour encourager la transition énergétique vers des sources d'énergie plus propres et plus durables.

En somme, Le contexte économique de la consommation d'énergie en Algérie est marqué par des défis importants, notamment en termes de sécurité énergétique, de dépendance aux hydrocarbures et de pressions environnementales. Toutefois, le pays dispose d'un potentiel considérable pour diversifier son mix énergétique et promouvoir une utilisation plus efficace et durable de l'énergie, ce qui est essentiel pour atteindre une transition énergétique vers une économie plus durable et respectueuse de l'environnement. Dans ce contexte, la loi de la maîtrise de l'énergie en Algérie 99-09 constitue une mesure importante pour stimuler cette transition énergétique.

La loi de la maîtrise de l'énergie en Algérie 99-09 est une loi qui vise à promouvoir l'utilisation rationnelle et efficace de l'énergie en Algérie. Cette loi a été promulguée en 1999 et a pour objectif de réduire la consommation d'énergie et de promouvoir les sources d'énergie renouvelables. La loi comporte plusieurs dispositions, dont notamment l'obligation pour les entreprises et les organismes publics de réaliser des audits énergétiques pour évaluer leur consommation d'énergie et proposer des mesures d'efficacité énergétique. La loi prévoit également la mise en place d'un système de certification de l'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments.

En outre, la loi encourage la promotion des énergies renouvelables, notamment à travers des incitations fiscales et des tarifs de rachat préférentiels pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Cette politique de soutien à l'énergie renouvelable s'inscrit dans un contexte où la durabilité de l'utilisation du gaz naturel est de plus en plus remise en question, en raison de la contribution des émissions de gaz à effet de serre à l'augmentation de la température de la planète. En effet, bien que le gaz naturel soit une énergie fossile qui a connu une croissance importante au cours des dernières décennies en raison de sa disponibilité, de sa flexibilité d'utilisation et de son coût relativement faible, il est de plus en plus important de diversifier le mix énergétique et de promouvoir une utilisation plus efficace et durable de l'énergie, en particulier les sources d'énergie renouvelable. Ainsi, La loi encourage donc d'une manière ou d'une autre à réduire la dépendance au gaz naturel et à améliorer la durabilité de la production d'énergie de l'Algérie.

La production du gaz naturel est une source d'énergie qui présente des avantages économiques et pratiques indéniables, mais elle pose également des défis environnementaux importants. Bien que le gaz naturel soit considéré comme une source d'énergie plus propre que le charbon et le pétrole, son exploitation et son utilisation ont un impact significatif sur l'environnement. L'exemple le plus important est Le torchage de gaz qui est une pratique courante dans l'industrie gazière et pétrolière, consistant à brûler du gaz non utilisé ou excédentaire qui ne peut être capté et transporté vers les installations de traitement et de stockage. Cette pratique peut être utilisée pour des raisons de sécurité ou de régulation de la pression dans les pipelines et les installations, mais elle est également source de gaspillage de ressources et d'émissions de gaz à effet de serre.

l'Algérie occupe la cinquième rang mondial en termes de niveau de combustion du gaz « Le torchage », car elle brûle de grandes quantités de gaz naturel accompagnant la production de pétrole, et travaille à améliorer ce niveau en adoptant de nouvelles technologies et de multiples stratégies pour réduire la combustion non désirée du gaz naturel et préserver.

En Algérie, le torchage de gaz est une pratique qui est réglementée et encadrée par la loi. Le pays s'est engagé à réduire le torchage de gaz dans le cadre de ses engagements en matière de développement durable et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. De plus, le gouvernement a encouragé les investissements dans des technologies de capture et d'utilisation du gaz, telles que la production d'électricité à partir du gaz excédentaire, afin de minimiser les pertes de ressources et les émissions de gaz à effet de serre.

Malgré ces efforts, le torchage de gaz en Algérie reste un problème important. Cependant, les autorités algériennes continuent de travailler à la mise en place de mesures pour réduire le torchage de gaz et améliorer l'efficacité énergétique de l'industrie gazière et pétrolière.

Donc L'objectif de ce mémoire est d'étudier l'amélioration des performances énergétique et environnementale du site de traitement de gaz naturel « CPF » de la région de Gassi-Touil . Cette étude est complétée par une modalisation et simulation sous HYSYS. A travers cette étude, nous tenterons de réduire la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre.

Dans le premier chapitre de ce mémoire, nous présenterons en détail le site de traitement de gaz Gassi-Touil, où j'ai effectué mon stage pratique. Nous commencerons par donner un aperçu général du site, en mettant en évidence son importance dans le contexte de l'industrie du gaz naturel. Nous explorerons également plusieurs aspects essentiels du traitement du gaz naturel.

Le deuxième chapitre se concentrera sur une description détaillée des procédés de traitement du gaz naturel. Nous examinerons également les différentes étapes du traitement du gaz naturel, en mettant en évidence les principaux procédés et technologies utilisés.

Le troisième chapitre sera consacré à une présentation approfondie du simulateur HYSYS, qui a été l'outil principal utilisé dans ce mémoire. Nous expliquerons les fonctionnalités clés de HYSYS et son application dans l'analyse et la modélisation des systèmes de traitement du gaz naturel.

Le quatrième chapitre sera axé sur notre partie pratique dans le domaine de l'analyse énergétique et exergetique des équipements de traitement du gaz naturel.

Le cinquième chapitre se concentrera sur l'analyse des performances énergétiques du site de traitement du gaz naturel.

Enfin, dans le sixième chapitre, nous aborderons les performances environnementales du site de traitement du gaz naturel. Nous analyserons l'impact environnemental des processus de traitement et présenterons des recommandations visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à minimiser l'empreinte environnementale.

Ces différentes parties de notre mémoire de fin d'études nous permettront d'explorer en détail les aspects clés du traitement du gaz naturel, en mettant l'accent sur l'analyse des performances énergétiques et environnementales, ainsi que sur l'identification d'opportunités d'amélioration.

## Chapitre 1 : Présentation Du Site Gassi-Touil

### Introduction :

Dans la région de GASSI TOUIL on a deux stations l'ancien station et le nouveau. l'ancien est pour le traitement de brut, il est composée de deux unités, l'unité de séparation qui consiste à éliminer le gaz, l'eau et les sédiments du pétrole pour le rendre propre et l'autre pour rôle de collecter et comprimer le gaz sur; le gaz associé à l'huile récupéré dans l'unité de séparation est comprimé puis réinjecté dans le gisement pour le maintien de la pression du gisement.

L'autre station est conçue pour traiter 12 millions de mètres cubes de gaz par jour provenant des champs de gaz pour fournir aux stations de récompression. ce gaz à traiter, est provenant des gisements de :HassiTouarg, Gassi Touil, Roud Elkhalef, Nezla, Toual, Brides.

La capacité de fonctionnement de l'usine CPF est comprise entre 30% (3,6 millions de mètres cubes de gaz par jour), et 110% (13,2millions de mètres cubes de gaz par jour) de sa capacité de base. Aussi, elle permet de produire de GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), et de condensat.

### I.1 Situation géographique de la région Gassi-Touil :

La région de GASSI-TOUIL est à vocation pétrolière et gazière, Située à 1000 km au Sud-Est d'Alger ; à 150 km au sud de HASSI MESSAOUD, à une altitude de 30° 31' 0" nord et à une longitude de 6° 28' 7" est, l'altitude moyenne est 200m environ ,il s'étend sur une superficie d'environ 170 km de long et 105 km de large, dans une région à caractère désertique sujette aux tempêtes de sable et aux éclaires ,les effets de neige et le séisme ne sont pas à envisager et les conditions climatiques les plus importantes sont :

**Température de l'air** : -5 °C min, (sous abri en hiver) et +55 °C max, (sous abri en été).

**Humidité relative** : 5% min. et 75% max.

**Pluviométrie/gelée** : 20 mm en 24 heures avec possibilité d'orages violents, fréquentes gelées en hivers.

**Vents** : violents et souvent accompagnés de sable (180 km/h à 10 m au-dessus du sol avec une direction Nord-Est /Sud-Ouest).

La Région de Gassi –TouiL dispose de différentes installations de base dont principalement :

Neuf (04) périmètres pétroliers et Dix (10) périmètres gaziers .

Deux unités de production (Traitement de brut et traitement de gaz).

Station de pompage (TRC) .

Parc à tubes (DAT/DPR).

# Chapitre 1 : Présentation du site Gassi-Touil



Figure I.1: Situation Géographique de la région de Gassi-Touil.

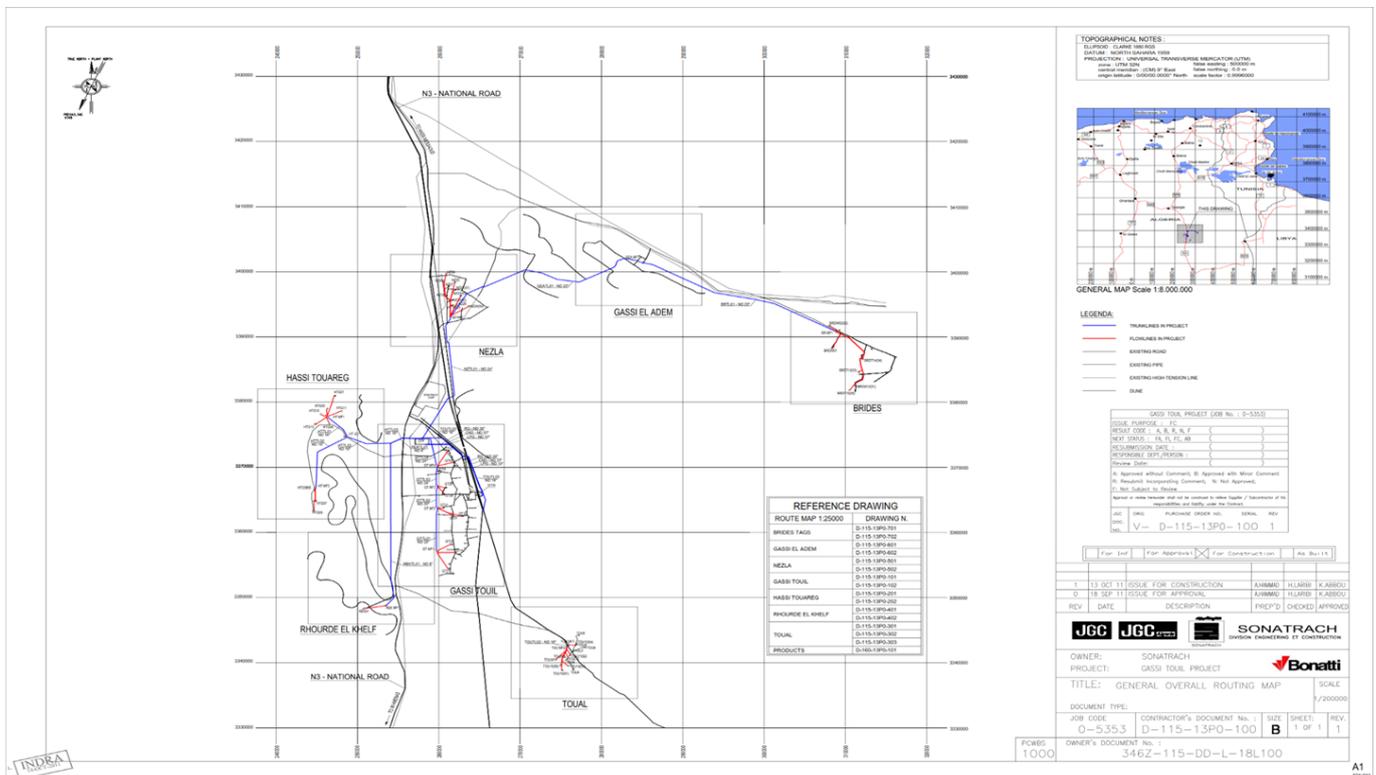


Figure I.2: Périmètres de la région de Gassi Touil.

## I.2 Les champs de la région Gassi Touil et la situation des puits :

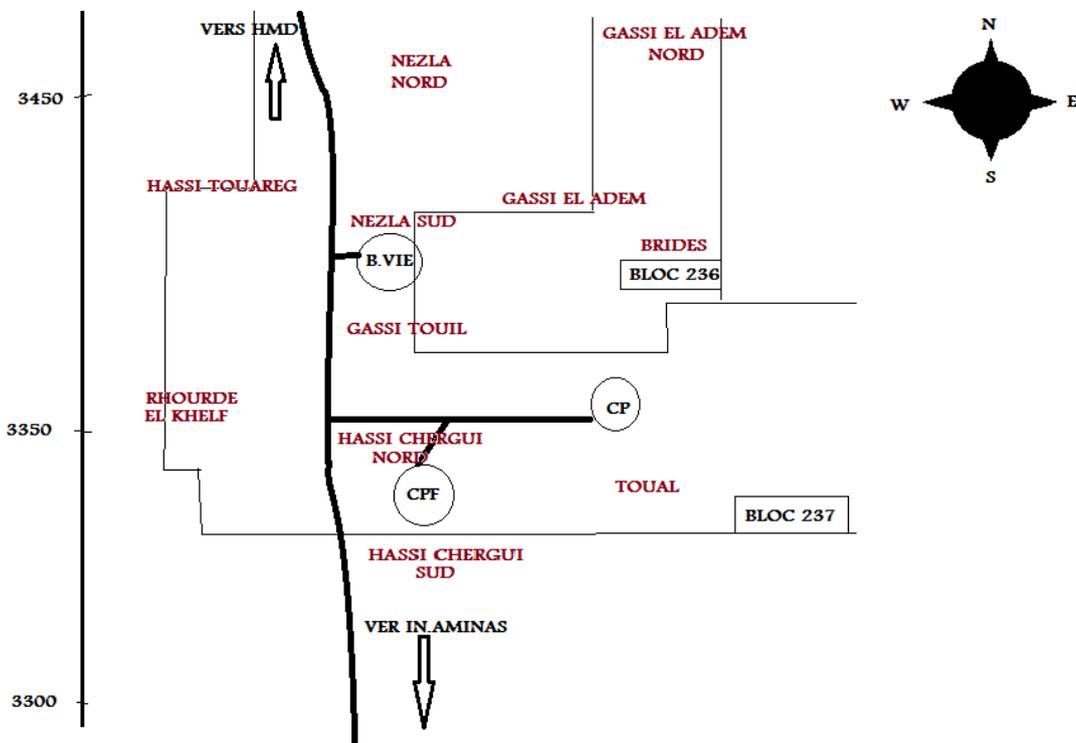
### I.2.1 les différents champs de Gassi Touil :

La région de Gassi Touil est composée de plusieurs champs dont les principaux sont :

*Tableau I.1: Les principaux champs de la région de Gassi Touil.*

Champs	N du puits			Découvert
	Brute	Gaz	Total	
Nezla	31	08	39	1958
Brides	0	06	06	1958
Toual	05	09	14	1958
Hassi Touareg	0	09	09	1959
Gassi Touil	67	11	78	1961
Hassi chergui	0	14	14	1962
Gassi El Adem	0	04	04	1967
Rhourde El Khlef	0	03	03	1959

Le schéma suivant représente les différents champs de Gassi Touil.



*Figure I.3: les différents champs de la région de Gassi Touil*

### I.2.2 Situation des puits de Gaz :

Le Tableau suivant représente la situation de des puits de gaz :

*Tableau I.2 : Les principaux puits de gaz de la région de Gassi Touil*

Périmètres	Puits Ouverts	Puits Fermés	Puits Abandonnés (D ou P)
Gassi Touil	11	01	05
Brides	07	11	10
Brides silurien	04	04	00
Toual	13	15	06
Complexe Toual/etaib	09	05	00
Hassi Touareg	07	02	03
Nezla Sud QH	10	01	01
Nezla Sud TAGS	00	13	05
Nezla Nord Gaz	00	03	00
Rhoud EL-Khelf	01	00	00
Gassi El-Adem	02	03	04
Fedjet el arf	01	00	03
HC gaz	00	01	00
Total	61	63	37

### I.3 Les installations pétrolières et gazières du site de Gassi Touil :

Elles se composent de deux centres :

### **I.3.1 Le centre de production (L'ancienne installation) :**

L'usine (C.P) de Gassi Touil a été mise en production en 1965. La Superficie du champ s'étend sur 120 km<sup>2</sup> et compte 60 puits producteurs, 6 puits injecteurs et 11 puits secs ou abandonnés. Le pétrole extrait d'un gisement est généralement accompagné de gaz dissous, D'eau salée et de particules solides provenant des sédiments et de la corrosion des installations. Le rôle de la séparation est d'éliminer l'eau du gisement, et de traiter l'huile aux conditions atmosphériques il n'y aurait donc plus de gaz dans l'huile ; Elle se compose des unités suivantes :

- Unité de Traitement du Brut
- Unité de Traitement du Gaz
- Unité de récupération des gaz associés (URGA)
- Unité de traitement des rejets industriels (déchuilage)

### **I.3.2 CPF (Central Production Facilities) :**

#### **I.3.2.1 Description de la nouvelle unité de traitement du gaz :**

L'unité de traitement de gaz CPF (Centre Production Facilities) de Gassi Touil a été inaugurée lundi 24 Février 2014 par le ministre de l'Energie et des Mines, Elle est conçue pour traiter 12 millions de mètres cubes de gaz par jour provenant des champs de gaz pour fournir aux stations de ré-compression.

La capacité de fonctionnement de l'usine CPF est comprise entre 30% et 110% de sa capacité de base.

#### ***Capacité de production:***

- GAZ brut : 12 MMS m<sup>3</sup>/j
- Condensats : 1700 Tonnes /j(2334 m<sup>3</sup>/j)
- GPL : 1100 Tonnes /j (1950 m<sup>3</sup>/j)

#### ***Pipelines d'expédition des produits (trois lignes):***

- Condensats Diamètre : 10 pouces Longueur : 14 km
- GPL Diamètre : 10 pouces Longueur : 14 km
- Gaz de vente Diamètre : 30 pouces Longueur : 14 km

#### ***Énergie électrique:***

Alimentation électrique à partir du poste blindé 220/30 KV existant à Gassi Touil distant de 7 Km du CPF.

L'usine est reliée par deux (2) lignes aériennes de 30 KV utilisant les pylônes de 60 KV.

### **I.3.2.2 Installations de Traitement Gaz CPF :**

sont composées de:

- Un train de traitement de gaz d'une capacité nominale de 12 millions de Sm<sup>3</sup>/j .
- Deux unités de boosting pour comprimer les gaz à basse pression (30/70 Bars);
- Deux Turbo Compresseurs de gaz de vente;
- Deux (02) bacs de stockage de condensat on-spec de 5000 m<sup>3</sup> chacun;
- Un (01) bac de stockage condensat off-spec. de 3000 m<sup>3</sup>
- Trois (03) sphères de stockage GPL de 500 m<sup>3</sup> chacune, dont une (01) off-spec;
- Deux (02) bacs de stockage d'eau anti incendie de 12 000 m<sup>3</sup> chacun;
- Utilités (air Instrument /Azote /Eau /Fuel gaz /Unités de traitement des eaux).

### **Développement futur :**

- Le plan de développement du CPF prévoit un ensemble d'unités dans le futur:
- Usine AGRU (unité d'élimination de CO<sub>2</sub>)
- Unité de déshydratation
- Compression de CO<sub>2</sub>, déshydratation et comptage
- Unité d'échangeur d'ions
- Stockage d'eau déminéralisée

### **I.3.2.3 Différents zones d'usine :**

Cette nouvelle station dont le démarrage est très récent comporte plusieurs zones ou les équipements varie en fonction du rôle de ces dernières détaillé comme suite.

#### **a) Zone d'admission (G01) :**

Cette zone est conçue pour séparer le gaz brut arrivant de différents champs GTL. Le gaz brut ayant une pression de 70bars des champs de NEZLA, TOUAL et RHOUD ELKHLEF, est acheminé à travers 03 lignes. Il subit une séparation primaire dans les séparateurs à haute pression HP.

Le gaz brut à basse pression 28 bars des champs de HASSI TOUARG, et GASSI TOUIL, est véhiculé par 02 lignes. Il subit une séparation primaire dans le séparateur basse pression BP.

#### **b) Zone Boosting (G05) :**

Cette zone contient deux trains à moto-compresseurs à double étages pour chacun dans le but de comprimer le gaz jusqu'à une pression égale à 70 bars. Pour le 1<sup>er</sup> train le gaz venant de ballon de détente HP à une pression de 28 bars sera envoyé vers le 2<sup>ème</sup> étage à cause de sa pression déjà élevé.

Cependant en cas de chutes de pression au niveau des puits dans le future le gaz donc sera envoyé avant vers le 1<sup>er</sup> étage et non pas le 2<sup>ème</sup> . Pour le deuxième train le gaz BP passe directement au premier étage puis vers le deuxième vue sa faible pression 12 bars. Le gaz sortant de séparateur HP et la zone de boosting est envoyé vers la zone G11.

***c) Zone de traitement de gaz et récupération de GPL (G11) :***

Cette zone a pour rôle de traiter le gaz brut avec une pression 70bars à travers différentes phases pour obtenir du gaz sec et un mélange liquide (GPL et condensât). Elle est composée essentiellement des équipements suivants (Filtre, démercuriseur, le turbo-Expander, absorbeur, échangeurs, compresseur centrifuge de régénération et déséthaniseur et le déshydrateur .

***d) Zone de compression du gaz résiduel (G50) :***

L'unité comporte deux trains de procédé identiques ou chaque train comporte un compresseur de gaz résiduel entraîné par une turbine à gaz semigéante avec un système de réchauffage d'huile et un système d'airo-réfrigération.

***e) Zone de stabilisation de condensat(P10) :***

Le condensat d'hydrocarbures récupéré provenant du ballon de détente de condensat du slug catcher HP (G01-VD-20-201) est pompé vers l'unité de la colonne de stabilisation de condensat/débutaniseur (P10) à l'aide des pompes dans une unité appelée zone de stabilisation

***f) Zones de stockage de GPL et de condensat :***

Le GPL et le condensat produits par l'usine CPF seront stockés temporairement sur site avant d'être expédiés via les conduites de transport exploitées par SONATRACH.

***g) Zone des torches :***

Des torches et un bournier sont associés à l'usine CPF :

- Une torche froide sèche
- Une torche commune,
- Une torche basse pression,
- Un bournier (burnpit).

Ces systèmes de torchage sont dimensionnés pour le cas d'émission de gaz maximale et suivent les spécifications des standards API RP-520/521 (American Petroleum Institute).

Les torches verticales sont de type subsonique.

le Schéma suivant présente les différentes zones :



## Chapitre 2 : Etat de l'art traitement de gaz Naturel

### Introduction :

Le traitement du gaz naturel est une étape cruciale dans l'exploitation et l'utilisation de cette ressource énergétique importante. Le gaz naturel brut extrait des gisements doit être traité pour éliminer les impuretés et les composants indésirables qui pourraient compromettre sa qualité et sa sécurité. Le traitement du gaz naturel implique un processus complexe comprenant plusieurs étapes telles que la séparation, la déshydratation, compression...etc.

Chacune de ces étapes joue un rôle crucial dans la production de gaz naturel purifié et de haute qualité qui peut être utilisé pour produire de l'électricité, du chauffage et des carburants pour les véhicules.

### II.1 Procédé de traitement du gaz :

Il comporte les procédés suivants :

#### II.1.1 Procédé « HUDSON » :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détente. D'abord une détente au niveau de la vanne JOULE THOMSON (JT) qui permet d'atteindre une température de  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  et puis une autre détente réalisée au niveau d'une machine dynamique appelée turboexpander, où on aura une température de  $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ . [1]

le turboexpander est plus performant car il permet une meilleur récupération des hydrocarbures liquides. Il dispose d'un système de refroidissement autonome.

Au niveau de CPF , le procédé utilisé est le procédé HUDSON.

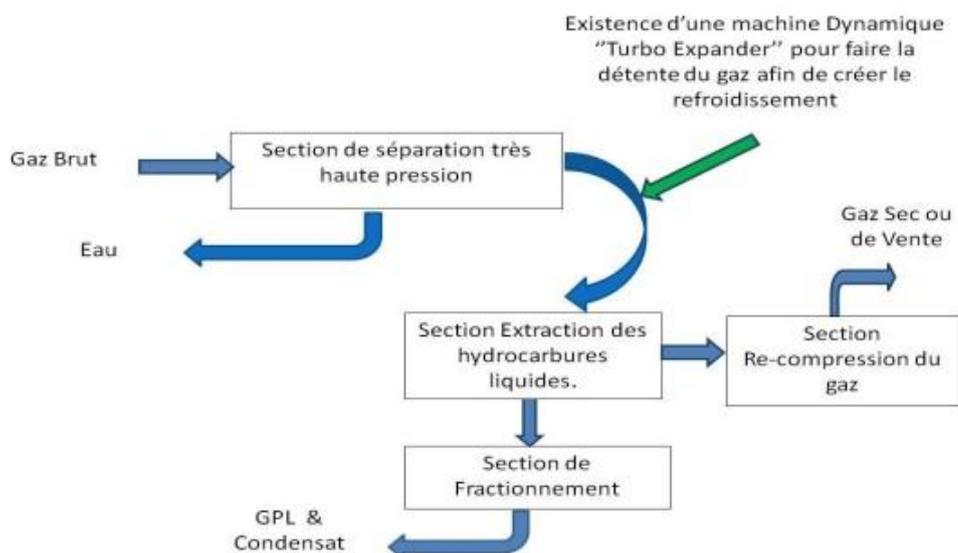
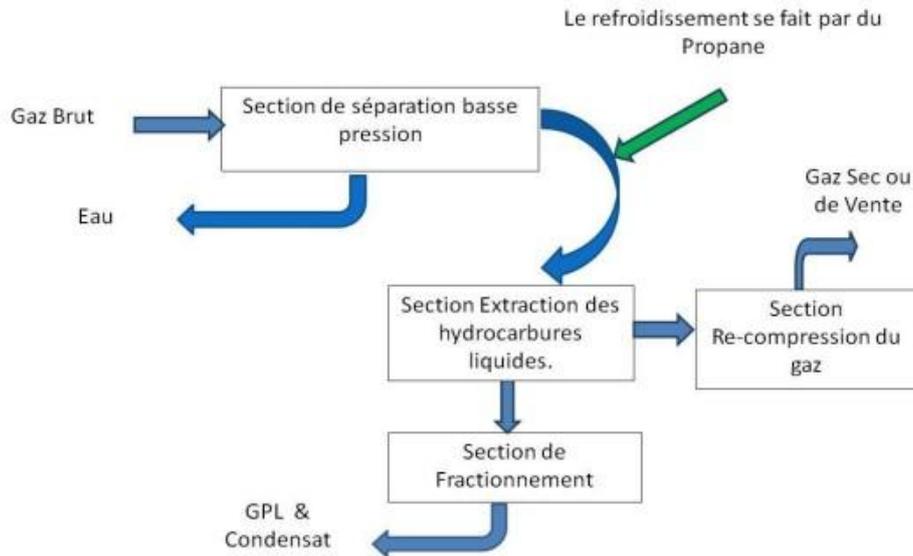


Figure II.1 : Les étapes du procédé HUDSON

### II.1.2 Procédé « PRITCHARD » :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre enfin des températures avoisinantes  $-23^{\circ}\text{C}$ .



