

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب
Université -Ain-Temouchent- Belhadj Bouchaib
Faculté des Sciences de la Technologie
Département de Génie Mécanique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : Sciences de la Technologie
Filière : Génie mécanique.
Spécialité : Energétique.

Thème

Calcul du rendement et l'influence du changement des paramètres du processus sur la marche des opérations de la turbine d'expansion

Présenté Par :
Mr. Mouloud HAOUAR.

Devant le jury composé de :

Bourassia BENZAAD	Prof.	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Président
Hamidou BENZENINE	M.C.A	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Examineur
Abdelhakim DORBANE	M.A.B.	UAT.B.B (Ain Temouchent)	Encadrant

Année universitaire 2020/2021

Dédicace

Je dédie ce travail à :

*Celle qui m'a procuré le goût de la vie et le sens
de la responsabilité Grand merci à ma MÈRE*

*Celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage Grand merci à mon PÈRE.*

Mes chers frères et sœurs.

*A Toute ma famille, mes cousins, mes cousines
et mes tantes*

*A tous mes amis, et tous les gens qui m'ont aidé
et encouragé*

Mouloud

Remerciements

En premier lieu, je tiens à remercier le bon Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force d'accomplir ce travail. Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon encadreur Dr. DORBANE Abdelhakim pour son encadrement, ses conseils et l'aide qu'il m'a apporté.

À tous les enseignants qui m'ont aidé tout au long de mon étude. Je voudrais aussi exprimer toute ma gratitude à tout le personnel de l'organisation d'OHANET pour l'orientation, les conseils et le support documentaire dont ils m'ont fait profiter tout au long de mon stage.

Enfin je tiens à remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin durant mes études, en particulier ma famille.

Contexte de ce projet de fin d'étude

Dans le traitement cryogénique du gaz naturel, les turbines de détente ou les turbo-expanders ont vu leur intérêt augmenter en tant que turbines de récupération d'énergie. De plus, on ne conçoit plus certains types d'installations sans turbo-expander. Il est largement utilisé dans le traitement de gaz. Le succès de son application dans différents procédés de traitement, de séparation et de liquéfaction de gaz est principalement pour assurer une meilleure récupération des liquides (fractions condensables du gaz). Alors l'efficacité et la rentabilité d'un procédé utilisant un Turbo-Expander dépendent essentiellement de sa bonne exploitation.

Pour avoir une meilleure récupération de liquide et suite aux calculs établis, nous proposons une marche du turbo-expander avec des paramètres optimaux suite à une détente très importante en pression et en température.

D'après notre suivi de l'équipement et de ses paramètres dans les meilleures conditions, nous avons constaté que certains points doivent être suivis, parmi eux on cite :

- ❖ Étude thermodynamique sur le Turbo-Expander avec les calculs des rendements.
- ❖ L'optimisation des paramètres de fonctionnement du Turbo-Expander pour améliorer la récupération des hydrocarbures liquides.

Résumé

Dans ce travail nous avons étudié la performance du Turbo-Expander à travers une étude thermodynamique. Pour cet objectif, une combinaison entre le calcul manuel et celui numérique en utilisant le logiciel HYSYS a été adoptée. Les résultats du calcul actuel ont donné un rendement de 80% ; inférieur à celui du design 83%. Cet écart a motivé l'étude de l'influence de la variation de : la température, la pression et du débit sur le rendement de ce dernier et par conséquent sur le taux de récupération des GPL.

Les résultats obtenus ont été présentés et interprétés ; indiquant une meilleure récupération des hydrocarbures à des basses températures ; hautes pressions et avec des débits proches au design.

ملخص

في هذا العمل درسنا أداء توربو المتوسع من خلال دراسة الديناميكا الحرارية، ولهذا الغرض تم اعتماد التنسيق بين الحساب اليدوي والرقمي باستخدام البرنامج HYSYS وبالنظر إلى نتائج العملية الحسابية بالنسبة للوضع الحالي اعطت مردود 80 % أقل من 83 % بالنسبة للتصميم. هذا الاختلاف دفع بنا لدراسة تأثير التغيير في درجة الحرارة والضغط والتدفق على أداء هذا الأخير، وبالتالي على استعادة غاز البترول المسال .
تم عرض النتائج وتفسيرها مما يشير إلى إنتاج أفضل في المواد الهيدروكربونية في درجات حرارة منخفضة؛ الضغوط العالية ومعدلات التدفق المماثلة للتصميم.

Abstract

In this work we studied the performance of the Turbo-expander through a thermodynamic study.

For this purpose, a combination of manual and digital calculation using HYSYS software was adopted. The results of the current calculation yielded 80%; below design 83%. This gap motivated the study of the influence of the variation of: temperature, pressure and flow rate on the latter's performance and consequently on the recovery rate of LPG.

The results obtained have been presented and interpreted; indicating better recovery of hydrocarbons at low temperatures; High pressures and with flows close to the design.

Abréviations

CPF	Center Process Facilities
DPR	Direction de Production Régionale
DTR	Direction Transport Par Pipe
HEH	Haoudh El Hamra
MIC	Microbiologique
OTN	OHANET NORD
OTS	OHANET SUD
ASK	ASKARENE
GLT	GUELTA
TMT	TIMEDRATINE
TME	TIMEDRATINE EST
EDY	EDEYEN
ACH	ACHEB
ACW	ACHEB WEST
API	American petrol institute
ISO	International standards organization
ASTM	American Society for Testing and Materials
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
LGN	Liquide de Gaz Natural
HP	High Pressure
MP	Median Pressure
LP/BP	Low Pressure / Basse Pression
MTC	Mafi-Trench
J-T	Joule Thomson
ATE	Automatic Thrust Equalizer

Table des matières

Introduction Générale	1
Chapitre I. Généralités sur le gaz naturel.....	2
I.1 Introduction	3
I.2 Différents Types du Gaz Naturel.....	3
I.2.1 Le gaz sec.....	3
I.2.2 Le gaz humide.....	4
I.2.3 Le gaz à condensât.....	4
I.2.4 Le gaz associé.....	4
I.2.5 Gaz de charbon	4
I.2.6 Gaz de schiste	4
I.3 Propriétés et Composition du Gaz Naturel	5
I.3.1 Nature des constituants présents dans le gaz naturel	5
I.3.2 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	5
I.4 Le gaz naturel dans le monde	6
I.5 Le gaz naturel en Algérie.....	7
I.6 L'industrie gazière en Algérie	8
I.7 Utilisation et importance du gaz naturel dans la pétrochimie	9
I.7.1 Les différentes utilisations des fractions issues du gaz naturel.....	10
I.8 Les avantages du gaz naturel.....	12
I.9 Conclusion	13
Chapitre II. Exposition des sites de la région d'OHANET	14
II.1 Position géographique de la Direction Régional d'OHANET	15
II.2 Historique de la région	15
II.3 Implantation des champs d'OHANET	16
II.3.1 Les champs de production d'huile	16
II.3.2 Les installations de production	17
II.3.3 Les champs de production de Gaz	22

II.4	Conclusion	23
Chapitre III. Description de complexe CPF OHANET		24
III.1	Introduction.....	25
III.1.1	Production design	25
III.1.2	Spécification des produits.....	26
III.1.3	Comptage des produits	27
III.2	Description des unités de CPF	28
III.2.1	Description d'unités 300 et 500.....	28
III.2.2	Description des trains 100 et 200	30
III.2.3	Description d'unité de compression de gaz (unité 600)	34
III.2.4	Stockage et expédition unité 700.....	35
III.2.5	Description de l'unité 400	36
III.3	Conclusion	37
Chapitre IV. Description générale du Turbo-Expander		38
IV.1	Description générale du Turbo-Expander.....	39
IV.1.1	Introduction	39
IV.1.2	Définition des turbomachines.....	39
IV.1.3	Classification des turbomachines	39
IV.1.4	Définition du Turbo-Expander	40
IV.1.5	Utilisation du turbo-expander	40
IV.1.6	Exploitation du turbo-expander	41
IV.1.7	Principe de fonctionnement de turbo expander	42
IV.2	Description mécanique de turbo expander EC-101	42
IV.2.1	Introduction	42
IV.2.2	Les composantes principales de turbo-expander	43
IV.2.3	Système de surveillance du Turbo-expander EC-101	49
IV.2.4	La Spécification de la Machine EC-101	50
IV.3	Description d'opération de turbo-expander EC-101	51