*Figure II.2 : Les étapes du procédé PRITCHARD.*

### II.1.3 Procédés Mixtes :

Ils sont les plus performants, car ils utilisent le Turbo-Expander, la vanne Joule Thomson et la Boucle de propane, ou on atteint les  $(-66^{\circ}\text{C})$ .

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

## II.2 Description de processus de traitement au Niveau de CPF :

Le gaz humide avec l'eau de production venant du champ de Hassi Touareg (115 HT) et du champ de Gassi Touil (115 GT) est reçu au slug catcher BP et est comprimé à 71 bars dans le compresseur booster de gaz BP. Les gaz humides venant du champ de Toual (115 TOU), du champ de Rhourde el Khlef (115 REK), du champ de Nezla (115 NZ), du champ de Gassi el Adem (115 GEA) et du champ de Brides (115 BR) sont collectés et reçus au slug catcher HP.

Le gaz humide provenant du compresseur booster de gaz bas pression BP et du slug catcher haut pression HP sont combinés et sont envoyés à l'unité de récupération de GPL (G11).

Le condensat humide provenant des deux slug catcher est envoyé vers l'unité de stabilisation/débutanisation (P10). Le GPL récupéré et le condensat stabilisé sont envoyés respectivement vers le stockage de GPL (31G) et le stockage de condensat (31C).

Le GPL et le condensat produits provenant du stockage (31G et 31C) sont mesurés au niveau du système de comptage (36G et 36C) et sont expédiés par les canalisations de transport de SONATRACH vers d'autres installations en Algérie.

Le gaz résiduel provenant de l'unité de récupération de GPL (G11) est comprimé dans le compresseur de gaz résiduel entraîné par une turbine à gaz via le compresseur d'expédition puis, le gaz résiduel est mesuré au niveau du système de comptage (16V) et est expédié vers la canalisation du réseau national existant en tant que gaz de vent .

## **II.3 Les différentes étapes du traitement du gaz naturel :**

### **II.3.1 La Séparation Triphasique :**

Le gaz humide avec l'eau de production venant du Champ de Hassi Touareg (115 HT) et du Champ de Gassi Touil (115 GT) est collecté, et réceptionné au niveau du slug catcher BP à tubes par l'intermédiaire de la ligne principale.

Le gaz provenant du slug catcher est envoyé au compresseur booster (G05).

Le condensat d'hydrocarbures séparé dans le slug catcher BP, est envoyé au ballon de détente de condensat du slug catcher BP.

Le condensat d'hydrocarbures récupéré, est pompé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP par la pompe à condensat du slug catcher BP.

Les effluents gazeux et l'eau produite sont envoyés respectivement vers le système de gaz combustible BP et vers le ballon de détente d'eau produite.

Les gaz humides venant des Champs de Toual (115 TOU), de Rhourde el Khlef (115 REK), de Nezla (115 NZ) sont collectés et réceptionnés au niveau du slug catcher HP à tubes.

Les flux de gaz provenant du slug catcher HP et du slug catcher BP à travers le compresseur booster (G05) sont combinés et envoyés vers l'unité de récupération de GPL.

Le condensat d'hydrocarbures séparé dans le slug catcher HP, et le condensat d'hydrocarbures provenant du ballon de détente de condensat du slugcatcher BP, sont envoyés vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP.

Le condensat d'hydrocarbures récupéré, est pompé vers l'unité de stabilisation de condensat (P10) par la pompe à condensat du slug catcher HP, après être passé par le filtre d'alimentation en condensat et le coalesceur d'alimentation en condensat.

Les effluents gazeux et l'eau produite sont envoyés respectivement au compresseur booster (G05) et au ballon de détente d'eau produite.

L'eau produite provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensat du slug catcher BP, du slug catcher HP, du ballon de détente de condensat du slug catcher HP, et du coalesceur d'alimentation en condensat sont envoyés vers le ballon de détente d'eau produite.

### **II.3.2 La Compression de Gaz :**

Le gaz provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensat du slug catcher HP et de la tête de la colonne de stabilisation est envoyé vers le compresseur booster.

Les ballons tampons d'aspiration sont nécessaires pour éviter l'entrée de gouttelettes de liquide dans le carter du compresseur booster.

Un des compresseurs booster du 1<sup>er</sup> étage sera mis en fonctionnement pour pressuriser le gaz de tête de la colonne de stabilisation et la moitié du gaz d'alimentation BP qui est fourni par la soupape d'étranglement d'aspiration.

La mise en route des équipements du 1<sup>er</sup> étage du compresseur booster de l'autre train, du refroidisseur de refoulement du 1<sup>er</sup> étage du compresseur booster et du ballon tampon d'aspiration du 1<sup>er</sup> étage du compresseur booster, est prévue pour une date postérieure en raison de la baisse de la pression du puits sous 28bar avec le temps.

A ce moment-là, la pression d'entrée du slug catcher BP sera réduite à 13 bar et la mise en route du compresseur du 1<sup>er</sup> étage devra être effectuée.

Le gaz provenant du slug catcher BP, du ballon de détente de condensat du slug catcher HP et de la tête de la colonne de stabilisation sera envoyé vers le ballon tampon d'aspiration du 1<sup>er</sup> étage. Il est prévu de renvoyer le liquide provenant du ballon tampon d'aspiration du 1<sup>er</sup> étage, vers le ballon de détente de condensat du slug catcher BP avec les ballons tampon d'aspiration et de refoulement du 2<sup>ème</sup> étage.

Le gaz comprimé sera refroidi jusqu'à 60°C par le refroidisseur de refoulement du 1<sup>er</sup> étage du compresseur booster.

Le compresseur booster du 2<sup>ème</sup> étage, du type centrifuge entraîné par un moteur à vitesse constante, comprime le gaz provenant du ballon tampon d'aspiration du 2<sup>ème</sup> étage jusqu'à 71bar.

Le gaz comprimé est refroidi jusqu'à 60°C par le refroidisseur de refoulement du 2<sup>ème</sup> étage du compresseur booster équipé d'un moteur fixe. Ensuite, le gaz comprimé refroidi est envoyé vers l'unité de récupération de GPL (G11) à travers le ballon tampon de refoulement du 2<sup>ème</sup> étage.

### **II.3.3 Traitement de gaz brut et la récupération de GPL :**

#### **II.3.3.1 Démercurisation :**

Les flux combinés de gaz provenant du slug catcher HP (G01) et du compresseur booster (G05) passent par le côté tubes du rebouilleur latéral du dééthaniseur où leur température est

réduite. Un échangeur de chaleur gaz humide/gaz résiduel est également prévu en parallèle avec le rebouilleur latéral du dééthaniseur pour réduire la température à l'entrée du déshydrateur à 42°C lorsqu'on se situe en dehors des conditions nominales. Cet échangeur de chaleur sera mis en ligne et utilisé pour réduire la température à l'entrée du déshydrateur.

Le gaz entre ensuite dans le séparateur de gaz d'alimentation de déshydrateur.

Le condensat collecté dans le séparateur de gaz d'alimentation de déshydrateur est envoyé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP.

Le gaz provenant du séparateur de gaz d'alimentation est envoyé vers l'adsorbeur de mercure. Le but de cet adsorbeur de mercure est de réduire la concentration d'Hg dans le gaz de procédé de 10.000 ng/Nm<sup>3</sup> dans la charge à une valeur inférieure à 10 ng/Nm<sup>3</sup> dans le gaz de

sortie allant vers le système en aval. L'élimination de mercure sert à protéger les roues de l'expander et du compresseur-expander (qui sont en aluminium) contre la corrosion. L'adsorbant de mercure ne sera pas régénéré sur le site.

Le gaz provenant de l'adsorbeur de mercure entre dans le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur.

Le liquide collecté dans le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur est envoyé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP.

### **II.3.3.2 La déshydratation :**

Le gaz, après être passé par le filtre de gaz d'alimentation/coalesceur du déshydrateur entre dans deux des trois déshydrateurs de gaz. Le système de déshydratation est conçu pour éliminer l'eau du gaz pour la réduire à une valeur inférieure à 0,1 ppm au moyen de déshydrateur à lit de tamis moléculaire, évitant ainsi la formation d'hydrates dans la section froide du procédé.

La logique de commande pour ce procédé de déshydratation est configurée de manière à ce que deux déshydrateurs assurent l'adsorption pendant qu'un autre est en cycle de régénération.

Une fois déshydraté, le gaz passe par le filtre à poussière de gaz déshydraté qui collecte toutes les fines particules qui peuvent provenir des déshydrateurs. Si cette poussière n'est pas filtrée, elle pourrait provoquer des colmatages dans les équipements en aval.

Les cycles d'adsorption et de régénération seront réglés en séquence temporisée. Dans les conditions normales, le temps d'adsorption est de 12 heures. [2]

Le cycle de régénération comprend 3,7 heures de chauffage, 1,8 heure de refroidissement et 0,5 heure d'attente (6 heures au total).

La séquence suivante s'applique pendant le fonctionnement normal :

**Tableau II.1 : Représente le fonctionnement normal des sécheurs.**

Horaire	Sécheur en adsorption	Sécheur en Régénération	Sécheur en Refroidissement	Sécheur en attente
0 3,7	A;B	C	-	-
3,7 5,5	A;B	-	C	-
5,5 6	A;B	-	-	C
6 9,7	C;A	B	-	-
9,7 11,5	C;A	-	B	-
11,5 12	C;A	-	-	B
12 15,7	B;C	A	-	-
15,7 17,5	B;C	-	A	-
17,5 18	B;C	-	-	A

Chaque sécheur devra être mis hors ligne et être régénéré si la teneur en humidité à la sortie du procédé atteint 5 ppm ou plus.

### II.3.3.3 La Régénération :

Les installations de régénération permettent d'éliminer l'eau contenue dans les lits de tamis moléculaire après leur cycle d'adsorption.

Pendant le fonctionnement normal, le gaz sec de régénération est collecté à la sortie des filtres à poussière de déshydratation. Le débit du gaz de régénération à travers le circuit de régénération est obtenu à l'aide du compresseur de gaz de régénération.

Après la compression du gaz, ce dernier est réchauffé (l'huile chaude est utilisée comme fluide chauffant) dans le réchauffeur de gaz de régénération permettant d'atteindre la température requise pour vaporiser l'humidité dans les tamis saturés d'eau.

### II.3.3.4 Le refroidissement du gaz :

Le gaz de régénération chaud s'écoule vers l'amont à travers les sécheurs désorbant l'eau. Le gaz de régénération est refroidi dans le refroidisseur de gaz de régénération du type aérorefrigérant à ailettes, où l'eau est condensée et séparée dans le séparateur d'eau de gaz de régénération.

Le gaz provenant du séparateur d'eau de gaz de régénération entre dans le côté tubes du rebouilleur latéral du dééthaniseur avec les flux combinés de gaz de G01 et de G05.

D'autre part, le liquide collecté dans le séparateur d'eau de gaz de régénération est envoyé vers le ballon de détente de condensat du slug catcher HP. Pendant le refroidissement, le débit du

gaz de régénération est maintenu constant, mais il contourne le réchauffeur. Pendant l'attente de 0,5 heure, le gaz continue à s'écouler à travers le déshydrateur. Ce temps d'attente permet de corriger tout défaut de fonctionnement qui peut se produire pendant la régénération.

Après la déshydratation du gaz d'entrée, une partie de ce gaz entre dans le côté tubes de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/gaz résiduel froid où il est refroidi par l'échange croisé avec le gaz résiduel froid provenant du côté tubes du condenseur de tête du dééthaniseur, alors que la partie restante est refroidie dans le côté tubes de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/liquide de séparateur de charge. Le gaz entre ensuite dans le séparateur de charge de l'expander qui sépare le liquide condensé du gaz d'alimentation pendant le refroidissement.

Le liquide éliminé dans le séparateur de charge de l'expander est envoyé avec régulation du niveau vers le côté calandre de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/liquide de séparateur de charge où la partie restante du flux de gaz d'entrée est refroidie avant d'alimenter le dééthaniseur sur la position d'alimentation la plus basse de milieu de colonne.

Les vapeurs quittent le séparateur de charge de l'expander à travers une chicane et s'écoulent vers l'expander.

Dans l'expander, la détente de gaz provoque le refroidissement du flux et le produit extrait est utilisé également pour le fonctionnement du compresseur-expander. Le flux de refoulement de l'expander s'écoule ensuite vers la colonne de l'absorbeur en tant que charge près du fond.

### **II.3.3.5 La récupération de GPL :**

Le liquide au fond de l'absorbeur est envoyé vers la tête du dééthaniseur comme reflux; ce liquide de reflux condense le propane et les hydrocarbures plus lourds des vapeurs quittant la tête du dééthaniseur.

Le flux de vapeur de tête sortant du dééthaniseur est refroidi et partiellement condensé dans le côté calandre du condenseur de tête du dééthaniseur, par l'échange croisé avec le gaz froid de tête de l'absorbeur puis envoyé vers l'absorbeur comme reflux.

Ce liquide de reflux condense le propane et les hydrocarbures plus lourds montant dans la colonne de l'absorbeur, augmentant ainsi la concentration d'éthane dans le gaz de tête. La température du gaz de tête est également réduite sous l'effet de la chaleur d'absorption.

Dans la partie inférieure du dééthaniseur, les vapeurs chaudes générées par le rebouilleur du dééthaniseur et le rebouilleur latéral du dééthaniseur extraient l'éthane et les composants plus légers du liquide descendant dans la colonne. Une quantité suffisante de vapeur d'extraction est générée pour maintenir le rapport molaire C2/C3.

Le flux de fond riche en GPL est envoyé avec la commande de niveau vers l'unité de stabilisation/débutanisation de condensat (P10).

Après avoir regagné la tête de l'absorbeur, le gaz résiduel froid assure d'abord le refroidissement et la condensation partielle des vapeurs sortant de la tête du dééthaniseur dans le côté calandre du condenseur de tête du dééthaniseur comme déjà décrit. Ce flux de gaz

s'écoule vers le côté calandre de l'échangeur de chaleur gaz d'alimentation/gaz résiduel froid où il est réchauffé par l'échange croisé avec le gaz d'entrée comme mentionné plus haut.

Le gaz s'écoule ensuite vers le côté compresseur du compresseur-expander. Le gaz résiduel réchauffé à basse pression est ensuite comprimé par le compresseur-expander, avant d'être envoyé vers l'unité de compression de gaz résiduel (G50).

#### **II.3.4 L'expédition de gaz :**

Cette unité consiste en deux trains de procédé identiques (Compresseur de gaz résiduel entraîné par une turbine à gaz : 2 x 50%). Il est à noter que, pour simplifier, le train A est utilisé comme référence sauf spécification contraire.

Pendant le traitement du gaz, la pression est réduite pour atteindre les objectifs des produits, et donc, pour expédier le produit de gaz résiduel, la pression doit être augmentée pour permettre le transfert du gaz.

Le compresseur de gaz résiduel est du type centrifuge. Dans les conditions normales, les deux trains du procédé seront en fonctionnement. La tuyauterie est disposée de manière à ce que, en cas de fonctionnement d'un seul train, l'un ou l'autre des compresseurs puisse être utilisé.

Le compresseur est entraîné par la turbine à gaz du compresseur de gaz résiduel

Le gaz combustible HP provenant du système de gaz combustible (410) est utilisé pour entraîner la turbine. Le gaz d'échappement de la turbine est utilisé dans le système d'huile chaude (480). Le gaz entre dans l'épurateur d'aspiration des compresseurs de gaz résiduel où tout liquide restant est séparé. Après la phase de compression (jusqu'à environ 70 bar), le gaz est refroidi.

Il faut s'assurer que la température est inférieure à la température maximale du gaz d'expédition en aval du refroidisseur de gaz résiduel.

#### **II.3.5 Stabilisation et Débutanisation de Condensat :**

Le condensat d'hydrocarbures récupéré provenant du ballon de détente de condensat du slug catcher HP est pompé vers l'unité de la colonne de stabilisation de condensat/débutaniseur à l'aide de la pompe à condensat du slug catcher HP, le condensat passe par le filtre d'alimentation en condensat et le coalesceur d'alimentation en condensat avant d'entrer dans l'unité P10.

La charge liquide passe ensuite par le côté calandre du préchauffeur de charge de la colonne de stabilisation où elle est chauffée par le produit de condensat provenant du côté tubes du préchauffeur de charge du débutaniseur, et ensuite envoyée vers la colonne de stabilisation pour éliminer les fractions légères comme le gaz combustible. Le gaz de tête de la colonne de stabilisation provenant de la colonne de stabilisation est acheminé vers le système de gaz combustible BP comme source. Le gaz de tête de la colonne de stabilisation peut être également envoyé vers la zone du compresseur booster pour re-compression.

Le liquide stabilisé provenant du fond de la colonne de stabilisation entre dans le plateau de tête de la section stripping du débutaniseur comme charge. De même, le liquide récupéré provenant du fond du dééthaniseur dans l'unité de récupération de GPL (G11) est envoyé, après être passé par le côté calandre du préchauffeur de charge du débutaniseur, vers le débutaniseur pour séparer le GPL et le condensat.

Le GPL on-spec, après être passé par le condenseur de tête du débutaniseur et le ballon de recette de tête du débutaniseur, est pompé par la pompe de reflux du débutaniseur vers les sphères de stockage de GPL on-spec.

Le condensat on-spec est acheminé vers les réservoirs de stockage de produit de condensat après être passé par le côté tubes du préchauffeur de charge du débutaniseur, le côté tubes du préchauffeur de charge de la colonne de stabilisation et le refroidisseur de transfert de condensat type aéroréfrigérant.

### **II.3.6 Stockage de GPL et de condensat :**

Le GPL et le condensat produits par l'usine CPF seront stockés Temporairement sur site avant d'être expédiés via les conduites de transport exploitées par SONATRACH.

Les dispositifs de stockage du GPL sont les suivants :

- Deux sphères d'un volume de 55 m<sup>3</sup> chacune (système 31 G).
- Une sphère d'un volume de 500 m<sup>3</sup> (système 39G).
- Les dispositifs de stockage de condensat seront les suivants :
- Deux réservoirs à toit flottant d'un volume de 555 m<sup>3</sup> chacun (système 31 C).
- Un réservoir à toit fixe d'un volume de 300 m<sup>3</sup> (système 39C).

### **II.3.7 Le Torchage :**

#### **II.3.7 .1 Torche Froide Sèche :**

La torche froide est composée d'un collecteur, d'un séparateur muni d'un réchauffeur et d'une torche de brûlage verticale. Ce système traitera les vapeurs sèches et froides à des températures susceptibles d'être inférieure à -46 °C à la pression atmosphérique. Le séparateur et le réchauffeur sépareront les liquides des vapeurs et le réchauffeur permettra la vaporisation des liquides ainsi obtenus et de réguler le niveau dans le séparateur.

#### **II.3.7 .2 Torche Commune :**

La torche commune est composée également d'un collecteur, d'un séparateur associé à un réchauffeur et d'une torche de brûlage verticale. Ce système prendra en charge les vapeurs humides et les reliquats du système de torche froide sèche. Le séparateur et le réchauffeur sépareront les liquides et le réchauffeur maintiendra la température du séparateur au-dessus de 0°C pour éviter la formation de gel.

Les liquides sont envoyés au réservoir de condensats après un passage dans une colonne de dégazage ou sont envoyés au bourbier par le système de gestion de niveau.

## II.4 Les Produits Finis :

### II.4 .1 Le Gaz sec :

#### II.4 .1.1 Définition du gaz sec :

Un gaz sec ne forme pas une phase liquide dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans les réservoirs et en surface, se trouvent tous les deux en dehors du domaine biphasique. Le gaz doit être concentré en méthane et contenir peu d'hydrocarbures plus lourds que lui.

Les caractéristiques du gaz sec sont définies ainsi :

- *Pouvoir calorifique supérieur PCS* : 9350 à 9450 Kcal / m<sup>3</sup>.
- *Teneur en C<sub>5</sub><sup>+</sup>* : ≤ 0.5 % molaire.
- *Teneur en eau* : ≤ 50ppm.
- *Point de rosée* : -5°C à une pression de 75 Kg / cm<sup>2</sup>.
- *Densité* : 0.66

#### II.4 .1.2 Utilisation du gaz sec :

*Le méthane (CH<sub>4</sub>)* :Le processus d'oxydation du méthane donne un mélange de formol, de méthanol et d'acétaldéhyde. Par pyrolyse ou déshydrogénation, il est converti en acétylène, noir de carbone et hydrogène. Le méthane est converti en gaz de synthèse (CO + H<sub>2</sub>) via la vapeur d'eau ou un mélange de vapeur d'eau et d'oxygène, qui est le point de départ de nombreuses synthèses, notamment l'ammoniac, qui à son tour est utilisé pour fabriquer des plastiques et des engrais précieux.

La chloration est utilisée pour fabriquer du chlorure de méthyle, du chlorure de méthylène, du chloroforme et du tétrachlorure de carbone. La nitration du méthane produit du nitrométhane, qui est utilisé comme solvant dans la fabrication de différentes laques.

*L'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)* : L'éthane est pyrolysé pour obtenir de l'éthylène, qui est l'une des matières premières pour la production d'oxyde d'éthylène, d'éthanol, de polyéthylène et de mousse plastique. La pyrolyse oxydante de l'éthane donne de l'acétylène, la chloration produit de l'éthane chloré qui est utilisé pour produire du plomb tétraéthyle, de l'alcool et des plastiques, tandis que la nitration est utilisée pour fabriquer du nitroéthane et du nitrométhane qui sont largement utilisés comme solvants. [3]

### II.4 .2 Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) :

#### II.4 .2.1 Définition du GPL :

Ce sont des gaz de pétrole qui peuvent être stockés et/ou manipulés en phase liquide à température ambiante et pression modérée. Ces gaz sont principalement composés de propane, propylène, butane, butène et de petites quantités d'éthane et/ou de pentane et de

pentène. Ils portent généralement le nom du principal hydrocarbure, qui est le butane ou le propane commercial. Deux caractéristiques permettent l'identification du GPL.

- **Température d'ébullition** : A 760 mm Hg de pression :
  - le butane bout à - 1°C
  - le propane bout à - 42°C
- **Tension de vapeur** :
  - La tension de vapeur du butane à 15°C est de 1,7 bars.
  - La pression de vapeur du propane à 15°C est de 7,5 bars

#### II.4 .2.2 Avantages écologiques du GPL en tant que carburant :

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

Le GPL présente les avantages suivants :

- Très peu polluant du fait de sa composition chimique ;
- Indice d'octane supérieur à celui de l'essence ;
- Durée de vie du moteur du véhicule plus longue ;
- Moins cher que l'essence.

#### II.4 .2.3 Utilisation du GPL :

##### *Utilisation de GPL dans la pétrochimie :*

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

*n-Butane* : on l'utilise pour produire nombreuses oléfines comme , l'éthylène , le propylène et divers butylènes ou bien acétylène et butadiène ,les n-butanes s'oxydent en donnant l'acétaldéhyde, l'acide acétique et formaldéhyde ; l'acétone etc.Lors de la nitration du butane on obtient les nitro butanes -1 et nitro butanes -2.L'isomérisation du butane le transforme en iso-butane.

*i-Butane* : L'iso-butane intervient dans les nombreuses alcoylations qui se produisent lors de la préparation des supercarburants à indice d'octane élevé, il est considéré comme agent d'alcoylation très efficace. L'iso butylène formé lors de la déshydrogénation de l'isobutane, sert de matière première dans la préparation du caoutchouc butyle du polyisobutylène et de l'essence de polymérisation.

**Comme combustible** : Cuisine, production d'eau chaude ou chauffage, livré par les distributeurs sous forme liquide, en bouteilles ou en vrac. Dans certains cas, les clients sont alimentés à partir de réseaux propane ou d'air propané ou butané comme en Corse.

Il est utilisé par des particuliers ou des industriels comme gaz de combustion.

**Dans la climatisation :** La détente des GPL absorbe de la chaleur et crée du froid. Sur ce principe ont été construits des réfrigérateurs et des climatiseurs (moyenne capacité).

**Comme carburant :** Le GPL/C, dont la composition diffère d'une région à une autre, est un carburant qui est utilisé dans des nombreux pays dans le monde, essentiellement en Amérique, en Europe et dans le sud asiatique.

Un pourcentage de 7 à 8% du GPL consommé mondialement est sous forme de carburant. L'expérience internationale dans l'utilisation du GPL comme carburant permet d'affirmer que le GPL est aujourd'hui un carburant éprouvé et largement utilisé.

Les atouts de ce carburant lui confèrent les caractéristiques d'un carburant propre, moins polluant que l'essence.

L'indice d'octane élevé des GPL permet leur substitution à l'essence sans modification du moteur, de plus il confère à celui-ci un pouvoir antidétonant. Ce carburant a beaucoup d'avantages pour l'environnement, il a une capacité de se mélanger à l'air meilleure que celle de l'essence, il y a absence de plomb, ainsi qu'une diminution des résidus de CO<sub>2</sub> et de CO.

### **II.4 .3 Le condensât :**

#### **II.4 .3.1 Définition du condensât :**

Le condensât est constitué d'un mélange d'hydrocarbures paraffiniques, de l'i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> jusqu'au C<sub>12</sub>H<sub>26</sub> et plus. Généralement extrait des gisements du gaz à condensât, il est sous forme liquide dans les conditions normales de température et de pression.