IV.3.1	Comparaison entre vanne joule Thomson et turbo-expander	52
IV.4	Le démarrage de turbo expander EC-101	55
IV.5	Les différents paramètres à surveiller pendant la marche de l'EC-101	56
IV.6	Les facteurs qui peuvent déclencher le turbo expander EC-101	56
IV.6.1	Les facteurs internes	56
IV.6.2	Les facteurs externes	57
IV.7	Service HSE	57
IV.7.1	Présentation du système des autorisations de travail	58
IV.7.2	Le système d'arrêt d'urgence (ESD)	58
IV.7.3	Système de détection d'incendie et de fuite de gaz (FGS)	59
IV.7.4	Le système d'extinction de feu	60
IV.8	Conclusion	60
Chapitre V. Revue bibliographique sur le Turbo-Expander.....		61
V.1	Introduction	62
V.2	La présentation des travaux précédents sur le turbo-expander	62
V.3	Conclusion	68
Chapitre VI. Etude thermodynamique, calcul du rendement et simulation du TE.....		69
VI.1	Notion thermodynamique	70
VI.1.1	Evolution isentropique et réelle d'un gaz parfait	70
VI.1.2	Evolution isentropique et réelle d'un gaz réel	71
VI.2	Notions relatives au calcul de rendement	73
VI.2.1	Rendement Isentropique	73
VI.2.2	Rendement polytropique	74
VI.2.3	Rendement dans le compresseur	75
VI.2.4	Méthode de calcul des enthalpies et des entropies	77
VI.3	Calcul de rendement de la machine EC-101	78
VI.3.1	Les paramètres et la composition du gaz de process	78
VI.3.2	Calcul des entropies et enthalpies à l'entrée du Turbo-Expander	79

VI.3.3	Calcul des enthalpies isentropique à la sortie de turbo-expander :.....	80
VI.3.4	Calcul de flash sortie Turbo-Expander.....	80
VI.3.5	Calcul des entropies et enthalpies à la sortie du turbo-expander.....	81
VI.3.6	Calcul de rendement polytropique.....	83
VI.4	Impact des paramètres critiques sur la récupération des LGN	86
VI.4.1	Impact de pression d'aspiration de la machine EC-101	86
VI.4.2	Impact de débit de gaz de recyclage de la machine EC-101	87
VI.5	Conclusion	88
Conclusion générale		89
Références		90
Annexe.....		92

Liste des figures

Figure I-1 : Réserves de gaz naturel prouvées à la fin de l'année 2011.	7
Figure I-2 : La production du gaz naturel en Algérie.	9
Figure I-3 : Constituants des effluents de puits et des produits issus des installations de traitement.	12
Figure II-1 : Carte de localisation géographique de La région d'Ohanet.....	15
Figure II-2 : l'implantation des puits d'OHANET.	22
Figure II-3 : Block Flow Diagram de CPF Ohanet.....	23
Figure III-1 : Unité de séparation.	29
Figure III-2 : Unité de décarbonatation.....	30
Figure III-3 : Schéma présente le principe de déshydratation.	31
Figure III-4 : Schéma présente le procédé de refroidissement par détente.	32
Figure III-5 : Stabilisateur condensat T-103.....	33
Figure III-6 : Schéma présente le procédé de production de GPL et de condensat.	34
Figure III-7 : Stockage et expédition de GPL.	35
Figure III-8 : Le stockage et l'expédition de condensat.	36
Figure IV-1 : Principe de fonctionnement de turbo expander.....	42
Figure IV-2 : Schéma présente le principe de fonctionnement de turbo expander.	43
Figure IV-3 : Schéma présente les différentes composantes de turbo expander.	43
Figure IV-4 : Schéma des IGV d'entrée de turbo expander.	44
Figure IV-5 : les roues d'expander compresseur.	45
Figure IV-6 : Arbre d'entraînement.	45
Figure IV-7 : le labyrinthe de l'arbre sur les deux cotés (expander –compresseur).....	46
Figure IV-8 : les paliers avec un mur de chaleur (entretoise).....	46
Figure IV-9 : Schéma présente le principe de fonctionnement de l'égalisateur automatique de poussé.	47
Figure IV-10 : les circuits des systèmes d'huile de lubrification et de gaz d'étanchéité.	48
Figure IV-11 (a , b) : système de contrôle de pompage.	50

Figure IV-12 : le procédé de refroidissement de turbo expander.....	52
Figure IV-13 : L'enveloppe de phase de gaz naturel.	53
Figure IV-14 : La variation d'enthalpie et entropie en fonction de pression et température.	53
Figure V-1 : Les plans d'installation de production du G-T-L.....	63
Figure V-2 : Schéma présente le principe de fonctionnement de turbo-expander.....	66
Figure V-3 : Schéma synoptique d'un groupe thermique.	67
Figure VI-1 : Diagramme H-S coté expander.	72
Figure VI-2 : Diagramme H-S coté compresseur.....	76
Figure VI-3 : Variation de l'entropie en fonction de la température $S = f(T)$.....	82
Figure VI-4 : Variation de l'enthalpie en fonction de la température $\Delta H = f(T)$.....	82
Figure VI-5 : La simulation à l'aide Aspen HYSYS.	84
Figure VI-6 : La variation de rendement de la machine EC-101 en fonction de la température de sortie.....	85
Figure VI-7 : Influence de la pression du gaz sur la récupération de LGN.....	86
Figure VI-8 : Influence du gaz de recyclage sur la récupération du liquide LGN.....	87

Liste des tableaux

Tableau IV-1 : Les conditions de fonctionnement du turbo-expander EC-101.	50
Tableau IV-2 : Comparaison entre vanne joule Thomson et turbo-expander	54
Tableau V-1 : La composition du gaz d'alimentation de l'expander.	78
Tableau V-2 : L'enthalpie et l'entropie à l'entrée de T.E à (T = -24.5°C, P = 57 bar).	79
Tableau V-3 : L'enthalpie et l'entropie à la sortie de T.E à (T = -72.8°C, P = 16.6 bar).	80
Tableau V-4 : Les résultats des compositions liquides et vapeurs.	81
Tableau V-5 : Valeurs des entropies et enthalpies à l'entrée et à la sortie de TE.	81
Tableau V-6 : La composition du gaz dans l'entrée et la sortie de la machine EC-101.	84
Tableau V-7 : Les résultats à l'aide d'une simulation sur Aspen HYSYS.	84
Tableau V-8 : Le rendement isentropique et polytropique de la machine EC-101.	85
Tableau V-9 : La variation de débit de liquide récupéré en fonction de pression de gaz entrée dans l'expander.	86
Tableau V-10 : La variation du débit des liquides récupérés en fonction du débit de gaz de recyclage entré dans l'expander.	87

Introduction Générale

Il est bien connu que le secteur des hydrocarbures joue un rôle important dans notre pays. En effet, il constitue aujourd'hui un axe important du développement économique par les revenus qu'il génère. Ce secteur constitue l'unique source d'approvisionnement en énergie du marché, mais il représente surtout près de 97% des recettes en devises du pays.

Actuellement, le gaz brut joue un rôle énergétique croissant ; l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan environnemental favorisent son utilisation, notamment dans des secteurs à forte valeur ajoutée comme l'industrie de précision et la production d'électricité.

Étant donné que l'Algérie est un pays producteur du gaz, le but de l'usine d'OHANET est de traiter du gaz brut afin de récupérer le maximum de GPL et de condensat.

Parmi les installations importantes consacrées à ce traitement, la turbine de détente appelée communément "Turbo-expander", constitue les dispositifs retenus pour assurer la détente du gaz brut nécessaire pour la séparation des hydrocarbures lourds.

Dans le cadre de notre projet de fin d'études réalisé au sein de la région OHANET, on s'est orienté vers l'étude de ces machines. Donc, l'objectif principal de ce travail est de faire une étude sur le Turbo-expander.

Ce manuscrit est divisé en deux parties principales : la première est théorique. Tandis que la seconde regroupe des calculs effectués et des résultats obtenus sur le Turbo-expander.

Dans ce qui suit, on présentera successivement les chapitres de ces deux parties :

Dans le premier chapitre, on a regroupé des généralités sur le gaz naturel. Le deuxième chapitre présente la région d'OHANET qui fait l'objet de cette étude. Tandis que le troisième chapitre s'intéresse à présenter le processus de traitement de gaz dans l'usine en décrivant les différentes unités de CPF (Center Process Facilities). La machine étudiée à savoir : Le Turbo-Expander fait l'objet du quatrième chapitre. Le cinquième chapitre rassemble les calculs, les résultats, la simulation sur **Aspen HYSYS** de l'unité du Turbo-Expander et leurs interprétations. Et à la fin, nous avons clôturé notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I. Généralités sur le gaz naturel

Dans ce chapitre, nous avons entamé une revue bibliographique présentant l'état ainsi que des généralités sur le gaz naturel.