#### **II.4 .3.2 Caractéristiques du condensât :**

Les principales caractéristiques physiques du condensât sont :

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

**Spécifique :** Le poids spécifique du condensât est compris entre 0,7 à 0,8kg/cm<sup>3</sup>.

**Point d'éclair :** Son point d'éclair est inférieur à - 40 °C.

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

**Densité de vapeur :** Les vapeurs du condensât sont plus lourdes que l'air, la densité de vapeur est de 3 à 4 plus grande que celle de l'air.

**Explosivités inflammabilité :** Le condensât est un fluide hautement inflammable et évaporable à température et pression normales. Du fait qu'il n'est pas électro-conducteur, il présente un danger d'inflammation ou explosion du fait de l'étincelage électrostatique amorcé par coulage, filtration, chute, pulvérisation, etc. On devra faire attention car les vapeurs du condensât constituent un mélange gazeux explosif se répendant par terre du fait de sa densité très élevée.

**Toxicité physiologique :** Les vapeurs de condensât sont toxiques. Lorsqu'un homme s'y expose, le premier symptôme constaté sera l'irritation des yeux ; ce qui sera suivie des symptômes névropathies (étourdissement). La victime peut éventuellement se mettre à crier, chanter, rire stupidement et finir à avoir du mal à marcher. Lorsque la concentration des vapeurs du condensât est de l'ordre de 0,025 à 0,05 % vol dans l'air, elles ne peuvent pas causer des symptômes sérieux, même après plusieurs heures d'installation.

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

#### **II.4 .3.3 Domaines d'utilisation du Condensât :**

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

##### **Utilisation du Condensât dans la pétrochimie :**

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

Le vapocraquage est ainsi la principale voie pour la production des oléfines ; dans ce secteur, trois éléments dominent :

II. L'accentuation du déséquilibre entre les demandes respectives d'éthylène et de propylène, avec une croissance moyenne annuelle d'ici 2005 voisine de 4% pour le première et proche de 5% pour la seconde.

III. Le fonctionnement des vapocraquages de charge liquide à la limite de flexibilité du rapport propylène / éthylène.

IV. L'accroissement de la contribution de craquage catalytique à la fourniture de propylène.

L'intérêt de ce produit dans la pétrochimie est justifié par les considérations suivantes :

Le condensât est riche en hydrocarbures paraffiniques et naphthéniques C5– C7 ayant un bon potentiel de production d'oléfine.

Une faible quantité en hydrocarbures aromatique, qui se transforment en Poly-aromatique lors de vapocraquage.

##### **Utilisation du Condensât dans le raffinage :**

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

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

## Chapitre 3 : Simulation Sous HYSYS.

### III.1 La simulation :

La simulation peut être définie comme l'utilisation d'un modèle mathématique pour générer une description du comportement d'un système donné.

Dans le domaine des hydrocarbures ; la simulation consiste à représenter les différents phénomènes qu'on rencontre dans les procédés de génie chimique (transferts de matière, de chaleur et de quantité de mouvement) suivant un modèle mathématique.

De nos jours, la simulation est devenue facilement applicable vu le développement important des logiciels informatiques. Ainsi ; on aura une résolution de problèmes complexes jusque la irrésolus et en un temps record.

Plusieurs logiciels de simulation ont été élaborés et commercialisés par des compagnies industrielles, des universités,...etc. [4]

### III.2 Objectifs des simulateurs:

Les objectifs majeurs des simulateurs de procédés sont les suivants :

- Résoudre les équations de bilans matière et énergie pour l'ensemble des appareils du procédé.
- Calculer les caractéristiques (débit, composition, température, pression, propriétés physiques) pour tous les fluides qui circulent entre les appareils.
- Fournir les éléments nécessaires au dimensionnement des équipements, tels que les quantités de chaleur échangées ou les débits internes d'une colonne.
- L'estimation des coûts d'investissement et de fonctionnement et, dans un contexte de développement durable, de l'impact sur l'environnement et la sécurité.
- L'optimisation des conditions de fonctionnement du procédé.
- L'analyse du fonctionnement d'une unité existante ou l'étude des modifications à apporter pour adapter l'unité à un nouveau contexte industriel.

Les simulateurs permettent d'établir, de manière efficace et rigoureuse, les bilans matière et énergie sur les procédés chimique.

L'aspect fondamental pour la simulation des procédés est l'identification des composants élémentaires dont l'assemblage permet de construire le modèle du procédé. [5]

### III.3 Description du Simulateur HYSYS :

Le simulateur HYSYS peut également être utilisé pour la simulation de gaz et permet la modélisation de diverses opérations et équipements liés au traitement et à la production de gaz naturel, tels que la séparation, la compression, la liquéfaction, la réfrigération, la désulfuration, la déshydratation, etc. [6]

Les fonctionnalités de HYSYS comprennent :

- La modélisation de la thermodynamique des mélanges de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié
- La modélisation de la cinétique chimique et des réactions chimiques impliquées dans le traitement du gaz
- La modélisation des échanges de chaleur, de masse et de quantité de mouvement dans les différents équipements
- La modélisation de divers types d'équipements tels que des séparateurs, des compresseurs, des échangeurs de chaleur, des tours de lavage, etc.
- La possibilité d'effectuer des analyses de sensibilité et d'optimisation pour trouver les conditions optimales de fonctionnement du procédé.
- la simulation réduit les couts d'ingénieries en fournissant un environnement de travail qui assure un résultat rapide et pertinent .

HYSYS est utilisé dans l'industrie gazière pour la conception, la simulation et l'optimisation des procédés de gaz naturel et de GNL, ainsi que pour l'analyse de la performance et la résolution de problèmes dans les installations existantes. Il est également utilisé dans les universités et les centres de recherche pour l'enseignement et la recherche en génie chimique lié à la production et au traitement de gaz.

### III .4 Modèle Peng Robinson :

Les équations d'état RK et SRK sous-estiment la densité liquide et présentent une valeur du facteur de compressibilité critique  $Z$  universelle (0,33) assez élevée par rapport au  $Z_c$  moyen des hydrocarbures, qui est de (0,29). L'équation d'état de Peng Robinson (PR) a été proposée pour pallier à cet inconvénient. Peng et Robinson développèrent en 1976 une nouvelle équation d'état. Nous désignons cette équation par l'abréviation PR76, dans cette équation le terme attractif de l'équation d'état de Van der Waals est une nouvelle fois modifié et la fonction  $a(T)$  est dépendante du facteur acentrique comme c'est le cas dans l'approche de Soave. L'équation de Peng Robinson est définie comme suit : [7]

$$P = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}$$

Avec :

$$\begin{aligned} \text{➤ } a &= 0.4572 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \\ \text{➤ } b &= 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \end{aligned}$$

L'équation d'état PR présente un quart de 0,307 qui s'approche mieux de la réalité. La prédiction de la densité liquide a aussi été améliorée. En effet, les écarts varient entre 5% pour des températures réduites inférieures à 0,65 et 15% au voisinage du point critique.

D'une manière générale, cette nouvelle équation d'état, sans être parfaite, conduit à un meilleur calcul des pressions de vapeur des corps purs que l'équation SRK mais surtout à une meilleure restitution de la densité en phase liquide et une meilleure représentation des équilibres liquide - vapeur pour de nombreux mélanges.

**Tableau III .1 : Limites d'application de l'équation de PENG ROBINSON**

Equation	Température °C	Pression Kpa
Pr	>-271	100000(10E3bar)

**Tableau III .2 : Composition du Gaz**

Composants	Pourcentage molaire
Nitrogen	0.0285
CO2	0.0040
Methane	0.8154
Ethane	0.0800
Propane	0.0322
i-Butane	0.0073
n-Butane	0.0106
i-Pentane	0.0049
n-Pentane	0.0035
n-Hexane	0.0055
n-Heptane	0.0011
n-Octane	0.0006
n-Nonane	0.0003
n-Decane	0.0001
n-C11	0.0001
H2O	0.0060
Total	1

### III.5 Modélisation et Simulation De La section Boosting :

Pour alimenter l'unité de récupération de GPL (G11) en gaz à 70 bars, l'unité de boosting (G05) est équipée de deux trains de compression à deux étages chacun (Compresseur de gaz d'alimentation entraîné par moteur électrique).

Les compresseurs booster du gaz d'alimentations 1<sup>ères</sup> et 2<sup>ème</sup> étage sont de type centrifuge de marque MAN entraînés par des moteurs électriques de marque ABB

L'unité est composée de deux trains de compression ( moto-compresseurs) à double étages pour chacun, dans le but de comprimer le gaz jusqu'à une pression de 70 bars.

La moitié du gaz provenant du slug catcher BP (G01-VL-20-101) combiné au gaz provenant du ballon de détente de condensat du slug catcher HP (G01-VD-20-201), passe à travers une soupape d'étranglement ou il sera détendu de 28 bars jusqu'à 13 bars, il sera combiné de nouveau avec le gaz provenant de la tête de la colonne de stabilisation (P10-CB-21-101) est envoyé vers le compresseur booster du 1er étage (G05-KA-23-101A/B) ou il sera comprimé à 30 bars ( annexe A et B)

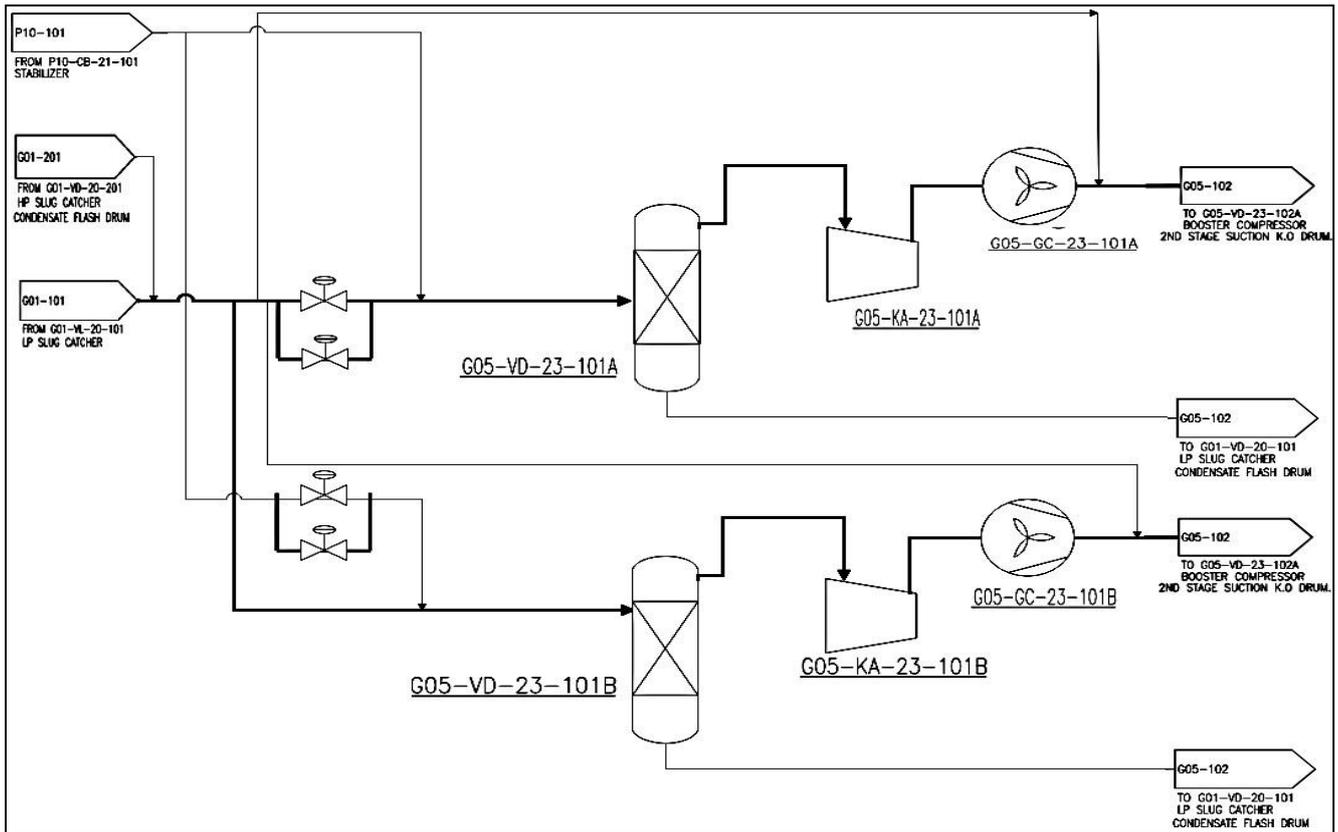


Figure III.1 : Compresseur booster 1er étage (G05-KA-23-101A/B)

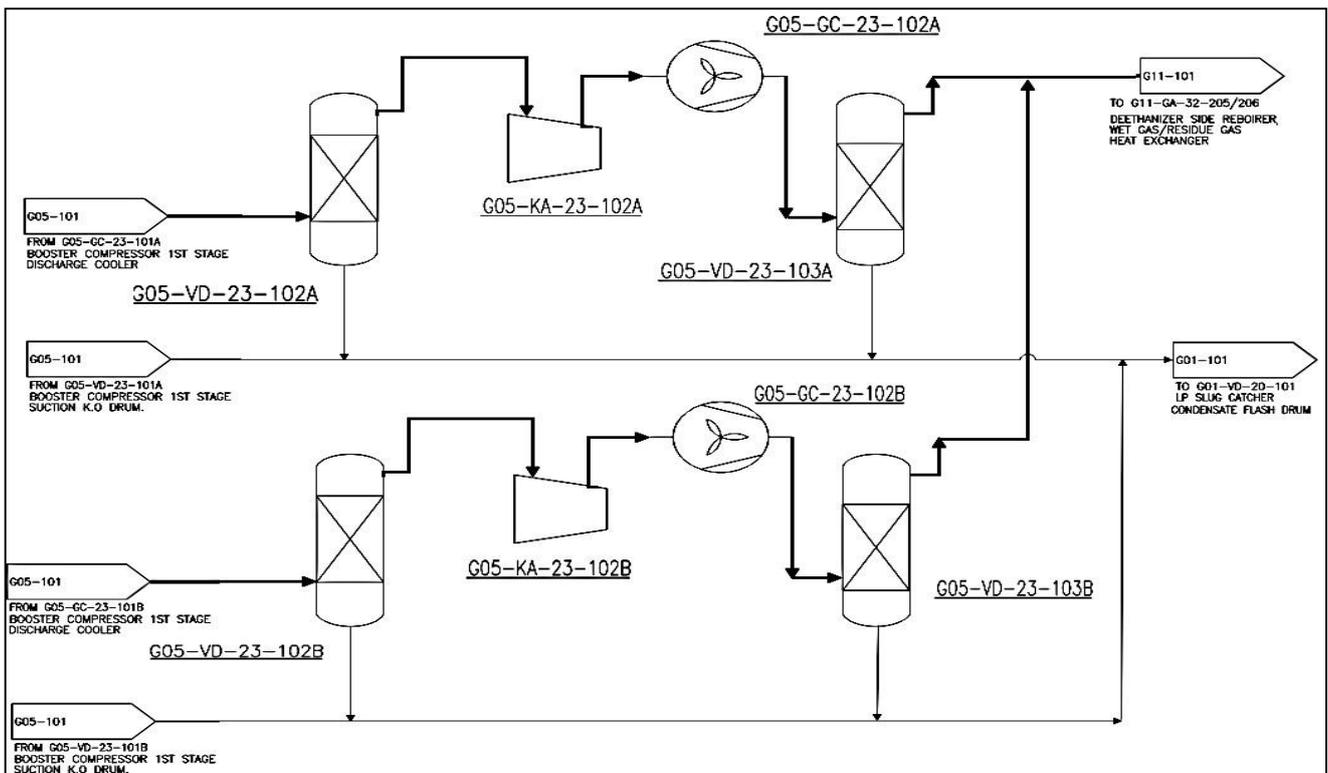
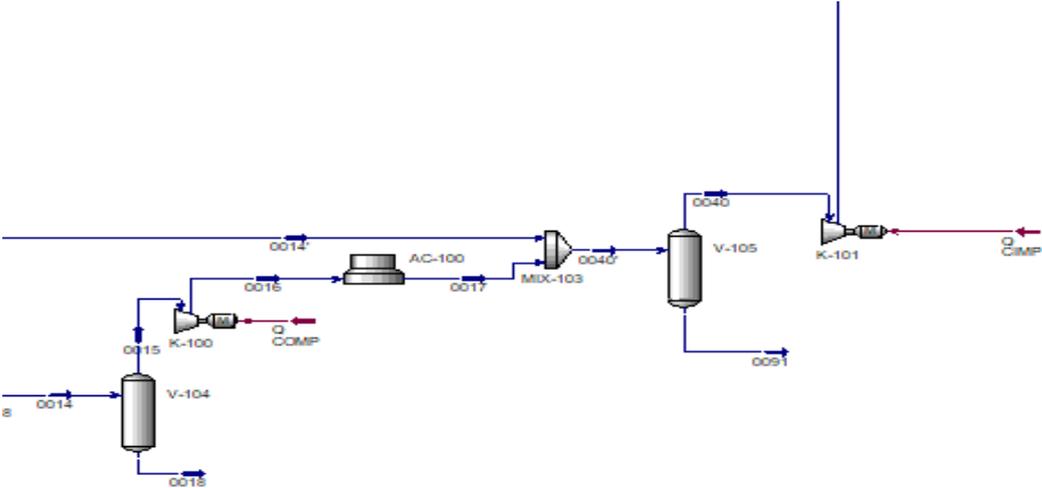
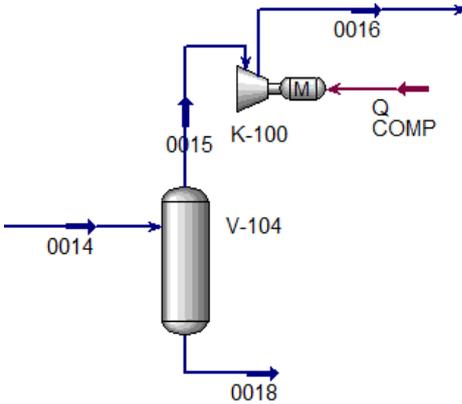


Figure III.2 : Compresseur booster 2ém étage (G05-KA-23-102A/B)

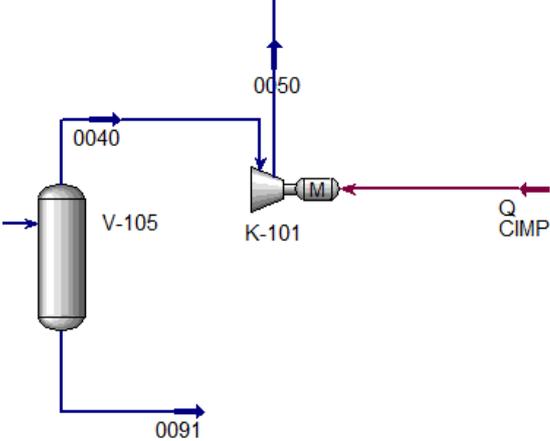
**III.5.1 Simulation de l'unité Boosting Sous HYSYS :**



*Figure III.3 : Simulation de l'unité Boosting sous HYSYS*



*Figure III.4 : Simulation de Compresseur booster 1er étage Sous HYSYS*



*Figure III.5 : Simulation de Compresseur booster 2ém étage sous HYSYS*

### III.5.2 Paramètres des différents équipements de l'unité Boosting d'après le simulateur HYSYS :

#### III.5.2 .1 Booster A 1 er étage :

**Tableau III.3 : Paramètres de Ballon G05-VD-23-101A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	24.74	24.74
pression [bar_g]	12.64	12.64
Débit molaire [Kgmole/h]	3691	3691
Débit massique [kg/h]	7.41E+04	7.41E+04
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.83E+07	-7.83E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	166.3 E+03	166.3 E+03

**Tableau III.4: Paramètres de Compresseur G05-KA-23-101A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	24.74	89.87
pression [bar_g]	12.64	28.94
Débit molaire [Kgmole/h]	3691	3691
Débit massique [kg/h]	7.41E+04	7.41E+04
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.83E+07	-7.58E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	166.3E+03	167.6 E+03

**Tableau III.5: Paramètres de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-101A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	89.87	60
pression [bar_g]	28.94	27.92
Débit molaire [Kgmole/h]	3691	3691
Débit massique [kg/h]	7.41E+04	7.41E+04
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.58E+07	-7.71E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	167.6 E+03	163.9 E+03

**III.5.2 .2 Booster A 2 ème étage :**

**Tableau III.6: Paramètres de ballon G05-VD-23-102A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	46.02	46.02
pression [bar_g]	24.07	24.07
Débit molaire [Kgmole/h]	6726	6726
Débit massique [kg/h]	1.34E+05	1.34E+05
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.74E+07	-7.74E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	163.2 E+03	163.2 E+03

**Tableau III.7: Paramètres de Compresseur G05-KA-23-102A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	46.02	146.2
pression [bar_g]	24.07	72.41
Débit molaire [Kgmole/h]	6726	6726
Débit massique [kg/h]	1.34E+05	1.34E+05
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.74E+07	-7.33E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	163.2 E+03	165.7 E+03

**Tableau III.8: Paramètres de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-102A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	146.2	35
pression [bar_g]	72.41	71.4
Débit molaire [Kgmole/h]	6726	6726
Débit massique [kg/h]	1.34E+05	1.34E+05
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.33E+07	-7.90E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	165.7 E+03	149.9 E+03

**Tableau III.9 : Paramètres de Ballon GC-VD-23-103A d'après HYSYS.**

Paramètre :	Entrée :	Sortie :
Température [C]	35	35
pression [bar_g]	71.4	71.4
Débit molaire [Kgmole/h]	6726	6726
Débit massique [kg/h]	1.34E+05	1.34E+05
Enthalpie molaire [J/kgmole]	-7.90E+07	-7.90E+07
Entropie molaire [J/kgmole-K]	149.9+03	149.9+03

## Chapitre 4 : Calcul Energétique et Exergétique

### IV.1 Rappels :

#### IV.1.1 Le premier principe de la thermodynamique :

Le premier principe de la thermodynamique, également connu sous le nom de principe de conservation de l'énergie, stipule que l'énergie ne peut ni être créée ni détruite, mais seulement convertie d'une forme à une autre. Autrement dit, l'énergie totale d'un système isolé reste constante.

Ce principe peut être exprimé mathématiquement par la relation :

$$\Delta H = Q - W$$

Où  $\Delta U$  représente la variation de l'énergie interne du système,  $Q$  représente la quantité de chaleur transférée au système et  $W$  représente le travail effectué par le système. Si  $Q$  est positif, cela signifie que de la chaleur est ajoutée au système, tandis que si  $W$  est positif, cela signifie que le système effectue un travail sur son environnement.

Le premier principe de la thermodynamique est fondamental pour comprendre les processus thermodynamiques tels que la combustion, la production d'électricité, le fonctionnement des moteurs, etc. Il permet également de comprendre que l'énergie ne peut pas être créée à partir de rien et qu'elle doit être utilisée de manière efficace pour éviter le gaspillage d'énergie. [8]

#### IV.1.2 Le deuxième principe de la thermodynamique :

Le deuxième principe de la thermodynamique est souvent formulé de différentes manières, mais une formulation courante est la suivante : "Dans un système isolé, l'entropie ne peut que croître ou rester constante ; elle ne peut jamais décroître."

L'entropie  $S$  est une mesure du désordre ou du niveau de chaos d'un système. Selon le deuxième principe, lorsqu'un système subit une transformation, l'entropie totale de l'univers (système + environnement) ne peut que s'accroître ou rester constante. En d'autres termes, les processus naturels ont tendance à évoluer vers des états de plus en plus désordonnés.

Cette formulation du deuxième principe est souvent associée à la notion de "flèche du temps". Elle explique pourquoi nous observons certaines caractéristiques du monde physique, telles que la diffusion des odeurs dans une pièce ou la dissipation de la chaleur d'un objet chaud vers un objet plus froid. [9]

La formule mathématique générale du deuxième principe de la thermodynamique est donnée par :

$$\Delta S \geq 0$$

Cette inégalité indique que le changement d'entropie d'un système isolé ( $\Delta S$ ) est toujours supérieur ou égal à zéro. Une augmentation de l'entropie ( $\Delta S > 0$ ) correspond à une augmentation du désordre, tandis qu'une entropie constante ( $\Delta S = 0$ ) signifie que le système est en équilibre thermodynamique. Une diminution de l'entropie ( $\Delta S < 0$ ) serait en contradiction avec le deuxième principe et serait considérée comme une violation des lois de la thermodynamique.

Il convient de noter que le deuxième principe de la thermodynamique est une loi fondamentale qui a de nombreuses implications dans divers domaines scientifiques, allant de la physique à la chimie, en passant par la biologie et l'ingénierie. Il joue un rôle crucial dans la compréhension des processus thermodynamiques et de l'évolution des systèmes physiques.

### IV.1.3 L'exergie :

Fait référence à l'énergie utile d'un système qui peut être convertie en travail. Plus précisément, l'exergie est la partie de l'énergie d'un système qui peut être transformée en travail mécanique, électrique ou autre forme d'énergie utile.

L'exergie est souvent utilisée comme mesure de la qualité de l'énergie d'un système, car elle indique la quantité d'énergie qui peut être extraite d'un système pour effectuer un travail utile. Elle est également utile pour évaluer l'efficacité des processus énergétiques, en comparant l'énergie entrante avec l'exergie de l'énergie sortante. [10]

La formule générale pour calculer l'exergie d'un système dépend du contexte spécifique et des variables impliquées. Cependant, dans le cas d'un système à l'équilibre thermodynamique, l'exergie peut être calculée en utilisant l'enthalpie ( $H$ ) et l'entropie ( $S$ ) du système, ainsi que la température absolue ( $T$ ) de l'environnement :

$$\text{Exergie} = H - T \times S$$

Où :

**Exergie** représente la quantité d'énergie utile disponible (exprimée en joules ou en unité équivalente)

**H** est l'enthalpie du système (exprimée en joules ou en unité équivalente)

**T** est la température absolue de l'environnement (exprimée en kelvins)

**S** est l'entropie du système (exprimée en joules par kelvin ou en unité équivalente)

La formule indique que l'exergie est la différence entre l'enthalpie du système et le produit de la température absolue et de l'entropie. L'enthalpie représente la quantité d'énergie totale du système, tandis que la température absolue et l'entropie sont liées au potentiel d'utilisation de cette énergie.