Sommaire

Chapitre I. Généralités sur le gaz naturel	2
I.1 Introduction	3
I.2 Différents Types du Gaz Naturel.....	3
I.2.1 Le gaz sec.....	3
I.2.2 Le gaz humide.....	4
I.2.3 Le gaz à condensât.....	4
I.2.4 Le gaz associé	4
I.2.5 Gaz de charbon	4
I.2.6 Gaz de schiste	4
I.3 Propriétés et Composition du Gaz Naturel	5
I.3.1 Nature des constituants présents dans le gaz naturel	5
I.3.2 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	5
I.4 Le gaz naturel dans le monde	6
I.5 Le gaz naturel en Algérie.....	7
I.6 L'industrie gazière en Algérie	8
I.7 Utilisation et importance du gaz naturel dans la pétrochimie	9
I.7.1 Les différentes utilisations des fractions issues du gaz naturel.....	10
I.8 Les avantages du gaz naturel	12
I.9 Conclusion.....	13

I.1 Introduction

Un hydrocarbure est un composé organique contenant exclusivement des atomes de carbone « C » et d'hydrogène « H » ; il possède en conséquence une formule brute de type ; $C_n H_m$ où n et m sont des entiers naturels.

On distingue les hydrocarbures saturés (les alcanes), des hydrocarbures possédant une ou plusieurs insaturations (les alcènes, les alcynes, et les composés aromatiques). On peut également faire la distinction entre les hydrocarbures linéaires ou ramifiés. Ils sont inflammables et ne se mélangent pas avec l'eau et on s'en sert pour faire marcher les moteurs.

Le gaz naturel est un combustible fossile, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures présents naturellement dans des roches poreuses sous forme gazeuse. Avec 23% de l'énergie consommée en 2005, le gaz naturel est la 3^{ème} source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole (37% en 2005).L'utilisation du gaz naturel dans l'industrie, les usages domestiques puis la production d'électricité se sont développés rapidement depuis les années 1970 et étaient sur le point de devancer le charbon.

I.2 Différents Types du Gaz Naturel

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, un substitut renouvelable.^[A]

I.2.1 Le gaz sec

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

^[A] Documentation OHANET (SDTM, PFD, et PID).

I.2.2 Le gaz humide

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

I.2.3 Le gaz à condensât

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

I.2.4 Le gaz associé

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue une perte de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile. Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valorisée.

I.2.5 Gaz de charbon

Le charbon contient naturellement du méthane et du CO₂ dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présente sur la sécurité des mineurs - il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom de grisou. Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux États-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploitées de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane.

I.2.6 Gaz de schiste

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais, comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir. La seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile.

I.3 Propriétés et Composition du Gaz Naturel

I.3.1 Nature des constituants présents dans le gaz naturel

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures ; éthane, propane, butane, pentane, et à des concentrations plus faibles, des hydrocarbures plus lourds. Les hydrocarbures en C₃ et C₄ forment la fraction GPL (gaz du pétrole liquéfié). La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C₅⁺) est appelée condensat.

Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que les hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides ; dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré, ainsi que de l'azote, de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic). ^[B]

I.3.2 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

Le gaz naturel autant qu'une source d'énergie est l'une des matières premières qui ont permis la diffusion du progrès économique et social. A ce stade d'exploitation, il doit être caractérisé par les propriétés suivantes ;

I.3.2.1 Densité et masse volumique

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en Kg/m³. elle est fonction de la température et de la pression.

- Le volume massique représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m³/Kg.
- La densité d'un gaz est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standard.

^[B] Documentation *IFP TRINNING* le process de la liquéfaction manuel de formation cours EXP-PR-PR160 Révision 0.1.

I.3.2.2 Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en J/m^3 .

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique ;

- A. Pouvoir calorifique supérieur (PCS) ; C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.
- B. Pouvoir calorifique inférieur (PCI) ; C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

I.4 Le gaz naturel dans le monde

Depuis le début des années 70, le gaz naturel a pris sa place dans les politiques de diversification énergétique qui ont été mises en œuvre dans les pays industrialisés et dans de nombreux pays en voie de développement et sa place s'élargit dans la demande d'énergie primaire et sa production mondiale devrait encore largement progresser pendant le siècle prochain.

Les principales réserves de gaz se trouvent au moyen orient et en Russie ^[E] ;

- * 23.9% des réserves de gaz sont en Russie ;
- * 15.8% en Iran ;
- * 13.5% au Qatar.

^[E] CHOUIHA Hicham, MANSOURI Abd Elmalek, ' Study the Performance of TurboExpander (Expander)', Mémoire Master 2, université ouargla, 2015.

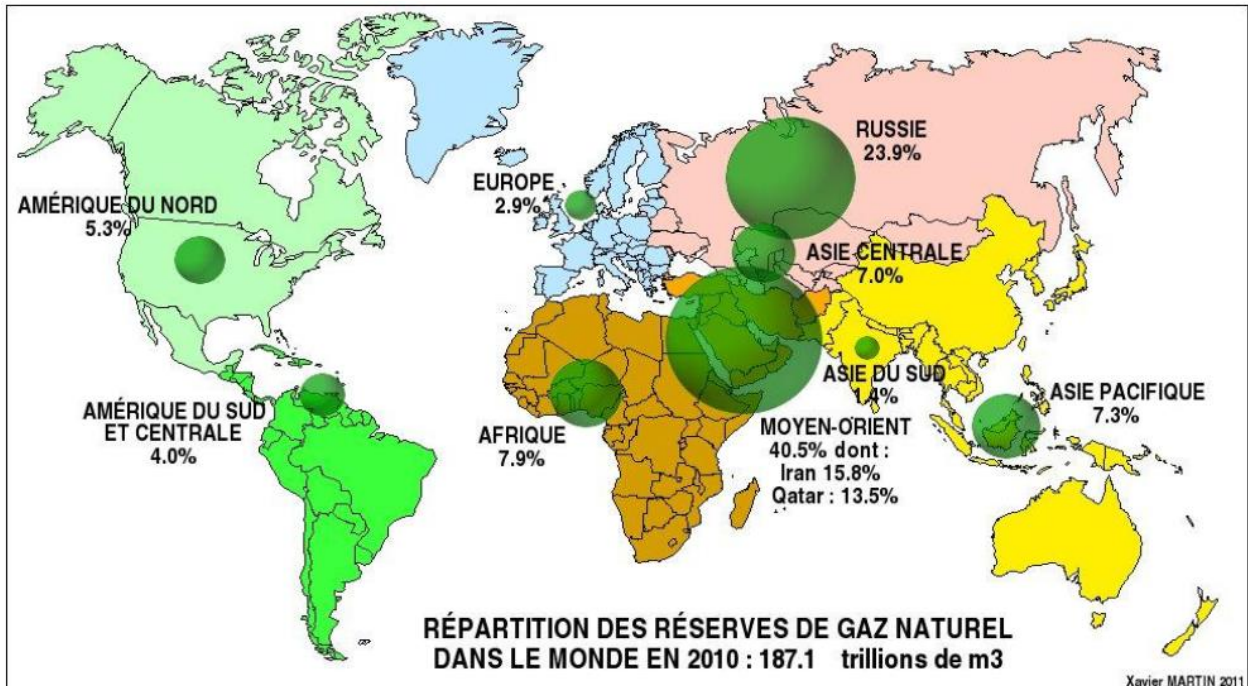


Figure I-1 : Réserves de gaz naturel prouvées à la fin de l'année 2011.

I.5 Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie figure parmi les trois principaux fournisseurs de gaz de l'Europe aux cotés de la Russie et de la Norvège. Actuellement plus de 95% des exportations algériennes de gaz sont destinées à l'Europe et plus particulièrement près de 40% en direction de l'Italie.

Les approvisionnements de l'Europe en gaz naturel algérien ont représenté en 2003 près de 20% .L'Algérie assure actuellement 30% des importations européennes en gaz naturel. Ainsi, l'Algérie deviendra dans les prochaines années le second plus grand fournisseur de gaz de l'UE après la Russie. Le rôle de l'Algérie se renforcera considérablement dans ce domaine pour devenir un partenaire hautement stratégique et incontournable de l'Union Européenne. ^[C]

^[C] TOUTAH Dahmane, 'Le procédé de traitement de gaz par le turbo-expander' Rapport de Stage pratique de fin de formation.