Il convient de noter que le calcul de l'exergie peut être plus complexe dans des situations réelles, notamment lorsqu'il y a des irréversibilités, des pertes de chaleur ou des flux de

matière. Dans de tels cas, des considérations supplémentaires, telles que le travail perdu ou les flux d'entropie, peuvent être nécessaires pour une évaluation précise de l'exergie.

## IV.2 Unité Boosting (G05)



*Figure IV.1 : Compresseur booster unité G05*

### IV.2.1 Le bilan Energétique :

#### IV.2.1.1 Calcul de variation d'énergie :

D'après les Rappels ( 1 er principe de Thermodynamique ) :

$$\text{On a : } \Delta H = Q - W$$

$$\text{Avec : } Q = 0$$

$$\text{Donc : } W = H_2 - H_1$$

Et d'après les Données de HYSYS (L'enthalpie dans l'entrée et la sortie de chaque et équipement)

- $\Delta H$  de ballon G05-VD-23-101A :  $\Delta H = W = H_2 - H_1$

$$W = -7.83E+07 +7.83E+07$$

$$\Delta H = 0$$

- $\Delta H$  du Compresseur G05-KA-23-101A :

$$W = -7.58E+07+7.83E+07$$

$$\Delta H = -0.25 E+07 J$$

- $\Delta H$  de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-101A :

$$W = -7.71E+07+7.58E+07$$

$$\Delta H = -0.13 E+07 J$$

- $\Delta H$  de ballon G05-VD-23-102A :

$$W = -7.74E+07+7.74E+07$$

$$\Delta H = 0$$

- $\Delta H$  du Compresseur G05-KA-23-102A :

$$W = -7.33E+07+7.74E+07$$

$$\Delta H = -0.41 E+07 J$$

- $\Delta H$  de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-102A :

$$W = -7.90E+07+7.33E+07$$

$$\Delta H = -0.57 E+07J$$

- $\Delta H$  de ballon GC-VD-23-103A :

$$W = -7.90E+07 +7.90E+07$$

$$\Delta H = 0$$

#### **IV.2.1.2 Analyse et discussion :**

Selon le premier principe de la thermodynamique, également connu sous le nom de principe de conservation de l'énergie, l'énergie totale d'un système isolé reste constante. Cela signifie que l'énergie ne peut ni être créée ni détruite, mais elle peut être convertie d'une forme à une autre.

Dans l'unité de BOOSTING, différents équipements peuvent être présents, Certains équipements peuvent présenter des pertes d'énergie, ce qui signifie que l'énergie

fournie au système n'est pas entièrement utilisée pour effectuer le travail souhaité, mais est plutôt dissipée sous une forme non utile.

Les pertes d'énergie peuvent être dues à différents facteurs, tels que la friction, les fuites, les inefficiences thermiques, les pertes électriques, etc. Par exemple, un compresseur peut présenter des pertes d'énergie en raison des inefficiences thermiques liées à la compression du fluide.

Cependant, il convient de noter que tous les équipements ne présentent pas nécessairement des pertes d'énergie. Certains équipements peuvent être conçus pour être très efficaces et convertir une grande partie de l'énergie d'entrée en travail utile. Par exemple, les ballons.

Il est important de prendre en compte les pertes d'énergie dans la conception et l'exploitation des équipements afin de minimiser les inefficiences et d'améliorer la performance globale du système. Cela peut être réalisé par des techniques telles que l'optimisation de la conception, l'utilisation de matériaux à faible friction, l'amélioration de l'isolation thermique, etc.

#### IV.2.2 Le bilan Exergétique :

D'après les Rappels ( 2 ème principe de Thermodynamique + rappel de l'exergie ) et les données de HYSYS :

**Tableau IV.1: l'exergie dans chaque équipement dans l'unité BOOSTING**

Exergié :	Entré : J/Kgmol	Sortie : J/Kgmol
Ballon G05-VD-23-101A	-1.2721E+08	-1.2721E+08
Compresseur G05-KA-23-101A	-1.2721E+08	-1.2509E+08
Aéro G05-GC-23-101A	-1.2509E+08	-1.2529E+08
Ballon G05-VD-23-102A	-1.2538E+08	-1.2538E+08
Compresseur G05-KA-23-102A	-1.2538E+08	-1.2203E+08
Aéro G05-GC-23-102A	-1.2203E+08	-1.2302E+08
Ballon GC-VD-23-103A	-1.2302E+08	-1.2302E+08

#### IV.2.2 .1 La Variation d'exergie :

Les Valeurs de  $\Delta E_X$  (destruction d'exergie) pour chaque équipement de l'unité de boosting :

- $\Delta E_X$  de ballon G05-VD-23-101A : 0 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  du Compresseur G05-KA-23-101A :-2112600 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-101A :197400 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  de ballon G05-VD-23-102A :0 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  du Compresseur G05-KA-23-102A : -3355000 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  de l'aéroréfrigérant G05-GC-23-102A : 991600 J/Kgmol
- $\Delta E_X$  de ballon GC-VD-23-103A : 0 J/Kgmol

Ces Valeurs représentent les variations d'exergie entre deux points spécifiques dans chaque équipement

#### IV.2.2 .2 Analyse et discussion :

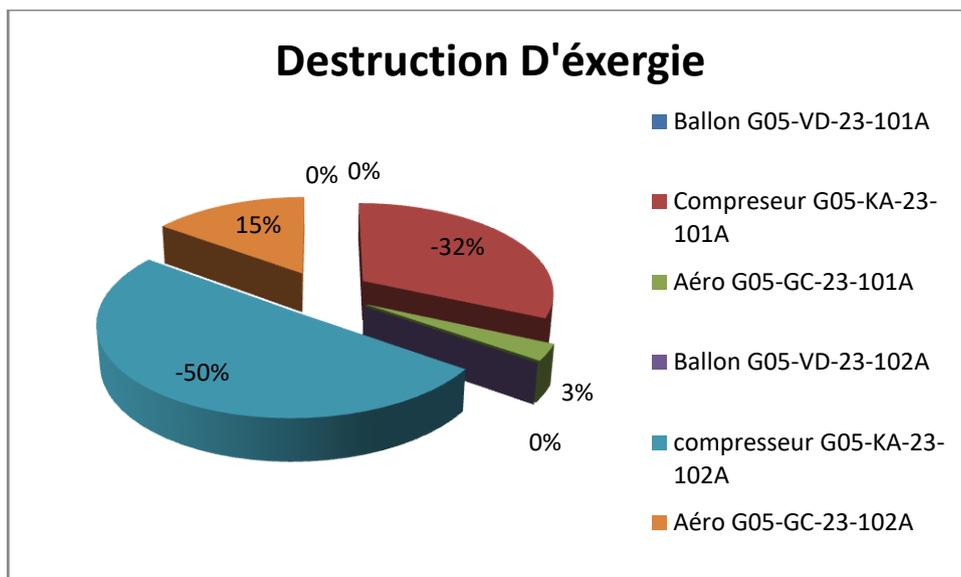


Figure IV.2 : La Variation D'exergie de l'unité BOOSTING

#### Identification des pertes d'exergie :

- pertes d'exergie dans le Compresseur G05-KA-23-101A : La valeur élevée  $\Delta E_X$  du Compresseur indique une perte significative d'exergie dans ce composant. Cela du a des frottements, des inefficacités de compression ou des pertes de chaleur non désirées. la même choses pour le deuxième compresseur G05-KA-23-102A
- Pertes d'exergie dans l'aéroréfrigérant Aéro G05-GC-23-101A : La valeur négative de  $\Delta E_X$  de l'aréofrigérant indique également une perte d'exergie. cela dû à des pertes

de chaleur importantes lors du processus de refroidissement. et concernant le deuxième aéroréfrigérant G05-GC-23-102A.c'est la même identification.

- L'exergie détruite et le rendement exergétique du compresseur sont donnés par :

### IV.2.3 l'efficacité des Compresseurs :

L'exergie détruite et le rendement exergétique du compresseur sont donnés par :

$$\dot{E}x_D^c = \dot{W}^c + \dot{E}x_1 - \dot{E}x_2$$

$$\eta_{Ex}^c = \frac{\dot{E}x_2 - \dot{E}x_1}{\dot{W}^c} = 1 - \frac{\dot{E}x_D^c}{\dot{W}^c}$$

Le rendement exergétique est généralement exprimé en pourcentage et est calculé en divisant l'énergie exergétique produite par le système par l'énergie exergétique totale fournie au système. L'énergie exergétique représente la partie de l'énergie qui peut être convertie en

travail mécanique  $\eta_{Ex} = \frac{\text{exergie produit}}{\text{exergie source}}$

Donc :

- L'exergie détruite du Compresseur G05-KA-23-101A :

$$\dot{E}x_D^c = \dot{W}^c + \dot{E}x_1 - \dot{E}x_2$$

$$= (-0.25+07) + (-1.2721E+08) - (-1.2509E+08) = - 0.46E+07 \text{ J/Kgmol}$$

- L'exergie détruite du Compresseur G05-KA-23-102 A :

$$\dot{E}x_D^c = (-0.41E+07) + (-1.2538E+08) - (-1.2203E+08) = - 0.74E+07 \text{ J/Kgmol}$$

- Le rendement exergétique du Compresseur G05-KA-23-102A:

$$\eta_{Ex} = \frac{\text{exergie produit}}{\text{exergie source}} = \frac{-1.2721E+08+1.2509E+08}{-0.25E+07} = 0.848 = 84\%$$

- Le rendement exergétique du Compresseur G05-KA-23-102A:

$$\eta_{Ex} = \frac{-1.2538E+08+1.2203E+08}{-0.41E+07} = 0.817 = 81.7\%$$

### IV.3 Unité de compression de gaz résiduel (G50) :

#### IV.3.1 Turbo compresseur :



*Figure IV.3 : Turbocompresseur de gaz résiduel unité G50*

Pour comprimer et expédier le gaz résiduel, l'unité G50 est équipée de deux trains de compression de procédé identique, le train de compression est composé d'un compresseur centrifuge de gaz résiduel SIEMENS(G50-KA-27-101A/B),entrainé par une turbine à gaz SEIMENS modèle SGT400(G50-DT-27-101A/B) et dont les caractéristiques sont :

*Tableau IV.2: Caractéristiques turbine :*

Puissance	Rendement	Consommation spécifique	Rapport de compression	Débit fumées	Température échappement
13.4 MW	36.2%	9,943 kJ/kWh	16.8	39.4 kg/s	555

*Tableau IV.3: Caractéristique compresseur :*

Puissance KW	Rendement polytropique	Débit MMSm3/Jour	Pression entrée bars	Pression sortie bars	Température entrée °C	Température sortie °C
7435	82.9 %	5.475	33	70 bars	73	143

### **IV.3.2 Calcule du rendement de la turbine :**

Le rendement thermique  $\eta_{th} = (Q1-Q2)/Q1$  Avec :

- Q1= Quantité de chaleur fournie dans la chambre de combustion.
- Q2=Quantité de chaleur résiduelle des fumées.

Les paramètres de fonctionnement relevés lors de la visite du site

- Débit gaz fuel =2353 Sm<sup>3</sup>/h.
- Température fumée sortie turbine = 519 °C.

#### **IV.3.2.1 Calcul du débit de fumées :**

On se référant à la documentation du constructeur , on peut déduire par calcul que la quantité du combustible par rapport à la quantité des gaz des fumées (masse gaz fuel/masse fumées) est de l'ordre 1/53 (avec la consommation énergétique a la puissance nominale de la turbine (13408 KW) est de 9943 KJ/KWh pour un débit des fumées nominal de 39.4 Kg/S ,Pcs fuel gaz =9.36 Th/Sm<sup>3</sup> ).

Masse des fumées kg = Masse du combustible gaz en kg x 53 .....(1)

- Débit massique des fumées = 99108,36 Kg/h

#### **IV.3.2.2 Calcul du rendement :**

Donc Q1= 22024080 Kcal. Et Q2 = 14453864,11 Kcal.

Le rendement  $\eta_{th}$  =34.4%.

Le rendement instantané de la turbine réalisé (34.4%) est relativement bon par comparaison au rendement optimum de la turbine qui est de 36.2%.

### **IV.4 Récupérateur de chaleur (480-GW-41-101A/B) :**

L'installation est équipée d'un récupérateur de chaleur (480-GW-41-101A/B). La chaleur résiduelle dans les gaz d'échappement est utilisée pour préchauffer l'huile diathermique nécessaire pour les différents besoins du process.

Les gaz d'échappement entre dans le récupérateur à une température de 555°C, après avoir cédé une partie de sa chaleur sensible pour le chauffage d'huile, les gaz sortent à une température de 256°C. A cette température les gaz sont toujours porteurs d'une énergie qui peut être récupérée.



*Figure IV.4 : Echappement et récupérateur de chaleur du turbocompresseur unité G50*

#### **IV.4.1 Calcul des déperditions d'énergie par les fumées des turbines a la sortie du récupérateur**

A la sortie du récupérateur de chaleur de la turbine, les gaz de fumées sont toujours porteurs d'une énergie très importante. Cette énergie est proportionnelle à la quantité du combustible et de l'air qui rentre dans la combustion.

L'énergie perdue par les fumées (Q) est donnée par la formule suivante :

$$Q = (\text{Masse des fumées}) * (\text{Capacité calorifique fumées}) * (\text{Différence de température})$$
$$Q = M \cdot C_p \cdot \Delta T \text{ en kJ...} \quad (2)$$

Où :

M : masse des fumées en kg

C<sub>p</sub> : Capacité calorifique fumées = 1,043 kJ·kg<sup>-1</sup>·K<sup>-1</sup>

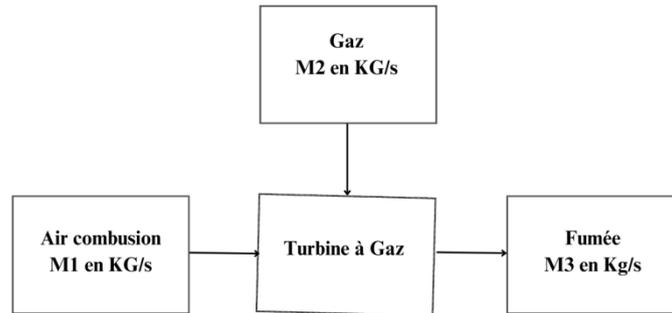
ΔT = T<sub>sortie</sub> - T<sub>entrée</sub> (différence de température entre la sortie et l'entrée exprimée en °K)

##### **IV.4.1 .1 Calcul du débit des fumées :**

Bilan massique de la turbine

La quantité des fumées en kg produite par les deux turbines en fonction des quantités du fuel gaz consommées par ces derniers durant les trois années 2018-2019-2020 selon la formule (01) est portée sur le tableau ci-dessus.

$$M3 = M1 + M2$$



**Tableau IV.4 : Quantité de fumées rejetées dans l'atmosphère**

	2018	2019	2020
Masse annuelle du combustible gaz en 1000 kg	24362,017	25203,819	23520,17228
Masse annuelle de fumées en 1000 kg	1291186,9	1335802,4	1246569,131

Avec : Masse des fumées kg = Masse du combustible gaz en kg x 53

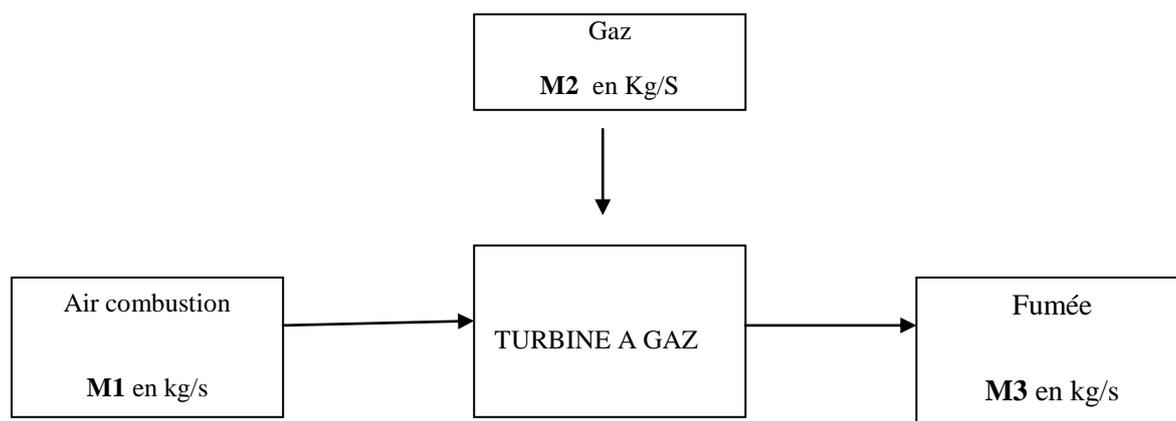
Avec : (53 : le rapport masse des fumées/masse fuel gaz).

Masse volumique du gaz = 0.780 kg/Sm<sup>3</sup>

#### IV.4.1 .2 Calcul de l'énergie résiduelle des fumées :

Connaissant le débit des fumées par année et prenant la température moyenne annuelle des fumées à la sortie du récupérateur de chaleur de la turbine est égale à 250 °C (les températures relevées par les exploitants sur toute l'année à des différents régimes varient aux alentours de 250 °C) et afin d'éviter la température de rosée, nous proposons son refroidissement jusqu'à une valeur de température 120 °C.

La quantité d'énergie résiduelle des fumées pour les années 2018-2019-2020 calculée selon la formule (2) est la suivante :



*Tableau. IV.5: Energie résiduelle des fumées*

	2018	2019	2020
Energie annuelle en 1000 kJ par année	174568468	180600483	168536146
Energie moyen horaire en 1000 kJ/h par année	19928	20616	19239
Energie moyen horaire en 1000 kJ/h	19928		
Energie moyen horaire en Thermie	4762,906		
Energie moyen horaire consommée en Thermie Th/h sous forme de gaz	35654,494		

On en déduit que l'énergie horaire moyenne récupérable à partir des gaz d'échappement des deux turbines est de 4762,906 kcal/h, ce qui représente environ 13 % de la moyenne de la consommation horaire du gaz nécessaire au fonctionnement des turbocompresseurs.

Donc, les fumées sortant des deux turbines sont le plus important gisement d'économie d'énergie sur le CPF GASSI TOUIL. Cette énergie est facilement récupérable dans les limites technologiques tout en respectant le volet environnemental.

#### IV.4.2 Calcul du Rendement du récupérateur :

Le rendement thermique  $\eta_{th} = (Q1-Q2)/Q1$  Avec :

- Q1= Quantité de chaleur entrée récupérateur.
- Q2=Quantité de chaleur résiduelle des fumées sortie récupérateur.

L'exploitation des données du constructeur **annexe C** ainsi que l'exploitation des relevés effectués lors de notre visite du site, nous a permis de procéder au calcul du rendement.

Calcul du rendement basé sur les données du constructeur (annexe E et F)

**Tableau. IV.6: Rendement du Récupérateur**

	Fumée	Huile
Débit kg /h	104815	336,25
Temp. entrée ° C	578	230.2
Cp kcal/kg entrée	0.281	0.642
Temp. sortie °C	275	269,4
Cp kcal/kg sortie	0,265	0,677

**Tableau. IV.7: Le Bilan énergétique du récupérateur**

	Energie en kcal	
	Entrée	Sortie
Fumée	17023843	7638393
Huile	49693.85	61326.55
Somme Energie kcal	17073537	7699720

Le rendement  $\eta_{th} = 55\%$

Relevées :

**Tableau. IV.8: Calcul du rendement basé sur relèves du site**

	Fumée	Huile
Débit kg /h	-	474
Temp entrée ° C	515	240
Cp kcal/kg entrée	0.281	0.64
Temp Sortie °C	276	276
Cp kcal/kg /°C sortie	0.265	0.667
Débit fuel gaz Sm <sup>3</sup> /h	2353	-

Débit fumée est calculé sur la base : Débit fumée =53 fois le débit fuel  
Avec : (53 : le rapport masse des fumées/masse fuel gaz).

#### IV.4.3 Résultats de calcul du bilan énergétique :

**Tableau. IV.9 : Résultats de calcul du bilan énergétique**

	Energie en kcal	
	Entrée	Sortie
Fumées	18047262.94	9121216
Huile	73033.92	87259.61
Energie Totale kcal	18120296.86	9208476

Le rendement  $\eta_{th} = 49.5\%$

**Conclusion** : Le récupérateur est exploité presque avec son rendement de référence.

#### **IV.5 Le réchauffeur d'huile a gaz (480-FA-41-101) :**

Pour assurer la chaleur nécessaire au fonctionnement de l'installation Le CPF est doté d'un réchauffeur à gaz.

Sur l'échappement de la turbine à gaz, les récupérateurs de chaleur perdue (480-GW-41-101A/B) ne sont pas en mesure de fournir toute la chaleur normale du procédé ; dès lors, le réchauffeur d'huile (480-FA-41-101) fournit la chaleur supplémentaire. Pour maintenir la température de l'alimentation d'huile chaude à 290°C, l'huile doit d'abord être chauffée dans le système de récupération de chaleur perdue et la chaleur manquante sera fournie par le réchauffeur d'huile(480-FA-41-101).

*Tableau. IV.10: Caractéristique du Fluide Caloporteur*

Fluide caloporteur	Débit d'huile Kg/h	Température Entrée huile °C	Température Sortie huile °C	Rendement
TORADA TC-32	672.5	257.5	290	82.5 %



*Figure IV.5 : Le réchauffeur d'huile a gaz (480-FA-41-101)*

#### IV.5.1 Calcul du rendement du four :

Le rendement thermique  $\eta_{th} = (Q1-Q2)/Q1$

Avec :

- Q1= Quantité de chaleur fournie dans les bruleurs.
- Q2=Quantité de chaleur résiduelle des fumées

L'exploitation des paramètres de fonctionnement relevés lors de notre visite du site, nous a permet de procéder au calcul du rendement.

Données :

*Tableau. IV.11: Paramètres de Fonctionnement du Four*

	Fuel gaz sm <sup>3</sup> /h	Fumée kg/h	Huile kg/h
Débit	1140	18104	980
Temp entrée	-	-	275
Temp Sortie	-	295	290
Cp kcal/kg	-	0,265	0,667
Pcs kcal/sm <sup>3</sup>	9360	-	-
Energie kcal	10670400	1839864,26	9804,9

Débit de fumée= 18104 kg/h est calculé sur la base d'un excès d'air de 25% conformément Auxdonnées constructeur **annexe D**.

#### IV.5.2 Résultats de calcul du bilan énergétique :

*Tableau. IV.12: bilan énergétique du Four*

	Entrée	Sortie
Fuel gaz	10670400	-
Fumée	-	1839864,26
Huile	179756,5	189561,4
Somme	10850156,5	2029425,66
Rendement utile	81%	

**Le rendement  $\eta_{th} = 81\%$**

Conclusion : Le four est exploité presque avec son rendement de référence.

## Chapitre 5 : Analyse et Amélioration des Performances Energétique.

### V.1 Rappels :

**Le système certifié ISO 50001** est un système de gestion de l'énergie basé sur la norme internationale ISO 50001:2018. Cette norme fournit un cadre pour la mise en place d'un système de gestion de l'énergie efficace et efficiente, qui permet aux organisations de contrôler leur consommation d'énergie et de réduire leur empreinte carbone.

Le système de gestion de l'énergie certifié ISO 50001 implique la mise en place d'un processus de planification, d'exécution, de vérification et d'amélioration continue pour gérer efficacement la consommation d'énergie d'une organisation. Cela comprend la collecte de données sur l'utilisation de l'énergie, la surveillance de la consommation d'énergie, l'identification des opportunités d'amélioration de l'efficacité énergétique, la définition d'objectifs et de plans d'action pour réduire la consommation d'énergie, la mise en œuvre de mesures d'économie d'énergie, et la mesure et la vérification des résultats.

La certification ISO 50001 peut aider une organisation à réduire ses coûts énergétiques, à améliorer son efficacité énergétique et à réduire son impact environnemental. Elle peut également aider à démontrer l'engagement de l'organisation envers la durabilité environnementale et à répondre aux exigences réglementaires en matière d'énergie et d'environnement. [11]

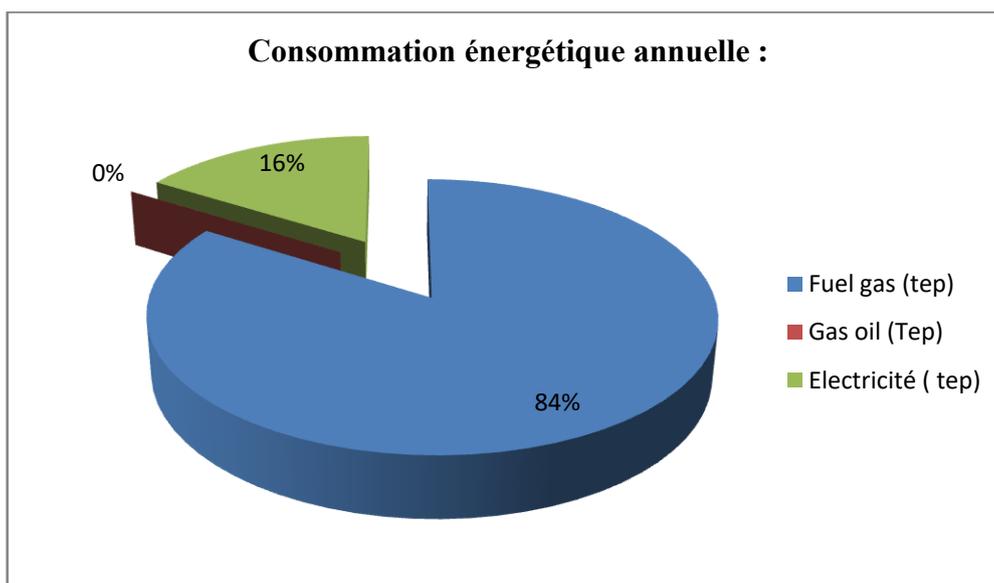
**Le décret 05-495 en Algérie**, promulgué en 2005, a instauré un cadre réglementaire pour le secteur de l'électricité dans le pays. Il a notamment permis la création d'une autorité de régulation de l'électricité chargée de veiller au respect des normes et des règles dans le domaine de l'électricité. Ce décret a également établi des règles pour la production, la distribution et la commercialisation de l'électricité, en encadrant les modalités d'exploitation des installations électriques et en définissant les règles de raccordement des installations de production d'électricité au réseau électrique national. Le décret 05-495 a ainsi contribué à améliorer la qualité et la sécurité de l'approvisionnement électrique en Algérie pour les consommateurs.