I.6 L'industrie gazière en Algérie

De récentes découvertes de gaz et également de pétrole et les plans mis en route concernent de nouveaux forages de prospection. Les estimations des réserves de gaz et de pétrole sont appelées à croître considérablement dans les années à venir.

La production commerciale de gaz naturel en Algérie a commencé en 1961. En 1997, la production Algérienne de gaz naturel a dépassé pour la première fois celle de pétrole brut. L'Algérie a produit 82 milliards de m³ de gaz naturel en 2004 soit le cinquième rang dans la production mondiale et le premier parmi les pays membres de l'OPEP. Cette production a constitué 54% de la production totale d'hydrocarbures en Algérie.

L'Algérie a consommé 20 Mrd m³ de gaz naturel en 2002, soit quelque 26% de sa production. Le gouvernement a encouragé l'utilisation domestique du gaz naturel, ce qui a représenté 63% de la consommation totale d'énergie du pays en 2002.

L'Algérie devra s'attendre à une croissance prononcée de ses exportations en hydrocarbures dans les années prochaines. L'Algérie tend à étendre davantage son commerce de gaz naturel et elle est active dans la quête d'investissements étrangers dans ce secteur. Afin d'augmenter la production des champs de gaz naturel associé, le gouvernement algérien a annoncé l'interdiction du torchage de gaz naturel à partir de 2010.

L'Algérie est un pays exportateur de gaz naturel important. Elle est membre fondateur du Forum des pays exportateurs de gaz qui est constitué par un groupe de 15 pays producteurs de gaz, créé à Téhéran en mai 2000.

L'Algérie exporte du gaz vers ses principaux clients que sont l'Europe et les Etats-Unis d'Amérique. Elle a fourni un cinquième des importations de l'UE en gaz naturel en 2000, soit la seconde position derrière la Russie.

L'Algérie espère augmenter considérablement sa capacité de production de gaz au cours des quelques années à venir, et cela en attirant plus d'investissements étrangers. L'objectif du gouvernement algérien est de doubler le nombre des compagnies en service en Algérie, restructurer l'industrie locale de gaz et de pétrole et de mettre en place de nouveaux organismes de réglementation.

L'Algérie dispose d'une large capacité de raffinage (450 000 b/j) répartie entre les raffineries de Skikda (300 000 b/j), Arzew (60 000 b/j), Alger (60 000 b/j) et Hassi Messaoud (30 000

b/j). Trois projets de raffineries sont mis en œuvre, la première implantée à Skikda (5 Mt/an), la deuxième à Adrar (600 000 t/an de pétrole brut à partir des gisements de SBAA) entrée en production en mai dernier est exploitée par la société chinoise, SORALCHIN SPA, à hauteur de 70% des actions et la SONATRACH 30% et enfin la troisième à Tiaret. Une quatrième raffinerie, Actuellement en phase de maturation est prévue dans la future zone industrielle de Beni Saf.

La Figure I-2 présente le graphe suivant qui montre la production du gaz naturel en Algérie ; ^[C]