### V.2 Les Types d'énergie Consommées au niveau de CPF :

Les types d'énergie consommées au niveau du centre de traitement de gaz « CPF » sont les suivants :

*Tableau V.1: Les types d'énergie consommée au niveau de « CPF »*

Type d'énergie	Fuel gaz	Electricité	Gasoil	Total	Unité
Consommation moyenne annuelle	56 496	10 834	5	67 335	Tep/an
	83,90	16,08	0,0074	100	%



*Figure V.1 : Consommation énergétique annuelle.*

### V.3 La consommation annuelle :

*Tableau V.2 : La consommation annuelle au niveau de « CPF »*

Année	Fuel gas (Tep)	Electricité (Tep)	Gas oil (Tep)	Consommation totale (Tep)
2019	55 727	10 700	5	66 432
2020	51 931	9 747	4,5	61 683
2021	56 894	10 787	4	61 920
2022	56 496	10 834	5	67 335

### V.4 Usage Energétique Significatif (UES) :

Les usages énergétiques significatifs au niveau du centre de traitement de gaz « CPF » sont les suivants :

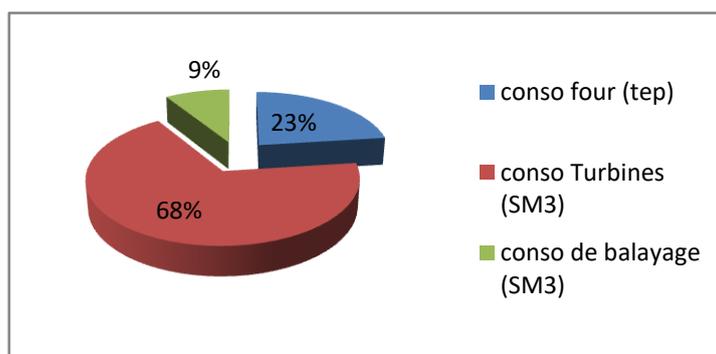
**Tableau V.3 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF »**

Type d'énergie	UES	Equipement	No
Thermique	Compression de gaz	Turbines A/B	2
	Rebouillage	Four	1
	Balayage	-	-
Electrique	Surpression du gaz	Compresseur booster	3/4
	Expédition	Pompe d'expédition GPL	1/2
		Pompe d'expédition C5+	1/2
	Compression d'air	Compresseur d'air	2/4
Circulation d'huile	Pompe de circulation Hot oil	1	

#### V.4.1 Consommation du fuel gaz des UES :

**Tableau V.4 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2020**

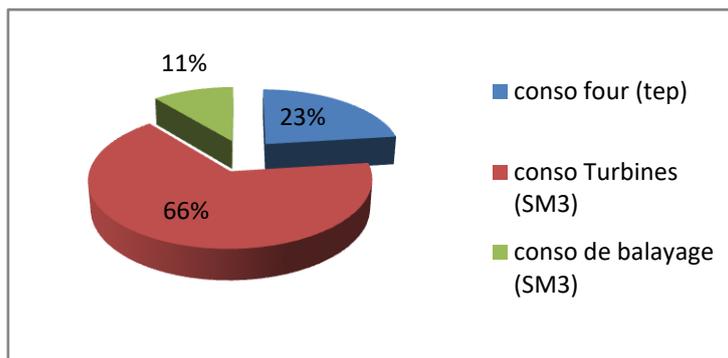
2020	Fuel gas (SM3)	conso four (SM3)	LP Fuel gas (SM3)	conso Turbines (SM3)	conso de balayage (SM3)
	54 983 132	12 244 239	18 359 185	36 623 947	6 114 945



**Figure V.2 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2020**

**Tableau V.5 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2021**

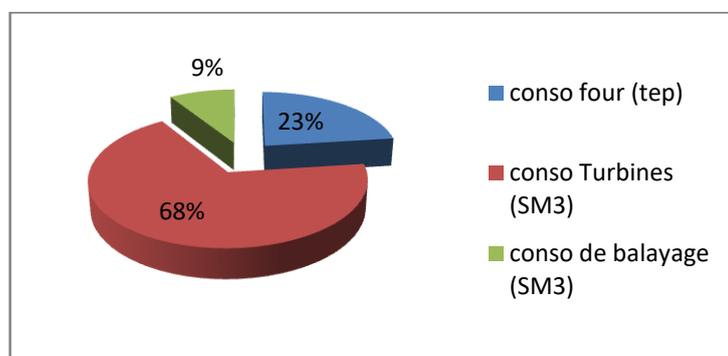
2021	Fuel gas (SM3)	conso four (SM3)	LP Fuel gas (SM3)	conso Turbines (SM3)	conso de balyage (SM3)
	60 137 965	13 906 656	20 419 707	39 718 258	6 513 051



**Figure V.3 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2021**

**Tableau V.6 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2022**

2022	Fuel gas (SM3)	conso four (SM3)	LP Fuel gas (SM3)	conso Turbines (SM3)	conso de balyage (SM3)
	59 784 339	13 853 187	18 594 593	40 782 189	5 148 962

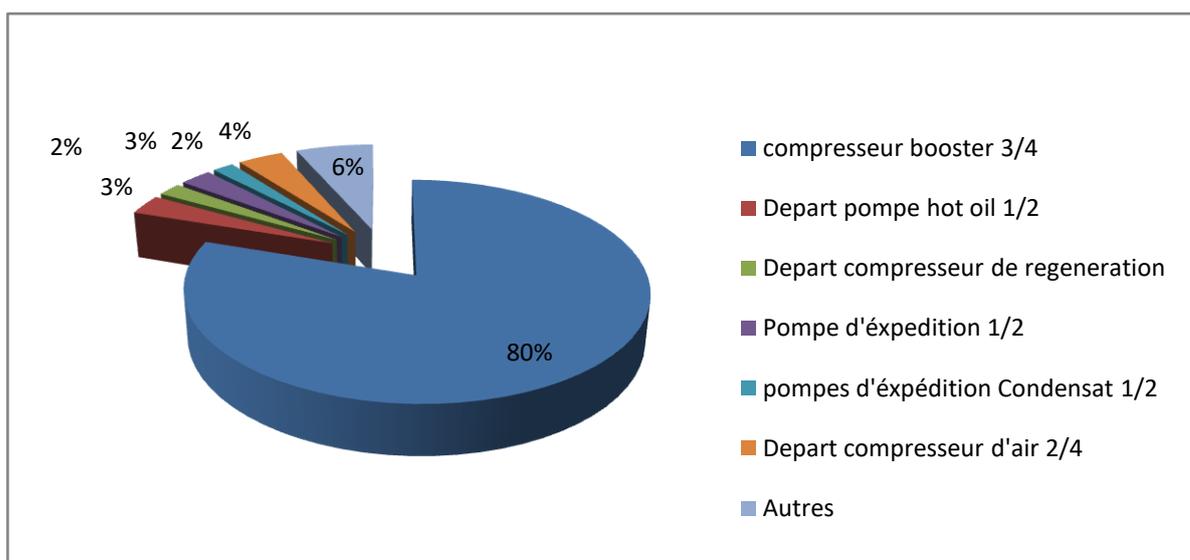


**Figure V.4 : Usage Energétique Significatif au niveau de « CPF » en 2022**

**V.4.2 Consommation d'électricité des UES :**

*Tableau V.7 : Usage Energétique Significatif électrique au niveau de « CPF »*

UES électrique	
Usage Energétique	Consommation MWh
Moto-compresseurs (Booster) 3/4	8042,64
Pompes d'huile chaude 1/2	305,98
Pompes d'expédition condensat 1/2	199,392
Compresseurs d'air 2/4	268,584
Pompes d'expédition GPL 1/2	179,304
Compresseur de régénération	383,712
Autres	652



*Figure V.5 : Consommation d'électricité des UES au niveau de « CPF »*

## **V.5 Indicateur de performance énergétique- Usage Energétique Significatif (UES):**

- **Définition de l'Indicateur de Performance Énergétique (IPE) :**

L'IPE est un outil essentiel pour évaluer l'efficacité énergétique d'un système, d'un équipement ou d'un processus en comparant la consommation d'énergie à la quantité de production ou d'utilisation. Il permet d'évaluer la performance énergétique d'une entité donnée, en mettant en évidence les opportunités d'amélioration et en identifiant les domaines où des économies d'énergie peuvent être réalisées.

- **Importance de l'IPE :**

L'IPE joue un rôle clé dans la gestion énergétique, permettant aux entreprises et aux organisations de surveiller et d'améliorer leurs performances énergétiques. Il facilite la prise de décision en matière d'investissements énergétiques, l'identification des gisements d'économies d'énergie et l'évaluation des progrès réalisés dans le temps. [12]

- **Méthodes de calcul de l'IPE :**

Voici la méthode utilisée pour calculer l'IPE :

Cette méthode se concentre sur la consommation d'énergie nécessaire pour la produire. Elle est couramment utilisée pour évaluer l'efficacité énergétique des équipements ou des processus spécifiques.

$$IPE = \frac{\text{l'énergie consommée réelle}}{\text{l'énergie produite par l'équipement (fournie)}}$$

Note : le calcul de l'IPE peut varier en fonction du domaine d'application et des objectifs spécifiques.

- **Paramètres utilisés dans le calcul de l'IPE :**

Les paramètres utilisés dans le calcul de l'IPE peuvent varier en fonction du contexte. Ils peuvent inclure la consommation d'énergie (en kWh ou en unités équivalentes), la production ou l'utilisation (en unités physiques), les facteurs de conversion énergétique, les facteurs de correction, etc. Il est important de sélectionner les paramètres appropriés pour obtenir une évaluation précise de la performance énergétique. dont notre étude les facteurs nécessaires sont :

- Débit de gaz
- Pression d'entrée
- Température d'entrée
- Pression de refoulement

### V.5.1 Partie 01 : Energie électrique ( l'unité Boosting G05) :

#### V.5.1 .1 UES- Surpression Booster A 1 er étage :

*Tableau V.8 : UES- Surpression Booster A 1 er étage*

2022	Mois	Débit gaz moyen comprimé (SM3/h)	Pression entrée compresseur moyenne (Bar)	Température entrée compresseur moyenne (C)	Pression sortie compresseur moyenne (Bar)
	Janvier	77251	23.23	31.17	69.56
	Février	77700	23.15	31.28	69.55
	Mars	77325	23.41	31.25	69.55
	Avril	77402	23.56	31.20	69.56
	Mai	76950	23.44	31.19	69.57
	Juin	77442	23.02	31.13	69.57
	Juillet	77535	23.55	31.03	69.59
	Août	77425	23.54	31.17	69.59
	Septembre	77675	23.32	31.12	69.54
	Octobre	77617	23.52	31.44	69.60
	Novembre	77503	23.40	31.99	69.59
	Décembre	77727	23.53	31.16	69.55
2022	Mois	Consommation booster (MW) par moi	Rendement moyen Booster A 1er étage (MWH)	Rendement Booster A 1er étage (MW) par moi	IPE
	Janvier	2254.32	2.88	2074	1.087
	Février	2049.60	2.80	2016	1.017
	Mars	2261.76	2.82	2030	1.114
	Avril	2181.60	2.80	2016	1.082
	Mai	2254.32	2.78	2002	1.126
	Juin	2188.80	2.84	2045	1.070
	Juillet	2269.20	2.91	2095	1.083
	Août	2188.80	2.80	2016	1.086
	Septembre	2261.76	2.80	2016	1.122
	Octobre	2196.00	2.82	2030	1.082
	Novembre	2261.76	2.80	2016	1.122
	Décembre	2181.60	2.82	2030	1.074
<b>Total</b>					<b>1.089</b>

**V.5.1 .2 UES- Supression Booster A 2 ème étage :**

**Tableau V.9 : UES- Supression Booster A 2 ème étage**

2022	Mois	Débit gaz moyen comprimé (SM3/h)	Pression entré compresseur moyenne (Bar)	Température enteré compresseur moyenne (C)	Pression sortie compresseur moyenne (Bar)
	Janvier	77251	23.23	31.17	69.56
	Février	77700	23.15	31.28	69.55
	Mars	77325	23.41	31.25	69.55
	Avril	77402	23.56	31.20	69.56
	Mai	76950	23.44	31.19	69.57
	Juin	77442	23.02	31.13	69.57
	Juillet	77535	23.55	31.03	69.59
	Août	77425	23.54	31.17	69.59
	Septembre	77675	23.32	31.12	69.54
	Octobre	77617	23.52	31.44	69.60
	Novembre	77503	23.40	31.99	69.59
	Décembre	77727	23.53	31.16	69.55
2022	Mois	Consommation booster (MW) par moi	Rendement moyen Booster A 2 eme étage (MWH)	Rendement Booster A 2 eme étage (MW) par moi	IPE
	Janvier	2983.44	3.49	2512.8	1.187
	Février	2701.44	3.52	2534.4	1.066
	Mars	2983.44	3.47	2498.4	1.194
	Avril	2894.40	3.44	2476.8	1.169
	Mai	2983.44	3.44	2476.8	1.205
	Juin	2887.20	3.53	2541.6	1.136
	Juillet	2998.32	3.45	2484.0	1.207
	Août	2894.40	3.45	2484.0	1.165
	Septembre	2983.44	3.49	2512.8	1.187
	Octobre	2894.40	3.46	2491.2	1.162
	Novembre	2976.00	3.48	2505.6	1.188
	Décembre	2894.40	3.46	2491.2	1.162
<b>Total</b>					<b>1.169</b>

**V.5.1 .3 UES- Surpression Booster A 2 ème étage :**  
**Tableau V.10 :UES- Surpression Booster B 2 ème étage**

2022	Mois	Débit gaz moyen comprimé (SM3/h)	Pression entrée compresseur moyenne (Bar)	Température entrée compresseur moyenne (C)	Pression sortie compresseur moyenne (Bar)
	Janvier	75959	23.99	21.59	69.55
	Février	76002	23.80	21.70	69.56
	Mars	76096	23.72	21.75	69.54
	Avril	76124	23.98	21.76	69.54
	Mai	76204	23.96	21.75	69.56
	Juin	76084	23.88	21.77	69.56
	Juillet	76301	23.99	21.83	69.55
	Août	76245	23.98	21.69	69.54
	Septembre	77077	24.01	21.80	69.55
	Octobre	75955	24.00	21.81	69.53
	Novembre	76135	24.02	21.99	69.55
Décembre	76283	23.97	21.91	69.54	

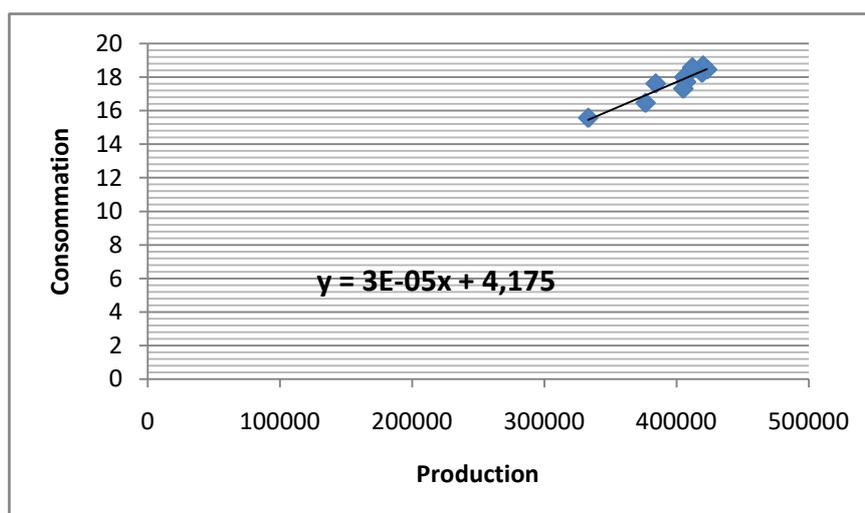
2022	Mois	Consommation booster (MW) par moi	Rendement moyen Booster A 1er étage (MWH)	Rendement Booster B 2 ème étage (MW) par moi	IPE
	Janvier	2804.88	3.19	2296.8	1.221
	Février	2553.60	3.22	2318.4	1.101
	Mars	2790.00	3.23	2325.6	1.200
	Avril	2721.60	3.24	2332.8	1.167
	Mai	2797.44	3.20	2304.0	1.214
	Juin	2700.00	3.21	2311.2	1.168
	Juillet	2812.32	3.21	2311.2	1.217
	Août	2714.40	3.21	2311.2	1.174
	Septembre	2834.64	3.23	2325.6	1.219
	Octobre	2728.80	3.19	2296.8	1.188
	Novembre	2782.56	3.20	2304.0	1.208
Décembre	2721.60	3.21	2311.2	1.178	
<b>Total</b>					<b>1.188</b>

**V.5.1 .4 UES - SURPRESSION BOOSTER :**

*Tableau V.11 : UES - Surpression Booster*

	Mois	Prod Totale en Tep	Consommation Comp de régération (Mwh)	Consommation Comp de régération (Tep)	IPE*10 <sup>3</sup>
<b>2022</b>	Janvier	419200	212	18	0.04350679
	Février	376533	191	16	0.043685379
	Mars	419330	213	18	0.043683227
	Avril	407108	206	18	0.043483996
	Mai	423046	214	18	0.043579867
	Juin	405787	209	18	0.044314526
	Juillet	420018	217	19	0.04444667
	Août	411903	216	19	0.045067323
	Septembre	333243	181	16	0.04667595
	Octobre	384215	205	18	0.045806002
	Novembre	405075	201	17	0.042694284
	Décembre				
<b>Total</b>		4405458	2,265	195	<b>0.044219214</b>

- Les facteurs influents sur la consommation électrique :
  - Coupure de courant
  - Débit et composition de gaz brute LP



*Figure V.6 UES - Surpression Booster*

## V.5.2 Partie 02 : Energie Thermique (Turbine – Four- Balyage)

### V.5 .2.1 UES - Compression gaz résiduelle (Turbo-compresseur A) :

*Tableau V.12 : UES - Compression gaz résiduelle (Turbo-compresseur A)*

2022	Mois	Débit Gaz comprimé (SM3/h)*10e3	Pression entrée Gaz (Bar)	Température entrée Gaz moyenne (C)	Pression sortie Gaz (Bar)
	Janvier	223.00	32.88	50.20	67.60
	Février	22.00	32.54	52.20	67.60
	Mars	225.00	32.87	50.00	67.60
	Avril	218.00	32.49	50.80	67.60
	Mai	227.00	32.56	51.80	67.60
	Juin	229.00	33.66	51.00	67.70
	Juillet	228.00	32.66	51.30	67.60
	Août	225.00	32.76	52.10	67.70
	Septembre	221.00	32.74	52.00	67.60
	Octobre	227.00	32.51	51.50	67.60
	Novembre	223.00	32.56	51.00	67.70
	Décembre	225.00	32.75	52.00	67.60
2022	Mois	Consommation fuel gaz Turbo-compresseur A (MW) par moi	Rendement Turbo-compresseur A (MWH)	Rendement Turbo-compresseur A (MW)	IPE
	Janvier	16133.93	8.20	6100.80	2.64
	Février	14840.21	8.10	5443.20	2.73
	Mars	16362.26	7.91	5885.04	2.78
	Avril	15792.76	8.01	5767.20	2.74
	Mai	16470.26	8.00	5952.00	2.77
	Juin	15723.16	7.98	5745.60	2.74
	Juillet	16391.05	8.11	6033.84	2.72
	Août	16502.39	8.03	5781.60	2.85
	Septembre	15454.84	8.15	6063.60	2.55
	Octobre	16953.46	8.16	5875.20	2.89
	Novembre	16150.48	8.12	6041.28	2.67
	Décembre	16838.65	8.15	5868.00	2.87
<b>Total</b>				<b>2.75</b>	

**V.5 .2.2 UES - Compression gaz résiduelle (Turbine B) :**

*Tableau V.13 : UES - Compression gaz résiduelle (Turbine B).*

2022	Mois	Débit Gaz comprimé (M3/h)*10e3	Pression entré Gaz (Bar)	Température enteré Gaz moyenne (C)	Pression sortie Gaz (Bar)
	Janvier	240.00	32.46	49.30	67.70
	Février	235.00	32.42	49.60	67.60
	Mars	224.00	32.54	50.00	67.70
	Avril	225.00	32.43	49.80	67.60
	Mai	226.00	32.64	49.80	67.60
	Juin	220.00	32.72	49.70	67.70
	Juillet	227.00	32.57	50.00	67.60
	Août	228.00	32.48	49.80	67.60
	Septembre	227.00	32.54	49.70	67.60
	Octobre	225.00	32.54	49.00	67.60
	Novembre	226.00	32.53	48.70	67.60
	Décembre	228.00	32.56	49.60	67.60
2022	Mois	Consommation fuel gaz Turbo-compresseur B (MW) par moi	Rendement Turbo-compresseur B (MWH)	Rendement Turbo-compresseur B (MW)	IPE
	Janvier	19719.24	8.32	6190.08	3.19
	Février	18138.03	8.25	5544.00	3.27
	Mars	19998.31	8.21	6108.24	3.27
	Avril	19302.25	8.29	5968.80	3.23
	Mai	20130.32	8.33	6197.52	3.25
	Juin	19217.18	8.26	5947.20	3.23
	Juillet	20033.50	8.33	6197.52	3.23
	Août	20169.60	8.31	5983.20	3.37
	Septembre	18889.24	8.01	5959.44	3.17
	Octobre	20720.89	8.32	5990.40	3.46
	Novembre	19739.47	8.10	6026.40	3.28
	Décembre	20580.57	8.29	5968.80	3.45
<b>Total</b>				<b>3.28</b>	

**V.5 .2.3 UES - Circulation huile chaude et four :**

*Tableau V.14 : UES - Circulation huile chaude et four .*

2022	Mois	Débit huile moyen de chauffe (M3/h)	Pression entré huile (Bar)	Température enteré huile moyenne (C)	Température sortie huile moyenne (Bar)
	Janvier	975.70	10.20	269.90	293.70
	Février	975.50	10.10	270.60	293.90
	Mars	975.10	10.30	270.40	294.00
	Avril	973.50	10.00	270.30	294.10
	Mai	973.80	10.10	270.50	293.80
	Juin	973.90	10.30	270.60	294.40
	Juillet	972.50	10.20	270.80	294.00
	Août	974.70	10.00	270.60	293.90
	Septembre	972.70	10.10	270.40	293.70
	Octobre	976.10	10.30	270.00	293.60
	Novembre	974.00	10.20	71.00	293.90
	Décembre	973.40	10.10	271.10	293.90
2022	Mois	Consommation four (MW) par moi	Rendement four (MWH)	Rendement four (MW) par moi	IPE
	Janvier	14089.94	12.57	9350.37	1.51
	Février	12160.18	12.41	9233.04	1.32
	Mars	12550.28	12.58	9359.52	1.34
	Avril	12215.38	12.49	9292.56	1.31
	Mai	12340.21	12.55	9337.20	1.32
	Juin	11115.23	12.45	9262.80	1.20
	Juillet	12210.06	12.56	9344.64	1.31
	Août	11245.62	12.44	9255.36	1.22
	Septembre	7192.77	12.59	6013.24	1.20
	Octobre	12135.37	12.41	9233.04	1.31
	Novembre	11951.77	12.50	9300.00	1.29
	Décembre	12644.30	12.57	9352.08	1.35
<b>Total</b>				<b>1.31</b>	

**V.5.2 .4 UES - Gaz balyage :**

*Tableau V.15 : UES - Gaz balyage .*

	Mois	Débit Gaz Balyage (SM3) par moi	Référence balyage (SM3) par moi	IPE
	Janvier	420443.14	429080.210	0.98
	Février	373376.00	429080.210	0.87
	Mars	525656.99	429080.210	1.23
	Avril	425996.15	429080.210	0.99
	Mai	432372.25	429080.210	1.01
<b>2022</b>	Juin	457406.20	429080.210	1.07
	Juillet	425722.52	429080.210	0.99
	Août	425226.63	429080.210	0.99
	Septembre	407556.88	429080.210	0.95
	Octobre	430322.20	429080.210	1.00
	Novembre	409314.83	429080.210	0.95
	Décembre	415568.68	429080.210	0.97
<b>Total</b>				<b>1.00</b>

**IPé= 1,00**

- *IPE Global :*

*Tableau V.16 : IPE Global au niveau de CPF .*

IPE	Elec	Fuel Gaz	GLOBAL
2022	1.396	2.08	1.71

### V.5.3 Situations Energétiques de Référence (SER)/ UES Fuel Gaz :

#### V.5.3.1 UES Compression du Gaz ( Turbines A/B) :

Tableau V.17: UES Compression du Gaz ( Turbines A/B) .

	Mois	Prod Gaz sec en Tep	Conso Turbines (Tep)	IPE
2022	Janvier	334360	3,211	0.0096049
	Février	301948	2,954	0.00978305
	Mars	337977	3,257	0.00963656
	Avril	326858	3,144	0.00961756
	Mai	337173	3,278	0.00972332
	Juin	320860	3,130	0.00975419
	Juillet	334951	3,263	0.00974075
	Août	326044	3,285	0.01007483
	Septembre	310550	3,076	0.00990603
	Octobre	336678	3,375	0.0100233
	Novembre	322603	3,215	0.00996515
	Décembre	338508	3,352	0.00990159
<b>Total</b>		<b>3928510</b>	<b>38,539</b>	<b>0.00981012</b>

IPé= 0,0098k

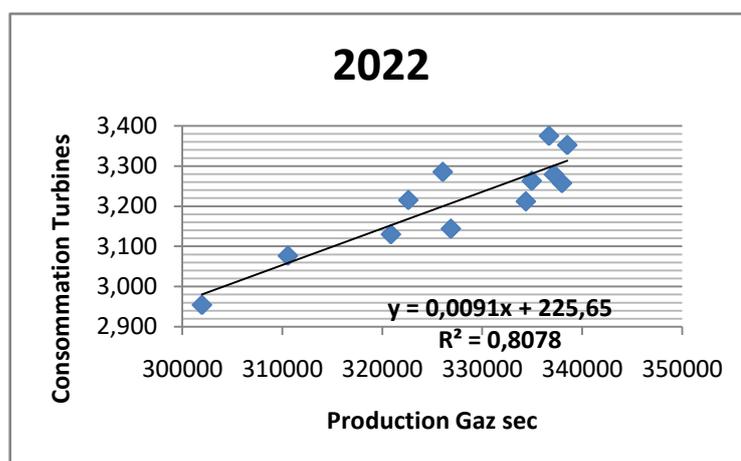


Figure V.7: UES Compression du Gaz ( Turbines A/B)

#### Les facteurs influents sur consommation Turbine :

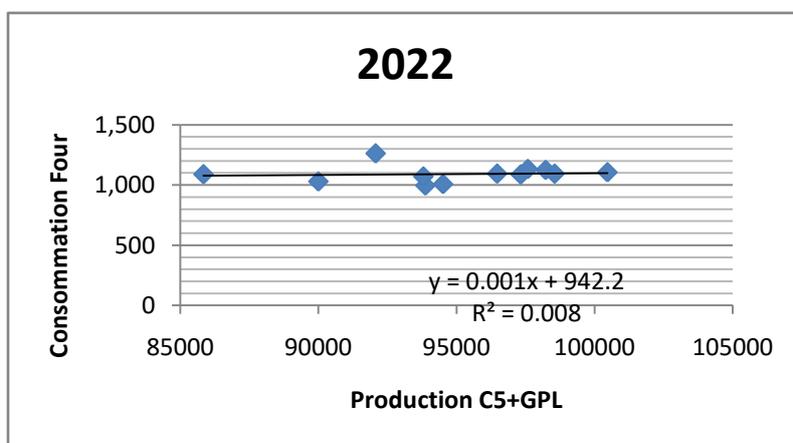
- Taux de compression (Pref /Pasp)
- Débit et composition de gaz résiduelle
- Température ambiante.

**V.5.3.2. UES Roubouillage ( Four) :**

*Tableau V.18: UES Roubouillage (Four).*

	Mois	Prod C5 + GPL en Tep	conso four (Tep)	IPE
<b>2022</b>	Janvier	92068	1,262	0.01370823
	Février	85834	1,089	0.01268996
	Mars	98225	1,124	0.01144487
	Avril	96468	1,094	0.01134231
	Mai	100463	1,105	0.01100259
	Juin	93870	996	0.01060651
	Juillet	98550	1,094	0.01109785
	Août	94509	1,007	0.01065831
	Septembre	89993	1,029	0.01143892
	Octobre	97321	1,087	0.01116929
	Novembre	93798	1,071	0.01141381
	Décembre	97579	1,133	0.01160691
<b>Total</b>		1138678	13,091	<b>0.01149689</b>

**IPé= 0,011**



*Figure V.8 : UES Roubouillage ( Four) .*

**Les facteurs influents sur consommation four :**

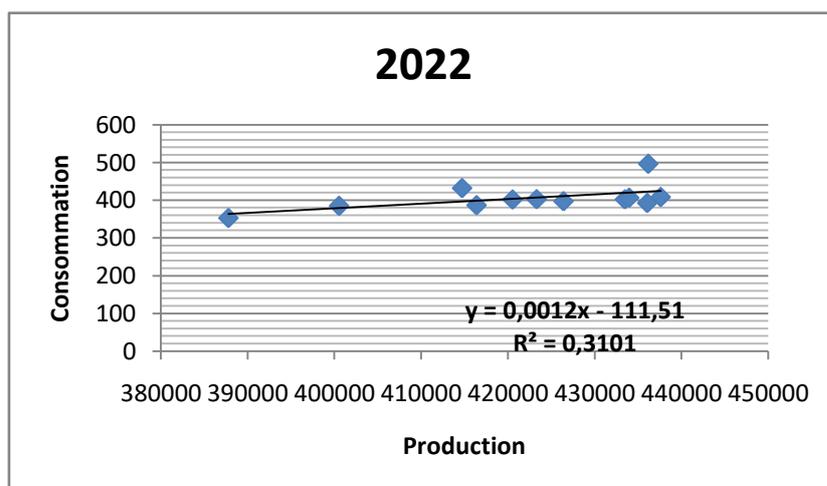
- Température ambiante
- Débit de gaz de régénération chauffé dans les rebouilleurs du régénération des sécheurs.
- Mode de cycle de régénération des sécheurs.
- Débit de traitement condensat et GPL (rebouilleurs des colonnes de distillation dééthaneur, stabiliseur et débuthaneur).

**V.5.3.3 UES Balyage :**

*Tableau V.19: UES Balyage .*

	Mois	Prod Totale en Tep	Conso Balyage (Tep)	IPE
<b>2022</b>	Janvier	426428	397	0.00093174
	Février	387782	353	0.00090989
	Mars	436202	497	0.0011388
	Avril	423327	403	0.00095096
	Mai	437636	409	0.00093363
	Juin	414730	432	0.00104224
	Juillet	433501	402	0.00092804
	Août	420553	402	0.0009555
	Septembre	400543	385	0.00096155
	Octobre	433999	407	0.00093699
	Novembre	416400	387	0.00092892
	Décembre	436088	393	0.00090054
<b>Total</b>		<b>5067189</b>	<b>4,866</b>	<b>0.00096025</b>

**IPé= 0,00096**



*Figure V.9: UES Balyage .*

**Les facteurs influents sur consommation balyage:**

- Pression de bac off spec.

### V.5.4 Estimation des consommations futures :

*Tableau V.20: Prévision de Production au niveau de CPF en 2022 .*

Année/mois		Prévision de Production		
Année	Mois	prévision de prod gaz sec (sm3)	prévision de prod C5+ (Tonne)	prévision de prod GPL (Tonne)
2022	Janvier	345,962,232	45,652	34,213
	Février	312,482,016	41,234	30,902
	Mars	345,962,232	45,652	34,213
	Avril	334,802,160	44,179	33,109
	Mai	345,962,232	45,652	34,213
	Juin	334,802,160	44,179	33,109
	Juillet	345,962,232	45,652	34,213
	Août	345,962,232	45,652	34,213
	Septembre	223,201,440	29,453	22,073
	Octobre	345,962,232	45,652	34,213
	Novembre	334,802,160	44,179	33,109
	Décembre	345,962,232	45,652	34,213
	<b>Total</b>		3,961,825,560	522,790

*Tableau V.21: Prévision de Consommation au niveau de CPF en 2022.*

Année/mois		Prévision de Production en Tep				Prévision de cons
Année	Mois	prévision de prod gaz sec (Tep)	prévision de prod C5+ (Tep)	prévision de prod GPL (Tep)	prévision de prod TOTAL (Tep)	Estimation de cons futures (Tep)
2022	Janvier	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Février	295,296	46,677	33,961	375,934	4,916
	Mars	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Avril	316,388	50,011	36,387	402,786	5,265
	Mai	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Juin	316,388	50,011	36,387	402,786	5,265
	Juillet	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Août	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Septembre	210,925	33,341	24,258	268,524	3,519
	Octobre	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	Novembre	316,388	50,011	36,387	402,786	5,265
	Décembre	326,934	51,678	37,600	416,212	5,439
	<b>Total</b>		3,743,925	591,799	430,578	4,766,302

**Tableau V.22: Préversion de Production au niveau de CPF en 2023.**

Année/mois		Prévision de Production		
Année	Mois	prévision de prod gaz sec (sm3)	prévision de prod C5+ (Tonne)	prévision de prod GPL (Tonne)
2023	Janvier	345,962,232	47,727	34,710
	Février	312,482,016	43,109	31,351
	Mars	345,962,232	47,727	34,710
	Avril	334,802,160	46,188	33,590
	Mai	345,962,232	47,910	34,610
	Juin	334,802,160	46,364	33,493
	Juillet	345,962,232	48,262	34,499
	Août	345,962,232	48,262	34,499
	Septembre	100,440,648	14,012	10,016
	Octobre	345,962,232	48,262	34,499
	Novembre	334,802,160	46,349	33,475
	Décembre	345,962,232	47,894	34,591
<b>Total</b>		<b>3,839,064,768</b>	<b>532,066</b>	<b>384,042</b>

**Tableau V.23: Estimation des consommations futures 2023.**

Mois	Prévision de Production en Tep				Prévision de cons
	prévision de prod gaz sec (Tep)	prévision de prod C5+ (Tep)	prévision de prod GPL (Tep)	prévision de prod TOTAL (Tep)	Estimation de cons futures (Tep)
Janvier	326,934	54,027	38,146	419,108	5,477
Février	295,296	48,799	34,454	378,549	4,950
Mars	326,934	54,027	38,146	419,108	5,477
Avril	316,388	52,284	36,915	405,588	5,301
Mai	326,934	54,234	38,036	419,204	5,478
Juin	316,388	52,484	36,809	405,681	5,302
Juillet	326,934	54,633	37,914	419,481	5,482
Août	326,934	54,633	37,914	419,481	5,482
Septembre	94,916	15,861	11,007	121,785	1,612
Octobre	326,934	54,633	37,914	419,481	5,482
Novembre	316,388	52,468	36,789	405,645	5,302
Décembre	326,934	54,216	38,015	419,166	5,478
<b>Total</b>	<b>3,627,916</b>	<b>602,299</b>	<b>422,062</b>	<b>4,652,277</b>	<b>60,823</b>

**Les facteurs influents :**

Les facteurs d'influences pouvant impacter les consommations énergétiques sur le site sont :

- La charge de gaz traité (changement de débit ou composition de gaz brut)
- Les conditions climatiques (qui entraînent une hausse du besoin de refroidissement).
- Défaillance d'un équipement stratégique dans le site (exp : La Turbine, l'Expandeur.)
- Les coupures de courant électrique.
- Perturbation des paramètres opératoires des installations CPF.

**V.5.5 Potentiel de réduction :**

**Tableau V.24: La consommation Totale au niveau de CPF en 2022**

Année/mois		Consommation					
Année	Mois	Fuel gas (SM3)	Electricité (MWh)	Fuel gas (Tep)	Electricité (Tep)	Gas oil (Tep)	Cons totale en Tep
2022	Janvier	5,154,387	10,675	4,870.90	918.05	0.41	5,788.95
	Février	4,651,900	9,499	4,396.05	816.91	0.42	5,212.96
	Mars	5,161,756	10,619	4,877.86	913.23	0.43	5,791.09
	Avril	4,910,394	10,294	4,640.32	885.28	0.39	5,525.61
	Mai	5,071,309	10,822	4,792.39	930.69	0.42	5,723.08
	Juin	4,822,864	10,319	4,557.61	887.43	0.45	5,445.04
	Juillet	5,035,639	10,877	4,758.68	935.42	0.41	5,694.10
	Août	4,967,181	10,844	4,693.99	932.58	0.40	5,626.57
	Septembre	4,752,256	10,200	4,490.88	877.20	0.41	5,368.08
	Octobre	5,151,623	10,795	4,868.28	928.37	0.42	5,796.65
	Novembre	4,944,102	10,283	4,672.18	884.34	0.39	5,556.51
	Décembre	5,160,927	10,750	4,851.27	924.50	0.41	5,775.77
	<b>Total</b>	59,784,339	125,977	56,470	10,834	5	67,304

**Tableau V.25: La production Totale au niveau de CPF en 2022**

Mois	Production						
	Prod gaz sec (SM3)	Prod C5+ (Tonne)	Prod GPL (Tonne)	Prod gaz sec (Tep)	Prod C5+ (Tep)	Prod GPL (Tep)	Prod totale en Tep
Janvier	353,820,000	46,732	35,638	334,360	52,901	39,167	426,428
Février	319,521,900	44,666	32,095	301,948	50,562	35,272	387,782
Mars	357,648,100	52,177	35,633	337,977	59,064	39,161	436,202
Avril	345,881,900	51,777	34,447	326,858	58,611	37,857	423,327
Mai	356,796,600	53,903	35,892	337,173	61,018	39,445	437,636
Juin	339,534,300	49,741	34,179	320,860	56,307	37,562	414,730
Juillet	354,445,500	52,167	35,939	334,951	59,053	39,497	433,501
Août	345,020,000	49,641	34,864	326,044	56,193	38,316	420,553
Septembre	328,624,500	47,450	33,011	310,550	53,714	36,279	400,543
Octobre	356,272,600	51,070	35,951	336,678	57,811	39,510	433,999
Novembre	341,378,700	49,585	34,274	322,603	56,130	37,667	416,400
Décembre	358,209,800	51,165	36,087	338,508	57,919	39,660	436,088
<b>Total</b>	<b>4,157,153,900</b>	<b>600,075</b>	<b>418,011</b>	<b>3,928,510</b>	<b>679,285</b>	<b>459,394</b>	<b>5,067,189</b>

**Tableau V.26 : Potentiel de réduction au niveau de CPF en 2022.**

Mois	Potentiel de réduction	
	Conso. Théoriques	Conso. Réelles - Théoriques
Janvier	5,573	216
Février	5,070	143
Mars	5,700	91
Avril	5,532	- 7
Mai	5,718	5
Juin	5,420	25
Juillet	5,665	30
Août	5,496	130
Septembre	5,236	132
Octobre	5,671	126
Novembre	5,442	114
Décembre	5,698	78
<b>Total</b>	<b>66,221</b>	<b>1,083</b>

## V.6 Recommandations pour l'amélioration :

- Pour améliorer les performances énergétiques d'un compresseur centrifuge de l'unité Boosting (G05), plusieurs mesures peuvent être prises. Tout d'abord, l'utilisation de technologies avancées de moteurs électriques à haut rendement peut réduire la consommation d'énergie. Les moteurs à aimants permanents ou les moteurs à induction à haute efficacité sont des options à considérer.

Ensuite, une conception optimisée de l'aérodynamique du compresseur peut contribuer à une meilleure efficacité énergétique. L'utilisation de profils de pales aérodynamiquement optimisés, de géométries de diffuseur améliorées et de revêtements de surface réduisant la friction peut réduire les pertes d'énergie internes et augmenter le rendement du compresseur.

De plus, l'optimisation du système de contrôle du compresseur est essentielle pour une performance énergétique optimale. L'installation de capteurs de pression et de température aux points clés du système permet une surveillance précise et en temps réel, ce qui permet un ajustement fin des paramètres de fonctionnement pour maintenir le compresseur dans son point de fonctionnement le plus efficace.

Enfin, l'entretien régulier et adéquat du compresseur est essentiel pour garantir des performances énergétiques optimales sur le long terme. Cela comprend le nettoyage et la lubrification réguliers, l'inspection des joints d'étanchéité et des roulements, ainsi que le remplacement des pièces usées. Un compresseur bien entretenu fonctionnera de manière plus efficace et réduira la consommation d'énergie.

En adoptant ces mesures d'amélioration des performances énergétiques, il est possible de réduire la consommation d'énergie d'un compresseur centrifuge, ce qui entraîne des économies financières et une empreinte environnementale réduite.

- Pour améliorer les performances énergétiques de l'Unité de compression de gaz résiduel (Turbine à gaz), voici une recommandation clé :
  1. Cycle combiné : Une approche efficace pour améliorer l'efficacité énergétique consiste à mettre en place un système de cycle combiné où la turbine à gaz est intégrée à une chaudière à récupération de chaleur et une turbine à vapeur. La chaleur résiduelle de l'échappement de la turbine à gaz est utilisée pour produire de la vapeur qui alimente la turbine à vapeur, augmentant ainsi l'efficacité globale du système.
  2. Aérodynamique optimisée : L'aérodynamique de la turbine à gaz peut être améliorée en utilisant des profils de pales avancés et des géométries de passage d'écoulement optimisées. Cela réduit les pertes de pression et les fuites d'air, augmentant ainsi l'efficacité de la turbine. De plus, l'utilisation de revêtements de surface spéciaux peut réduire les effets d'encrassement et de corrosion, ce qui permet de maintenir les performances énergétiques à long terme.

3. Cycle de refroidissement à air amélioré : Les turbines à gaz modernes utilisent souvent un système de refroidissement à air pour augmenter la durabilité des composants et maintenir les performances à des températures de fonctionnement élevées. L'amélioration de ce système de refroidissement, en utilisant des techniques de refroidissement plus avancées telles que le refroidissement par film d'air, peut réduire les pertes thermiques et améliorer l'efficacité globale de la turbine.
4. Surveillance et maintenance préventive : Une surveillance régulière des performances de la turbine à gaz est essentielle pour détecter tout problème ou dégradation des performances. L'utilisation de systèmes de surveillance en ligne avancés, tels que l'analyse vibratoire et thermique, peut permettre une détection précoce des problèmes potentiels, ce qui permet d'effectuer une maintenance préventive pour éviter les baisses de performance et les défaillances coûteuses.
5. Utilisation de combustibles de qualité supérieure : L'utilisation de combustibles de qualité supérieure, tels que le gaz naturel à faible teneur en soufre, peut réduire les émissions et améliorer l'efficacité de la combustion dans la turbine à gaz. Les combustibles propres permettent une combustion plus complète et réduisent les dépôts de carbone sur les pales de la turbine, ce qui maintient les performances énergétiques à un niveau optimal.

En mettant en œuvre ces recommandations, il est possible d'améliorer considérablement les performances énergétiques d'une turbine à gaz, ce qui se traduit par des économies d'énergie, des réductions d'émissions et une exploitation plus durable.

- Le système DLE : Le système DLE (Dry Low Emissions) est une technologie utilisée dans les turbines à gaz pour réduire les émissions de polluants tout en améliorant l'efficacité énergétique. Il est d'une grande importance dans la consommation d'énergie pour les raisons suivantes :
  1. Augmentation de l'efficacité énergétique : Le système DLE permet d'améliorer l'efficacité énergétique des turbines à gaz. En optimisant la combustion du carburant, ce système permet d'obtenir une meilleure conversion de l'énergie chimique du carburant en énergie mécanique. Cela se traduit par une meilleure utilisation de l'énergie disponible, ce qui réduit la consommation de carburant nécessaire pour produire une quantité donnée d'énergie.
  2. Stabilité de fonctionnement : Le système DLE offre une meilleure stabilité de fonctionnement de la turbine à gaz. En contrôlant précisément le mélange air-

carburant et en évitant les fluctuations de combustion, il permet un fonctionnement plus stable et régulier de la turbine. Cela réduit les risques de pannes et d'arrêts imprévus, ce qui améliore la disponibilité et la fiabilité de l'installation.

3. Flexibilité opérationnelle : Le système DLE offre une plus grande flexibilité opérationnelle aux turbines à gaz. Il permet de moduler la puissance de sortie de la turbine sur une plage plus large, ce qui facilite l'adaptation aux fluctuations de la demande d'énergie. Cette flexibilité permet une utilisation plus efficace des turbines à gaz dans les systèmes de production d'électricité, les industries ou les installations de cogénération.
4. Réduction des émissions de NO<sub>x</sub> : Le système DLE permet de réduire les émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), qui sont des polluants atmosphériques néfastes. En utilisant une combustion plus précise et contrôlée, ce système limite la formation de NO<sub>x</sub> lors de la combustion du carburant. Cela permet de respecter les réglementations environnementales strictes en matière d'émissions et de contribuer à la protection de l'air et de l'environnement.

En résumé, le système DLE est d'une importance capitale dans la consommation d'énergie, car il permet de réduire les émissions de polluants, d'améliorer l'efficacité énergétique, de garantir un fonctionnement stable et fiable, et d'offrir une plus grande flexibilité opérationnelle. En adoptant cette technologie, il est possible de concilier performances environnementales et économiques dans l'utilisation des turbines à gaz.

## Chapitre 6 : Analyse et Amélioration des Performances Environnementales

### Introduction :

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) constituent un défi environnemental majeur auquel nous sommes confrontés aujourd'hui. Ces gaz contribuent au réchauffement climatique en emprisonnant la chaleur dans l'atmosphère, ce qui entraîne des conséquences néfastes pour notre planète. Comprendre les différentes sources d'émissions directes et indirectes de GES, ainsi que des concepts tels que le carbone et l'empreinte carbone, ainsi que les scopes 1 et 2, est essentiel pour évaluer et atténuer notre impact environnemental.

**Émissions directes de gaz à effet de serre :** Les émissions directes de GES, également connues sous le nom de scope 1, font référence aux émissions provenant de sources contrôlées directement par une organisation ou une entreprise. Cela comprend les émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles dans les installations appartenant à l'entreprise, telles que les chaudières ou les véhicules de sa flotte. Ces émissions directes sont généralement mesurées en tonnes équivalent CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>e) et représentent l'impact direct d'une organisation sur le climat.

**Émissions indirectes de gaz à effet de serre :** Les émissions indirectes de GES, ou scope 2, désignent les émissions résultant de la production d'électricité, de chaleur ou de vapeur achetée par une organisation. Lorsqu'une entreprise consomme de l'énergie provenant d'une source externe, telle qu'un réseau électrique alimenté par des centrales au charbon, les émissions associées à la production de cette énergie sont considérées comme des émissions indirectes. Ces émissions sont également mesurées en tCO<sub>2</sub>e et reflètent l'impact indirect d'une organisation sur le climat via sa consommation d'énergie.

### VI.1 La norme ISO 14067 :

La norme ISO 14067 est une norme internationale qui définit les principes, les exigences et les lignes directrices pour la quantification et la communication des émissions de gaz à effet de serre (GES). Elle se compose de trois parties :

**La partie 1** (ISO 14067-1) établit les principes généraux pour la quantification et la communication des émissions de GES. Elle fournit des définitions, des principes, des critères de rapport et des exigences pour la communication des résultats de quantification.

**La partie 2** (ISO 14067-2) fournit des lignes directrices pour la quantification des émissions de GES pour les produits. Elle spécifie les exigences pour la réalisation d'une analyse du cycle de vie (ACV) pour quantifier les émissions de GES tout au long du cycle de vie d'un produit, et pour communiquer les résultats de cette analyse.

**La partie 3** (ISO 14067-3) fournit des lignes directrices pour la quantification des émissions de GES pour les organisations. Elle spécifie les exigences pour la réalisation d'une comptabilité des émissions de GES pour une organisation, et pour la communication des résultats de cette comptabilité.

Ces normes permettent aux entreprises de quantifier et de communiquer leurs émissions de GES de manière cohérente et transparente, ce qui facilite la comparaison des performances environnementales entre différentes organisations ou produit.

## VI.2 Volet Environnement :

Les principaux rejets gazeux générés par le CPF GTL sont les émissions provenant des équipements suivants:

- Turbine à gaz
- Fours
- Torches

### VI.2.1 Quantité de CO2 dégagé par la combustion du fuel gaz dans les turbines, le four et dans les pilotes des torches :

Sachant qu'un (01) Giga joules de gaz naturel libère 56 kg CO<sub>2</sub>, les quantités des émissions de ce dernier sur les trois années sont. :

*Tableau VI.1: Emission CO2 par les turbines, le four et les pilotes des torches*

ANNEE	2018	2019	2020	Moyenne Annuelle
Fuel GAZ en 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	57029.8	59000.4	55059.1	57029.7
Quantités de CO <sub>2</sub> émises en Tonnes	185 191	129 517	120 865	145191

### VI.2.2 Quantité de CO2 dégagé par la combustion du gaz dans les torches :

Sachant qu'un (01) Giga joules de gaz naturel libère 56 kg CO<sub>2</sub>, les quantités des émissions de ce dernier sur les trois années sont. :

*Tableau VI.2: Emission CO2 par les torches*

ANNEE	2018	2019	2020	Moyenne Annuelle
Gaz torché en 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	20	12	8 973.50	14049.4
Quantités de CO <sub>2</sub> émises en Tonnes	804.30	370.40	19699	30841.6

### VI.2.3 La Consommation Spécifique (Csp) :

La consommation du gaz au niveau du CPF est répartie entre la consommation du four, des pilotes de torches et la consommation des deux turbines. [13]

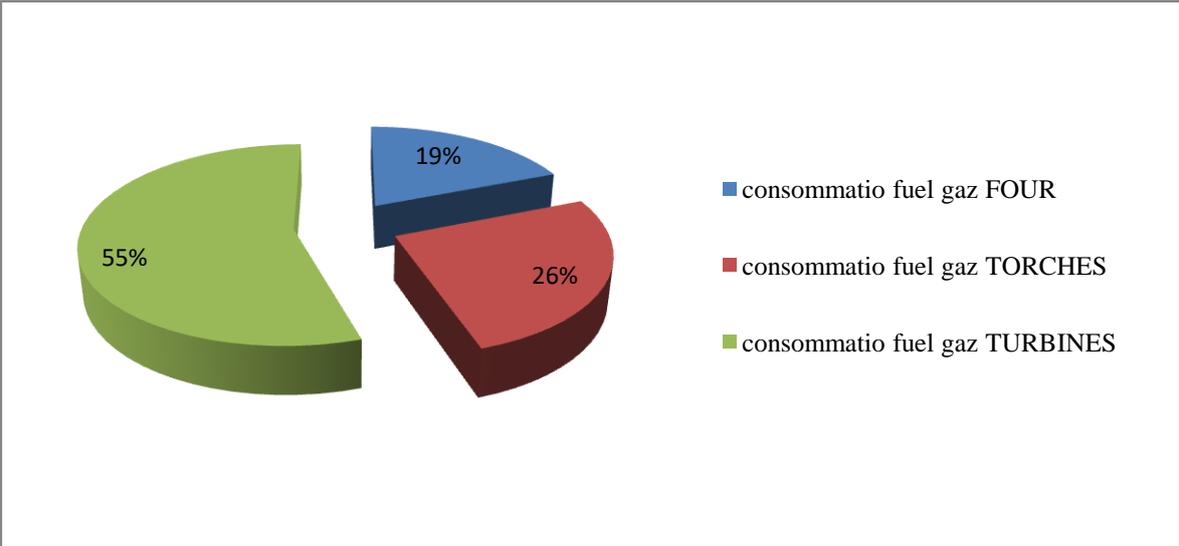


Figure VI.1: Répartitions de la consommation du fuel gaz

- La consommation du four représente 19% de la consommation totale du fuel gaz.
- La consommation des pilotes représente 26 % de la consommation totale du fuel gaz.
- La consommation des deux turbines représente 55% de la consommation totale du fuel gaz.

a) Unité de compression de gaz résiduel (G50) -Turbine à gaz :

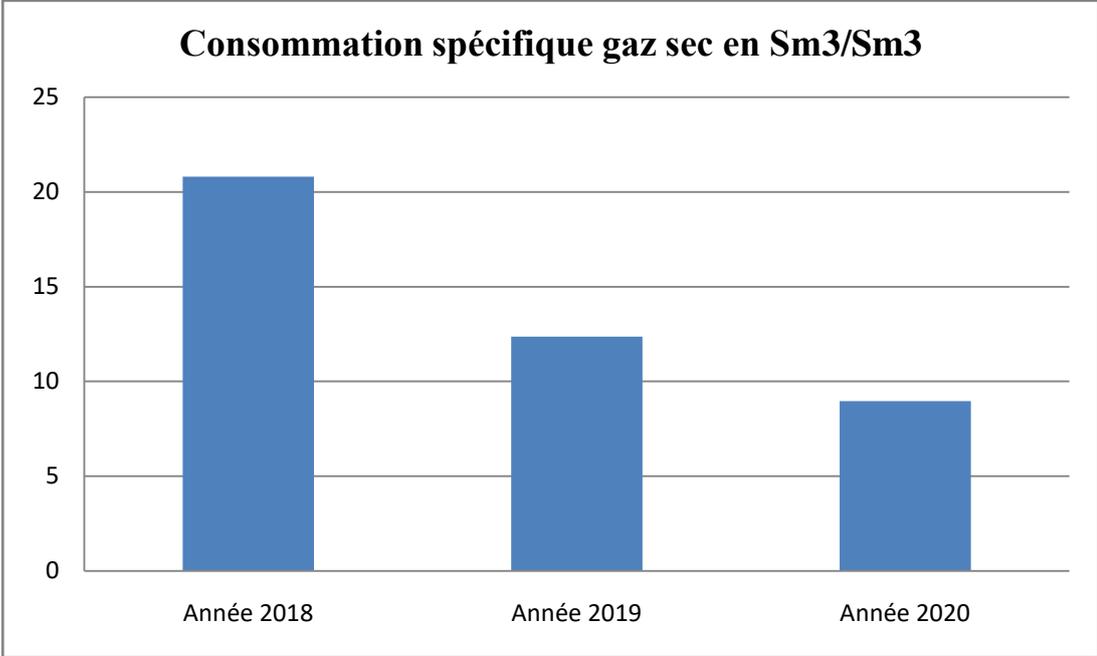


Figure VI.2: Répartition Annuelle de la Consommation Spécifique unité (G50)

**Tableau VI.3: Surconsommation de gaz relative à la dégradation de la Csp**

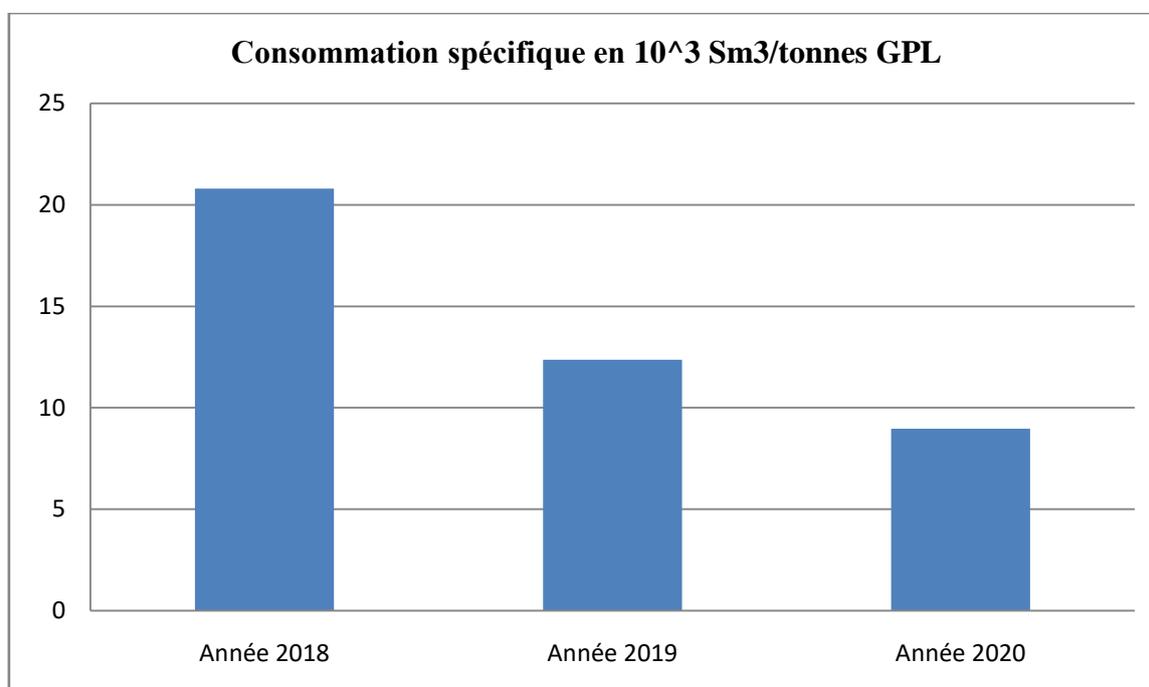
Année	2018	2019	2020
Production (Expédition) gaz en 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	4035461	4052878	3638666
Consommation spécifique en Sm <sup>3</sup> / Sm <sup>3</sup>	0.0078	0.008	0.0082
Ecart (CspAnnée- Csp2018) en Sm <sup>3</sup> / Sm <sup>3</sup>	0	0,2 x10 <sup>-3</sup>	0,4 x10 <sup>-3</sup>
Surconsommation de gaz en 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	0	810.6	1455.5

Avec :

**Surconsommation de gaz en Sm<sup>3</sup> = Ecart (CspAnnée- Csp2018) \* production**

Cette dégradation de la consommation spécifique a engendré une surconsommation de gaz pour 2019 équivalente à 810x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> et 1 455x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> pour 2020 et elle s'explique principalement par la baisse de la production durant ces années.

**b) Unité de récupération de GPL et de stabilisation (G11) et (P10) – Le Four :**



**Figure VI.3: Répartition Annuelle de la Consommation Spécifique unités (G11) et (P10).**

**Tableau VI.4: Surconsommation de gaz relative à la dégradation de la Csp**

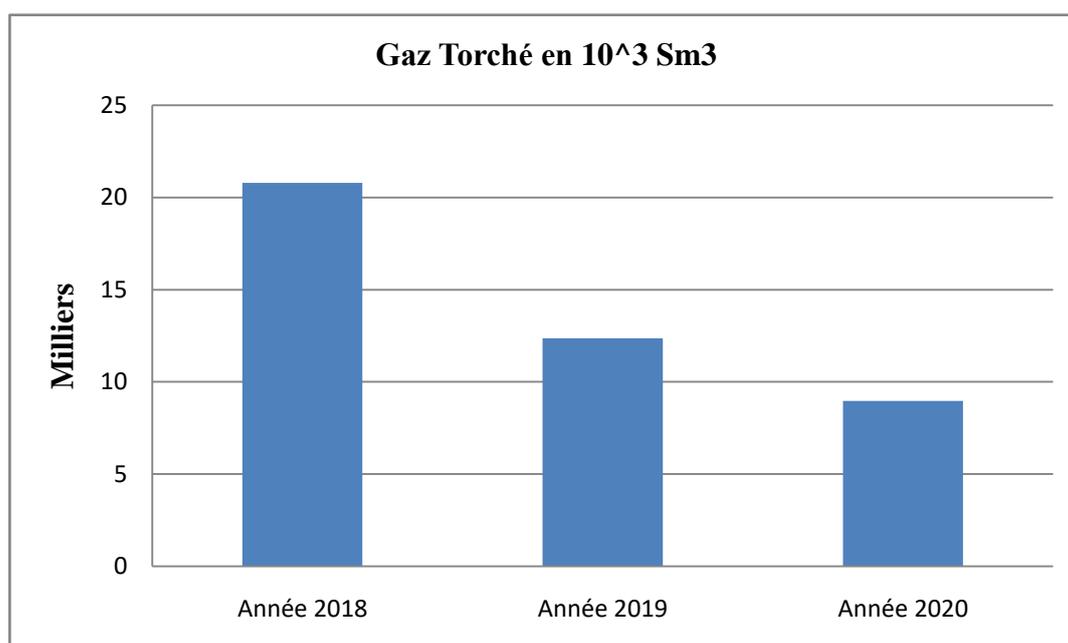
Année	2018	2019	2020
Production GPL en tonnes	409759.20	406306.00	367966.08
Consommation spécifique en Sm <sup>3</sup> / tonnes	0.0264	0.0276	0.0284
Ecart (CspAnnée- Csp2018) en Sm <sup>3</sup> / Sm <sup>3</sup>	0.0000	0.0012	0.0020
Surconsommation de gaz en 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	0.00	483.60	746.92

Avec :

**Surconsommation de gaz en Sm<sup>3</sup> = Ecart (CspAnnée- Csp2018) \*production**

Cette dégradation de la consommation spécifique a engendré une surconsommation de gaz pour 2019 équivalente à 483.6 x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> et 746.9 x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> pour 2020 et elle s'explique principalement par la baisse de la production durant ces années.

**b) Données de Torchage :**



**Figure VI.4: Répartition Mensuelle des gaz torchés**

La meilleure performance en termes de torchage est réalisée en 2020.

L'identification et la réduction des causes qui affectent cette performance qui réside probablement dans les déclenchements fréquents et l'indisponibilité des équipements névralgiques, conduit à économiser les quantités des gaz suivantes :

**11831.10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> en 2018 et 3397.10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> en 2019.**

### **VI. 3 Recommandations pour l'Amélioration :**

- **Installation d'un système de surveillance continu d'émission (Continuous Emission Monitoring System) :**

La concentration des gaz de combustion dégagés fournit des informations importantes sur l'efficacité de la combustion et sur les possibilités pour l'augmenter. La teneur en O<sub>2</sub> dans les gaz de combustion permet, p.ex., d'analyser le rapport du mélange combustible/air. Les valeurs de CO et de NO<sub>x</sub> fournissent des informations sur l'état actuel de l'installation et le respect des limites d'émission.

Les paramètres des gaz de combustion doivent être mesurés régulièrement et l'installation doit être réglée en conséquence pour respecter les limites d'émission réglementaires et pour garantir un fonctionnement rentable de l'installation, d'où l'intérêt d'installer un système de manière fixe pour réaliser des mesures en continu.

- **Installation de compteurs gaz\_:** Le four, les turbines, les circuits des torches disposent de débitmètres de gaz. Toutefois, l'installation de compteurs gaz certifiés et étalonnés est toujours souhaitée.

Cette recommandation permettra :

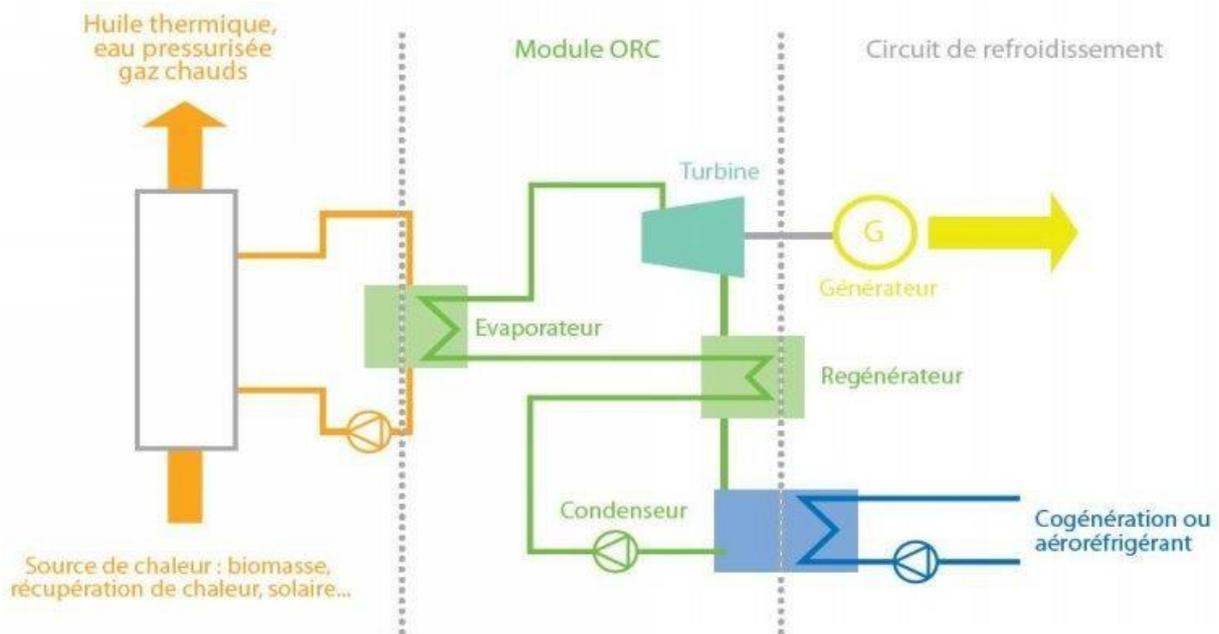
- Le suivi de manière efficace des rendements.
- La détection des défauts de combustion.
- Meilleure maîtrise des quantités des gaz torchés.

- **Recommandations pour la récupération de l'énergie fatale et la diminution des émissions polluantes :**

L'énergie utile des fumées à la sortie des récupérateurs de chaleur des deux turbines de l'unité de compression peut être récupérée à des fins multiples. Cette récupération réduira les coûts et diminuera les émissions polluantes, nous proposons l'utilisation de cette énergie pour faire fonctionner une machine à Cycle Organique de Rankine (ORC).

La chaleur résiduelle des gaz d'échappement à la sortie des récupérateurs de chaleur de la turbine à gaz est récupérée par l'utilisation d'un échangeur fumée/fluide permet de capter cette chaleur qui va ensuite être transmise à la machine à Cycle Organique de Rankine (ORC) pour y être transformée en électricité et réinjectée dans le circuit de l'usine, de ce fait, l'usine va pouvoir réduire sa consommation d'électricité, et par conséquent les rejets du gaz CO<sub>2</sub>.

L'énergie résiduelle calculée des fumées a la sortie des deux récupérateurs de chaleur des deux turbines à gaz installée sur le site calculée sur la base de refroidissement des gaz de fumée à 120° C est de 4,762M Th équivalente à 5.535MWh. Si on installe une ORC sur chaque turbine à gaz de rendement moyen égal à 20%, l'énergie électrique horaire productible sera de **1.107 Mwh**, équivalent à **0.554 Mwh** par turbine et qui correspond à la gamme des ORC de puissance 500 KWh disponible sur le marché mondial.



*Figure VI.5: Schéma simplifié ORC*

Le gain annuel pour une sollicitation de 80 % sera de  $0.5 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 0.8 = 3504 \text{ MWh}$ . Pour 4.472 DA le prix d'un KWh (le prix moyen du KWh calculé sur la base des tarifs du KWh fourni par SONELGAZ pour les grands consommateurs), le gain annuel est de 15669888 DA (105167 €). Retour investissement par ORC. En se référant au tableau des modules ORC du constructeur italien TURBODEN), le prix d'un module ORC d'une puissance de 500kW est de 950000 €. Pour une récupération annuelle (Gain) de 15669888 DA (105167 €). Le temps de retour sur investissement est de 09 ans.

- **Installation d'un nouveau compresseur pour récupérer le gaz venant de la tête de la colonne de stabilisation :**

La moitié du débit de gaz provenant du slug catcher BP et le gaz venant du ballon de détente de condensat du slug catcher HP (G01-VD-20-201), sont combinés et détendus de 28 à 12 bars, à travers la soupape d'étranglement d'aspiration, puis envoyé vers le ballon tampon d'aspiration du compresseur 1er étage après être combiné avec le gaz à 12 bars venant de la tête de la colonne de stabilisation.

Le débit du gaz de 28 bars provenant du slug catcher BP et du ballon de détente de condensat du slug catcher HP représente 96% du débit total comprimé dans le compresseur 1er étage.

Au lieu de détendre ce flux de gaz (de 28 à 12 bars) pour ensuite le recomprimé à 28 bars, on propose de l'envoyé directement vers le ballon tampon d'aspiration du compresseur 2ème étage, et de comprimer à 28 bars le gaz venant de la tête de la colonne de stabilisation (installation d'un nouveau compresseur) puis le combiné avec le gaz venant du slug catcher BP à l'entrée du ballon tampon d'aspiration du compresseur 2ème étage.

Cette opération va permettre de préserver le compresseur premier étage pour l'utiliser en cas de chute de pression des puits, et d'économiser l'équivalent de la consommation moyenne annuelle de ce compresseur qui est d'environ 28252,8 MWh .

Pour 4.472 DA le prix d'un KWh (le prix moyen du KWh calculé sur la base des tarifs du KWh fourni par SONELGAZ pour les grands consommateurs), le gain annuel est de 126346521,6 DA. Retour investissement. La réalisation de la recommandation préconisée nécessite l'acquisition et l'installation d'un compresseur capable de comprimer le gaz sortant de la tête de colonne (Débit 4000 Sm<sup>3</sup>/h) de 12 bars à 28 bars. Si on considère que le prix d'acquisition de ce compresseur avec ces accessoires ainsi que son installation est de l'ordre 20000000 DA. Le temps de retour sur investissement est de 0.16 ans

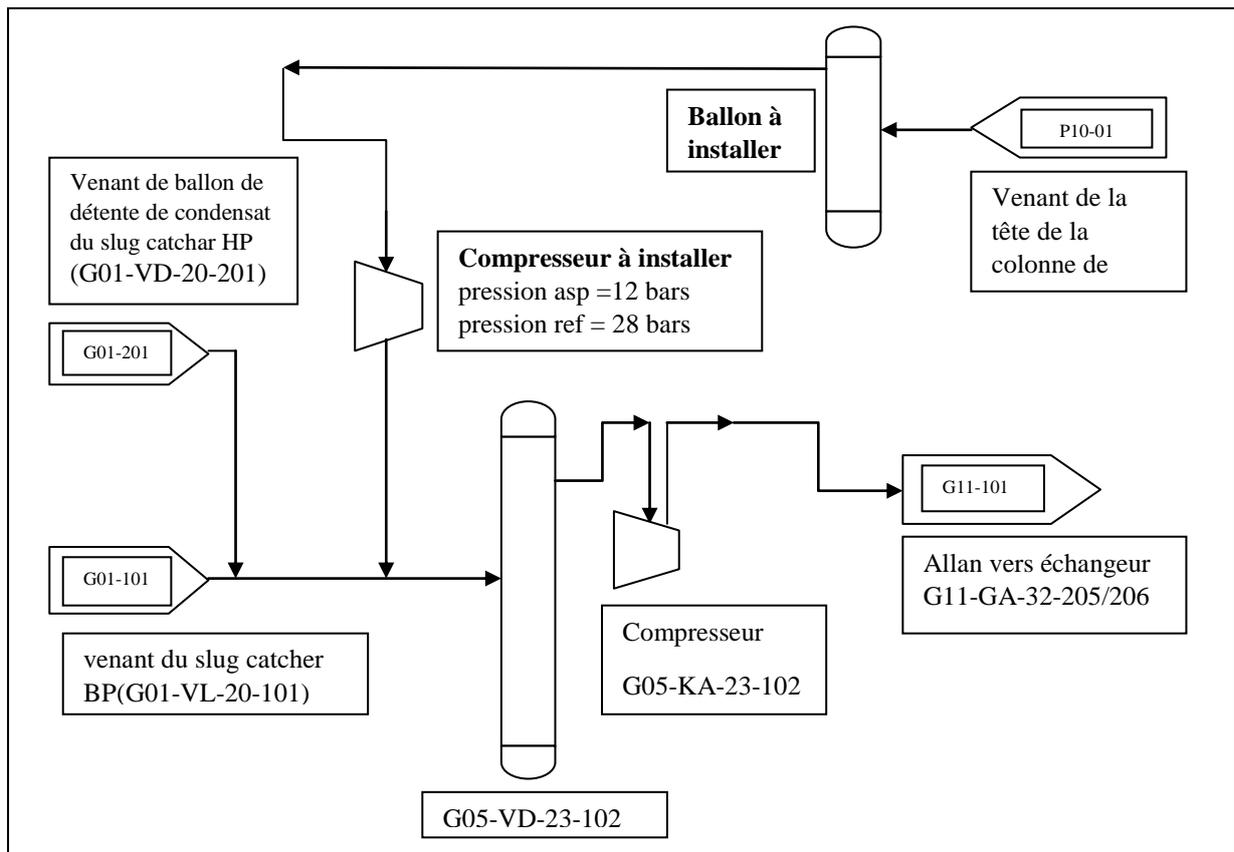


Figure VI.6 : Schéma simplifié de la modification proposée

## **VI.4 Réduction des émissions des GES pouvant être obtenue par la mise en œuvre des préconisations :**

La réduction de la sur consommation de gaz due à la dégradation de la consommation spécifique :

- **En réduisant la consommation spécifique du four** à 0.0264 Sm<sup>3</sup>/ tonnes (ce qui peut se faire en prenant comme référence l'année 2018) (voir **Tableau VI.4**) on peut obtenir une réduction des GES équivalent à la combustion de (483.60+746.92) x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup>, Sachant qu'un (01) Giga joules de gaz naturel libère 56 kg CO<sub>2</sub> les quantités des émissions de ce dernier est de : **900.40 tonnes/an**
- **En réduisant la consommation spécifique de la turbine** à 0.0078 Sm<sup>3</sup>/ Sm<sup>3</sup> (ce qui peut se faire en prenant comme référence l'année 2018) (voir **Tableau VI.3**) on peut obtenir une réduction des GES équivalent à la combustion de (810.6+1455.5) x10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup>, Sachant qu'un (01) Giga joules de gaz naturel libère 56 kg CO<sub>2</sub> les quantités des émissions de ce dernier est de : **1658.20 tonnes/an**
- **L'installation d'un nouveau compresseur pour récupérer le gaz venant de la tête de la colonne de stabilisation** : Cette recommandation permettra l'arrêt du compresseur booster 1<sup>er</sup> étage et par conséquent une économie d'énergie électrique équivalente à sa consommation moyenne annuelle qui est de 28252,8 (voir VI. 3) MWh. L'impact de ces économies d'énergies sur l'environnement est évalué par la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) CO<sub>2</sub> émise lors de la combustion du gaz naturel. Sachant qu'un (01) KWh produit à partir du gaz naturel libère 0,198 kg CO<sub>2</sub>, la réduction des émissions de ce dernier sera de **25017 Tonnes/an**.
- **La récupération de l'énergie fatale des gaz d'échappement** à la sortie des récupérateurs de chaleur de la turbine à gaz pour la production d'électricité par une ORC permet de réaliser une autoproduction de 500KW par turbine (1MW pour les deux turbines) (voir VI. 3), l'impact de ces économies d'énergies (autoproduction) sur l'environnement est évalué par la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) CO<sub>2</sub> émise lors de la combustion du gaz naturel, Sachant qu'un (01) KWh produit à partir du gaz naturel libère 0,198 kg CO<sub>2</sub>, la réduction des émissions de ce dernier sur sera de **1388 Tonnes/an**.

La réduction globale des émissions de gaz à effet de serre GES pouvant être obtenue par la mise en œuvre des solutions proposées sera : 900.40 +1388 + 25017 + 1658 = 28963.4 Tonnes/an

## Conclusion Générale :

En conclusion, notre projet d'amélioration des performances énergétiques et environnementales du site de traitement de gaz naturel « CPF » de la région de Gassi-Touil vise à répondre à la problématique de réduction de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre.

Au cours de notre étude, nous avons identifié les principales sources de consommation d'énergie sur le site et les émissions de GES associées aux opérations de traitement du gaz naturel. Nous avons également défini des objectifs clairs visant à améliorer les performances énergétiques et environnementales.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons proposé un ensemble de mesures et de solutions. Celles-ci incluent l'optimisation de l'utilisation de l'énergie, l'adoption de technologies plus efficaces qui peuvent être résumées comme suit :

- L'installation d'un nouveau compresseur pour récupérer le gaz venant de la tête de la colonne de stabilisation permettra la mise à l'arrêt du compresseur de Boosting Premier étage et par conséquent une économie d'énergie équivalente à celle consommée par ce dernier (environ 28252,8 MWh par année) . la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) CO<sub>2</sub> sur une année sera de 26752 Tonnes

- L'énergie fatale récupérable des fumées à la sortie des récupérateurs de chaleur des turbocompresseurs de la station de compression de gaz est très importante (4.762MTh par Heure soit une puissance de 5.535 MW). Cette énergie peut être récupérée par l'installation de Deux machines à Cycle Organique de Rankine (ORC) d'une puissance de 500 KWh chacune Pour produire de l'électricité qui va engendrer une réduction annuelle très significative du rejet de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère d'une valeur de 1388 Tonnes.

Il est important de noter que la mise en œuvre de ces mesures nécessitera des investissements financiers, mais les bénéfices environnementaux à long terme et les économies d'énergie réalisées compenseront ces coûts. De plus, notre projet contribuera à renforcer la responsabilité sociale et environnementale de l'entreprise exploitant le site CPF.

En résumé, notre projet d'amélioration des performances énergétiques et environnementales de CPF représente une opportunité significative d'améliorer la durabilité de l'industrie du gaz naturel dans la région de Gassi-Touil. En réduisant la consommation d'énergie et les émissions de GES, nous apportons une contribution positive à la lutte contre le changement climatique et à la préservation de notre environnement pour les générations futures.

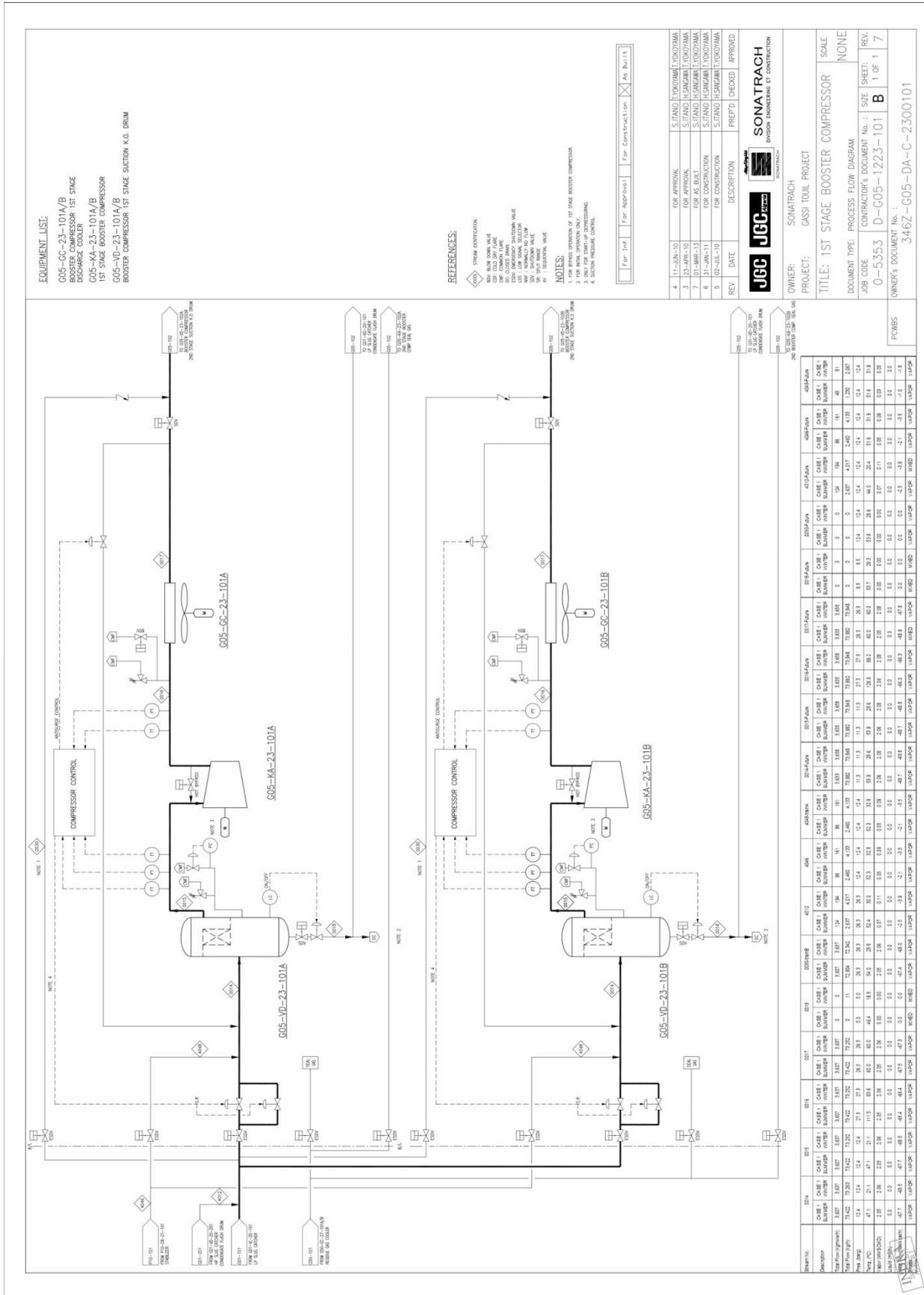
### Bibliographie :

- [1] **Couturier, G., & Rivalier, P. (2013).** Traitement des gaz naturels : Technologie, économie et exploitation. Éditions Technip.
- [2] **Bénet, J. C. (2005).** Introduction au traitement du gaz naturel : Déshydratation, extraits des liquides et séparation des constituants gazeux. Éditions Technip.
- [3] **Maurice Stewart et Ken Arnold.** Gas Dehydration Field Manual: Les utilisations courantes du gaz sec.
- [4] **Soumia, AKROUR.** *cours IAP initiation la simulation des procédés.*
- [5] **Martín, Mahmoud M. El-Halwagi et Mariano.(2012).** *Process Simulation & Optimization in Sustainable Process Engineering.*
- [6] **TECH, ASPEN.** <https://www.aspentech.com/>. [En ligne]
- [7] **Y.D. Peng, D.B.A. Robinson.(1976).** *New two constant equation of state, I. I fundamentals.*
- [8] **Joule, J. P. (1850).** "Sur les changements de température produits par la raréfaction et la condensation de l'air." *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 140, 61-82.
- [9] **Clausius, R. (1854).** "Du pouvoir moteur de la chaleur et des lois de la thermodynamique qui s'y rapportent." *Annales de Chimie et de Physique*, 42, 5-102
- [10] **Jean-Paul Dumas et Jean-Marc Schweitzer.** "L'Exergie : Fondements et applications"
- [11] **Stephan M. Wagner et Shirley J. Hansen .** La gestion de l'énergie et l'ISO 50001.

- [12] **Tlemcani, A., Bouferrouk, A., & Ghodbani, M. (2020).** Évaluation de la performance énergétique des unités de traitement du gaz naturel en utilisant des indicateurs clés de performance. *Revue de l'Énergie et de l'Environnement*, 21(1), 25-35.
- International Organization for Standardization (ISO). (2013). ISO 14067:2018 : Gaz à effet de serre - Évaluation de l'empreinte carbone des produits - Exigences et lignes directrices pour la quantification et la communication. Éditions ISO
- [13] **Sahraoui, S., Benali, T., & Yousfi, A. (2018).** Optimisation de la consommation d'énergie dans les installations de traitement du gaz naturel : cas de la région de Gassi-Touil. *Revue des Énergies Renouvelables*, 21(2), 215-228.

# Annexes :

## Annexe A: Process Flow Diagram 1 er étage





## Annexe C : Data sheet Réchauffeur d'huile

<b>PURCHASER / OWNER :</b> JGC CORPORATION / SONATRACH		<b>ITEM NO.</b> 480-FA-41-101					
<b>SERVICE :</b> HOT OIL HEATER		<b>LOCATION :</b> GASSI TOUIL, ALGERIA					
1	* UNIT:	HOT OIL SYSTEM			*NUMBER REQUIRED: 1	REV	
2	MANUFACTURER:	FURNACE ENGINEERING INC.			REFERENCE:		
3	TYPE OF HEATER:	VERTICAL CYLINDRICAL W/ HORIZONTAL CONVECTION					
4	* TOTAL HEATER ABSORBED DUTY, MM Kcal/hr. :	14.72 x 1.1					
5	<b>PROCESS DESIGN CONDITIONS :</b>						
6	* OPERATING CASE	DESIGN (NOTE 1)	START-UP	CASE 3 SUMMER	TURN DOWN	1	
7	HEATER SECTION	RAD. & CONV.	RAD. & CONV.	RAD. & CONV.	RAD. & CONV.	1	
8	* SERVICE	HOT OIL	HOT OIL	HOT OIL	HOT OIL	1	
9	HEAT ABSORPTION, MM Kcal/hr.	14.72 x 1.1	11.35	9.24 x 1.1	14.72 x 0.2	1	
10	* FLUID	TORADA TC-32	TORADA TC-32	TORADA TC-32	TORADA TC-32	1	
11	* FLOW RATE, kg/hr.	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1	672,500	1	
12	* FLOW RATE, B.P.D.						
13	* PRESSURE DROP, ALLOWABLE, bar.	2.5	2.5	2.5			
14	PRESSURE DROP, CALCULATED, bar.	2.0	2.0	2.0			
15	* AVG. RAD. SECT. FLUX DENSITY, ALLOWABLE, Kcal/hr-m <sup>2</sup> .	27125	27125	27125			
16	AVG. RAD. SECT. FLUX DENSITY, CALCULATED, Kcal/hr-m <sup>2</sup> .	26822	20361	17359			
17	MAX. RAD. SECT. FLUX DENSITY, Kcal/hr-m <sup>2</sup> .	56189	40952	33994			
18	CONV. SECT. FLUX DENSITY, (BARE TUBE BASE), Kcal/hr-m <sup>2</sup>	22760	13380	9352			
19	* VELOCITY LIMITATION, m/s.	-	-	-			
20	PROCESS FLUID MASS VELOCITY, kg/s-m <sup>2</sup> . (RAD./CONV.)	1836 / 2653	1836 / 2653	1836 / 2653			
21	* MAXIMUM ALLOW. / CALC. INSIDE FILM TEMPERATURE, °C.	335 / 334	335 / 332	335 / 317			
22	* FOULING FACTOR, hr-m <sup>2</sup> -°C/Kcal	0.0004	0.0004	0.0004			
23	* COKING ALLOWANCE, mm.	-	-	-			
24	<b>INLET CONDITIONS :</b>						
25	* TEMPERATURE, °C.	257.5	265.0	269.7			
26	* PRESSURE, barg	7.7	7.7	7.7			
27	* LIQUID FLOW, kg/hr.	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1			
28	* VAPOR FLOW, kg/hr.	-	-	-			
29	* LIQUID GRAVITY, (API)-(SP. GR.) @Temp. Inlet °C	0.724	0.720	0.717			
30	* VAPOR MOLECULAR WEIGHT	-	-	-			
31	* VISCOSITY, (LIQUID / VAPOR), CP	0.724 -	0.688 -	0.633 -			
32	* SPECIFIC HEAT, (LIQUID / VAPOR), Kcal/kg°C.	0.667 -	0.673 -	0.677 -			
33	* THERMAL CONDUCTIVITY, (LIQUID / VAPOR), Kcal/hr-m°C.	0.100 -	0.100 -	0.100 -			
34	<b>OUTLET CONDITIONS :</b>						
35	* TEMPERATURE, °C.	290.0	290.0	290	290	1	
36	* PRESSURE, barg	5.2	5.2	5.2			
37	* LIQUID FLOW, kg/hr.	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1	672,500 x 1.1			
38	* VAPOR FLOW, kg/hr.	-	-	-			
39	* LIQUID GRAVITY, (API)-(SP. GR.) @Temp. Inlet °C	0.705	0.705	0.705			
40	* VAPOR MOLECULAR WEIGHT	-	-	-			
41	* VISCOSITY, (LIQUID / VAPOR), CP	0.487 -	0.487 -	0.487 -			
42	* SPECIFIC HEAT, (LIQUID / VAPOR), Kcal/kg°C.	0.688 -	0.688 -	0.688 -			
43	* THERMAL CONDUCTIVITY, (LIQUID / VAPOR), Kcal/hr-m°C.	0.098 -	0.098 -	0.098 -			
44	<b>REMARKS AND SPECIAL REQUIREMENTS :</b>						
45	* DISTILLATION DATA OR FEED COMPOSITION:	N/A					
46	* SHORT TERM OPERATING CONDITIONS:	N/A					
47							
48	NOTES:						
49	1. CASE 2 WINTER					1	
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
<b>FIRED HEATER DATA SHEET</b>		PROJECT NUMBER		DOCUMENT NUMBER		SHEET	REV
 FURNACE ENGINEERING INC. YOKOHAMA, JAPAN		2736		736-DDS-001		1 OF 6	3

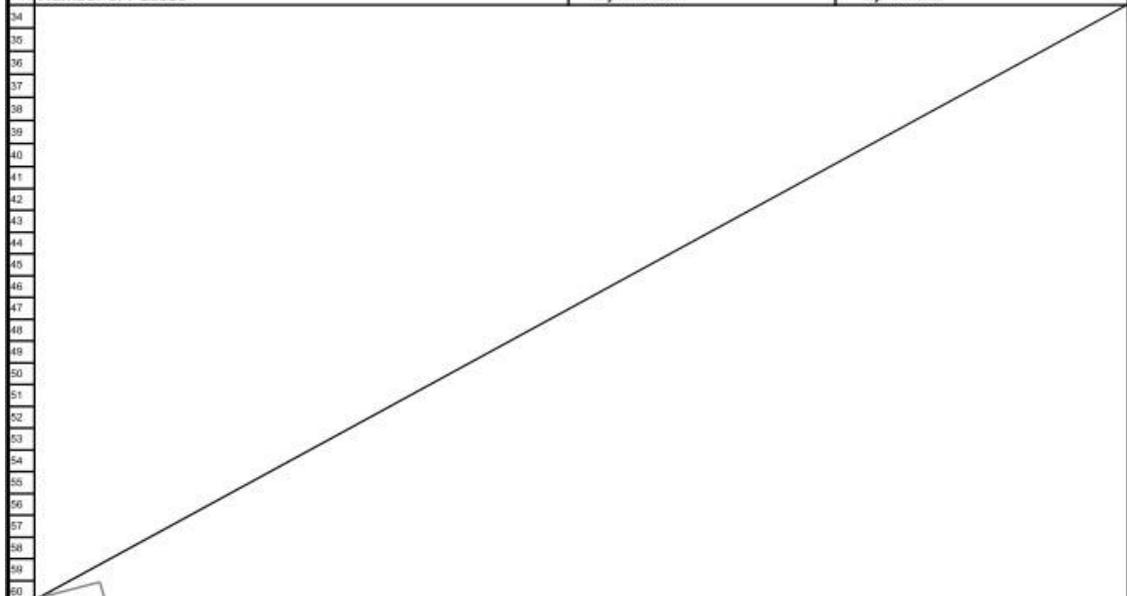
## Annexe D : Data sheet Réchauffeur d'huile

COMBUSTION DESIGN CONDITIONS :						
1	OPERATING CASE		DESIGN	NORMAL	TURNDOWN	REV
2	* TYPE OF FUEL		NATURAL GAS	NATURAL GAS	NATURAL GAS	1
3	* EXCESS AIR, %		25	25	100-200 (NOTE 7)	2
4	CALCULATED HEAT RELEASE (LHV), MM Kcal/hr.		19.6	17.7		
5	FUEL EFFICIENCY CALCULATED, % (LHV).		82.5	82.5		2
6	* FUEL EFFICIENCY GUARANTEED, % (LHV).		81.5 (by JGC)	81.5 (by JGC)		2
7	RADIATION LOSS, PERCENT OF HEAT RELEASE (LHV).		1.5	1.5		
8	FLUE GAS TEMPERATURE LEAVING: RADIANT SECTION, °C.		843	806		
9	CONVECTION SECTION, °C.		324	312		
10	AIR PREHEATER, °C.		N/A	N/A		
11	COMBUSTION AIR TEMPERATURE, °C.		AMBIENT	AMBIENT		
12	FLUE GAS QUANTITY, kg/hr.		37044	33264		
13	FLUE GAS MASS VELOCITY THRU. CONVECTION SECTION, kg/s-m <sup>2</sup> .		2.1	1.9		1
14	DRAFT: AT ARCH, mbarg		-0.25	-0.25		1
15	AT BURNERS, mbarg		-1.2	-1.2		1
16	* AMBIENT AIR TEMPERATURE, EFFICIENCY CALCULATION, °C.		-5	-5		
17	* AMBIENT AIR TEMPERATURE, STACK DESIGN, °C.		60	60		
18	* ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL, mm.		203	203		
19	VOLUMETRIC HEAT RELEASE (LHV), Kcal/hr-m <sup>3</sup> .		50381	45497		
20	FUEL CHARACTERISTICS					
21	* GAS TYPE: LP FUEL GAS (NOTE 2)		* LIQUID TYPE:	* GAS TYPE: (NOTE 2)		
22	* LHV, 11,200 Kcal/kg.		* LHV, Kcal/kg.	* LHV,		
23	* HHV, Kcal/kg.		* HHV, Kcal/kg.	* HHV,		
24	* PRESS. @ BURNER, 2.0 barg.		* PRESS @ BURNER, barg.	* PRESS. @ BURNER, barg.		
25	* TEMP. @ BURNER, 75-80 °C.		* TEMP. @ BURNER, °C.	* TEMP. @ BURNER, °C.		
26	* MOLECULAR WEIGHT 17.94		* VISCOSITY @ °C. c.p	* MOLECULAR WEIGHT		
27	* COMPOSITION MOLE %		* ATOMIZING STEAM TEMP., °C.	* COMPOSITION MOLE %		
28	N2 2.24		* ATOMIZING STEAM PRESSURE, kg/cm <sup>2</sup>			
29	CO2 0.95		* COMPOSITION WT%			
30	C1 87.88		* VANADIUM (PPM)			
31	C2 8.19		* SODIUM (PPM)			
32	C3 0.66		* SULFUR			
33	i-C4 / n-C4 0.02 / 0.02		* ASH			
34	C5 0.02					
35	C6+ 0.01					
36	H2O 0.01					
37	BURNER DATA					
38	MANUFACTURER: JOHN ZINK		SIZE / MODEL: HAWASTAR-12	NUMBER: 8	2	
39	TYPE: GAS FIRED NATURAL DRAFT LOW NOx		LOCATION: FLOOR	ORIENTATION: UPFIRED		
40	HEAT RELEASE PER BURNER, MMKcal/hr.		DESIGN: 2.45 x 1.1	NORMAL: 2.45	MINIMUM: 0.44 (NOTE 3)	
41	PRESSURE DROP ACROSS BURNER @ DESIGN HEAT RELEASE, mbar.:		0.8			
42	DISTANCE BURNER CENTER LINE TO TUBE CENTER LINE, mm.		HORIZONTAL: 1515	VERTICAL: -	1	
43	DISTANCE BURNER CENTER LINE TO UNSHIELDED REFRACTORY, mm.		HORIZONTAL: -	VERTICAL: 12.5	1	
44	* PILOT, TYPE: SELF-INSPIRATING		CAPACITY, Gcal/hr. : 20000 - 25000			1
45	* IGNITION METHOD: HV ELECTRIC SPARK					
46	* FLAME DETECTION, TYPE: UV SCANNERS FOR MAIN & PILOT		NUMBER: 1 PER EACH MAIN & 1 PER EACH PILOT			1
47	REQUIRED EMISSIONS: mg/Nm <sup>3</sup>		NOx: MAX. 200	CO: MAX. 150	SO2: -	
48			UHC: -	PARTICULATES: -		
49	NOTES: 2. LP FUEL GAS CONDITIONS			3. GUARANTEED TURN DOWN RATIO IS 6:1, AND EXPECTED TURNDOWN RATIO IS 10:1.		
50		NORMAL OPERATION	START-UP FUEL GAS	ALT. CASE 1		
51	M.W.	17.94	17.94	25.89		
52	VISCOSITY (C.P.)	0.013	0.012	0.011	7. REFER TO BURNER PERFORMANCE CURVE.	
53	LHV (Kcal/Sm <sup>3</sup> )	8,495	8,443	11,964		
54	SUPPLY TEMP. (°C)	75-80	12.5	75-80		
55	COMPOSITION (mol %)					
56	WATER	0.01	0.00	0.30		
57	CO2 / N2	0.95 / 2.24	1.38 / 1.75	2.41 / 0.21		
58	C1	87.88	89.07	51.80		
59	C2	8.19	6.69	32.94		
60	C3	0.66	0.78	8.30		
61	i-C4 / n-C4	0.02 / 0.02	0.16 / 0.12	1.20 / 1.53		
62	i-C5 / n-C5	0.01 / 0.01	0.02 / 0.01	0.51 / 0.33		
63	C6 / C7+	0.01 / 0.00	0.01 / 0.00	0.25 / 0.22		
64	TOTAL	100	100	100		
FIRED HEATER DATA SHEET						
 <b>FURNACE ENGINEERING INC.</b> YOKOHAMA, JAPAN			PROJECT NUMBER	DOCUMENT NUMBER	SHEET	REV
			2736	736-DDS-001	2 OF 6	3

## Annexe E : Data sheet récupérateur d'énergie

 <p style="text-align: center;"><b>SONATRACH</b> GASSI TOUIL PROJECT PROCESS DATA SHEET 480-GW-41-101A/B</p>		<b>OWNER's DOC. No.</b>		
		346Z-480-FA-C-41GW501		
		<b>JOB CODE</b>	<b>DOC. No.</b>	<b>REV.</b>
		0-5353	S-480-1224-501	4
SHEET 2 OF 7				
<b>480-GW-41-101A/B</b>				
<b>GENERAL</b>				
1				
2	Service:	Waste Heat Recovery	No. of Units: 2	
3	Type:	Natural Draught	Design Duty Per Unit: 8.68 x 10 <sup>6</sup> x 1.1 (Note 2,3) kcal/h	
4	Insulation:	Hot		
5				
6	<b>PROCESS CONDITIONS PER UNIT</b>			
7	Case	Case A (Case 1 Summer: Normal Operation)		
8	Required Duty per Unit	8.68 x 10 <sup>6</sup> x 1.1 (Note 2,3) kcal/h		
9	Heater Section	GAS SIDE		
10	Fluid	TUBE SIDE		
11	Flow Rate (Note 2,3)	Turbine Exhaust Gas	Hot Oil (Trada TC-32)	
12	Pressure Drop (Allowable)	104,815 x 1.1 kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr	
13	Pressure Drop (Calculated)	210 mm H <sub>2</sub> O	2.5 bar	
14	Avg. Flux Density, calc, bare	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	By Vendor bar	
15	Max. Allowable Inside Film Temperature	- kcal/hr/m <sup>2</sup>	By Vendor kcal/hr/m <sup>2</sup>	
16	Fouling factor	- °C	335 °C	
17	Inlet Conditions	By Vendor hr-m <sup>2</sup> -°C/kcal	0.0004 hr-m <sup>2</sup> -°C/kcal	
18	Temperature (Note 2)	578 °C	230.2 °C	
19	Pressure	< 210 mm H <sub>2</sub> O	10.2 barg	
20	Liquid Flow (Note 3)	- kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr	
21	Gas Flow (Note 2,3,10)	104,815 x 1.1 kg/hr	- kg/hr	
22	Liquid (Sp. Gr. @ Temperature in°C)	-	0.740	
23	Mass Heat Capacity	0.281 kcal/kg/°C	0.642 kcal/kg/°C	
24	Thermal Conductivity	0.051 kcal/hr/m <sup>2</sup> °C	0.102 kcal/hr/m <sup>2</sup> °C	
25	Liquid Viscosity	- cP	0.930 cP	
26	Outlet Conditions			
27	Temperature	275 (Note 9) °C	269.4 °C	
28	Pressure	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	7.7 barg	
29	Liquid Flow (Note 3)	- kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr	
30	Gas Flow (Note 2,3,10)	104,815 x 1.1 kg/hr	- kg/hr	
31	Liquid (Sp. Gr. @ Temperature out°C)	-	0.717	
32	Mass Heat Capacity	0.265 kcal/kg/°C	0.677 kcal/kg/°C	
33	Thermal Conductivity	0.036 kcal/hr/m <sup>2</sup> °C	0.100 kcal/hr/m <sup>2</sup> °C	
34	Liquid Viscosity	- cP	0.635 cP	
35	Design Pressure	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	24 barg	
36	Design Temperature (Note 4)	- °C	425 °C	
37	Corrosion Allowance	- mm	3.2 mm	
38	Number of Passes	By Vendor	By Vendor	
39				
40				
41				
42				
43				
44				
45				
46				
47				
48				
49				
50				
51				
52				
53				
54				
55				
56				
57				
58				
59				
60				

## Annexe F : Data sheet Récupérateur d'énergie

 <p style="text-align: center;"><b>SONATRACH</b> GASSI TOUIL PROJECT PROCESS DATA SHEET 480-GW-41-101A/B</p>		<b>OWNER's DOC. No.</b>				
		346Z-480-FA-C-41GW501				
		<b>JOB CODE</b>	<b>DOC. No.</b>	<b>REV.</b>		
		0-5353	S-480-1224-501	4		
SHEET 3 OF 7						
<b>480-GW-41-101A/B</b>						
<b>PROCESS CONDITIONS PER UNIT (CONTINUED)</b>						
1	Case B (Case 1 Winter: Normal Operation)					
2	Case	Case B (Case 1 Winter: Normal Operation)				
3	Required Duty per Unit	7.65 x 10 <sup>6</sup> x 1.1 (Note 2,3) kcal/h				
4	Heater Section	GAS SIDE                      TUBE SIDE				
5	Fluid	Turbine Exhaust Gas                      Hot Oil (Trada TC-32)				
6	Flow Rate (Note 2,3)	122,445 x 1.1 kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr			
7	Pressure Drop (Allowable)	210 mm H <sub>2</sub> O	2.5 bar			
8	Pressure Drop (Calculated)	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	By Vendor bar			
9	Avg. Flux Density, calc, bare	- kcal/hr/m <sup>2</sup>	By Vendor kcal/hr/m <sup>2</sup>			
10	Max. Allowable Inside Film Temperature	- °C	335 °C			
11	Fouling Factor	By Vendor hr-m <sup>2</sup> -°C/kcal	0.0004 hr-m <sup>2</sup> -°C/kcal			
12	<b>Inlet Conditions</b>					
13	Temperature (Note 2)	505 °C	226.4 °C			
14	Pressure	< 210 mm H <sub>2</sub> O	10.2 barg			
15	Liquid Flow (Note 3)	- kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr			
16	Gas Flow (Note 2,3,10)	122,445 x 1.1 kg/hr	- kg/hr			
17	Liquid (Sp. Gr. @ Temperature in°C)	-	0.742			
18	Mass Heat Capacity	0.273 kcal/kg°C	0.638 kcal/kg°C			
19	Thermal Conductivity	0.048 kcal/hr/m°C	0.102 kcal/hr/m°C			
20	Liquid Viscosity	- cP	0.959 cP			
21	<b>Outlet Conditions</b>					
22	Temperature	275 (Note 9) °C	261.1 °C			
23	Pressure	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	7.7 barg			
24	Liquid Flow (Note 3)	- kg/hr	336,250 x 1.1 kg/hr			
25	Gas Flow (Note 2,3,10)	122,445 x 1.1 kg/hr	- kg/hr			
26	Liquid (Sp. Gr. @ Temperature out°C)	-	0.722			
27	Mass Heat Capacity	0.261 kcal/kg°C	0.670 kcal/kg°C			
28	Thermal Conductivity	0.036 kcal/hr/m°C	0.100 kcal/hr/m°C			
29	Liquid Viscosity	- cP	0.697 cP			
30	Design Pressure	By Vendor mm H <sub>2</sub> O	24 barg			
31	Design Temperature (Note 4)	- °C	425 °C			
32	Corrosion Allowance	- mm	3.2 mm			
33	Number of Passes	By Vendor	By Vendor			
34						
35						
36						
37						
38						
39						
40						
41						
42						
43						
44						
45						
46						
47						
48						
49						
50						
51						
52						
53						
54						
55						
56						
57						
58						
59						
60						