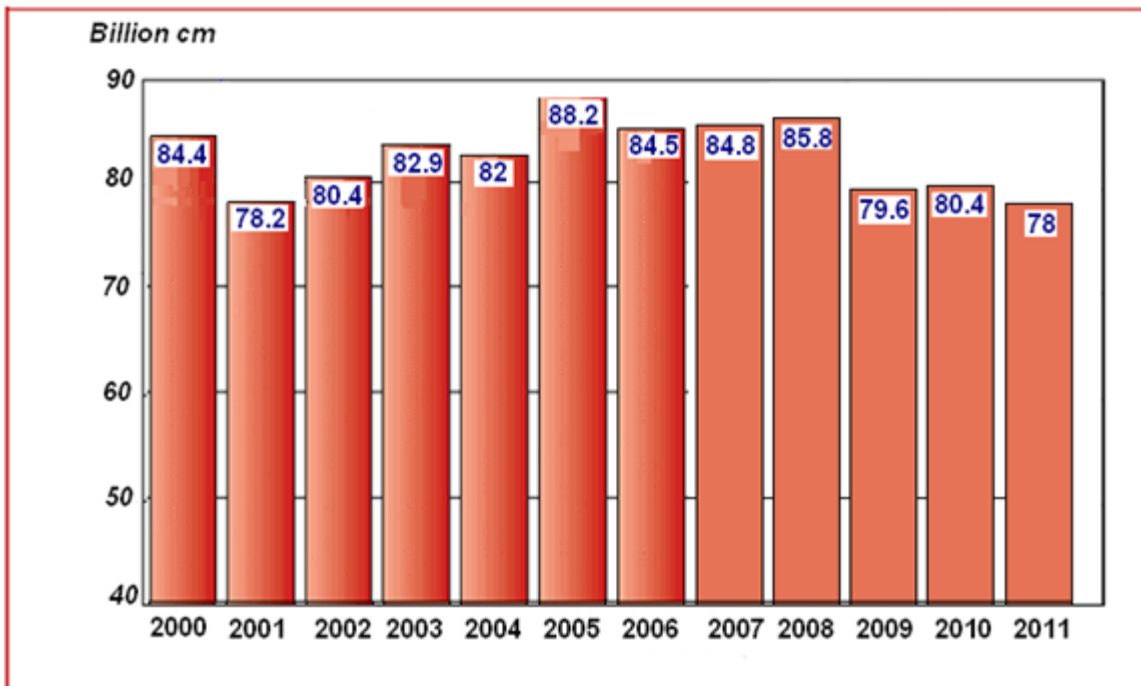


Figure I-2 : La production du gaz naturel en Algérie.

I.7 Utilisation et importance du gaz naturel dans la pétrochimie

Le développement rapide de l'industrie pétrochimique moderne est dû principalement à l'utilisation comme matière première des oléfines à bas poids moléculaires, telles que l'éthylène, le propylène, l'iso-butylène et le n-butylène. Plus tard les amylènes et ensuite le méthane, l'éthane, le propane, le butane et le pentane ont servi de matières premières chimiques.

Le gaz naturel étant le produit principal des gisements gaziers consiste essentiellement en méthane et autres hydrocarbures gazeux ainsi qu'en proportion très limitée de gaz inertes et de gaz

^[C] TOUTAH Dahmane, 'Le procédé de traitement de gaz par le turbo-expander' Rapport de Stage pratique de fin de formation.

rare ; d'autre part la synthèse pétrochimique ouvre la voie à la production d'une foule de dérivés hydro-carboniques, les hydrocarbures individuels ou les coupes étroites retirées à partir du gaz naturel, subissent des transformations tout à fait différentes.

I.7.1 Les différentes utilisations des fractions issues du gaz naturel

I.7.1.1 Le gaz sec

Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de productions. Le gaz sec est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

A. Le méthane : On peut le mettre en évidence dans le gaz naturel et/ou le gaz associé. Les divers procédés de sa transformation chimique ont d'abord été étudiés puis utilisés industriellement. L'un des plus perspectives par les voies qu'il offre est le procédé d'oxydation du méthane amenant au mélange de formol, de méthanol et l'aldéhyde acétique. Par pyrolyse ou bien par déshydrogénation il se transforme en acétylène, noir de carbone et hydrogène. La conversion du méthane par vapeur d'eau ou bien par le mélange de la vapeur d'eau et de l'oxygène fournit le gaz de synthèse ($\text{CO} + \text{H}_2$), qui est le point de départ de très nombreuses synthèses. On peut alors, si besoin est, les séparer aisément en oxyde de carbone et en hydrogène qui sont employés dans les hydrogénations et surtout pour la synthèse de l'ammoniac, qui à son tour est utilisé pour la fabrication des matières plastiques et des engrais précieux.

Le procédé de chloration de méthane réalisé au stade industriel sert à la fabrication de chlorure de méthyle, de chloroforme et de tétrachlorure de carbone. La nitration du méthane donne naissance au nitro-méthane employé comme solvant pour la fabrication des laques différents.

B. L'éthane ; La pyrolyse de l'éthane fournit l'éthylène qui est l'une des matières premières aboutissant à l'oxyde d'éthylène, à l'éthanol, au polyéthylène, au styrol etc. La réaction de la pyrolyse oxydative de l'éthane fournit l'acétylène et celle de chloration permet de produire le chlorure d'éthane servant à la production de tétra-éthyle-plomb, des alcools et des matières plastiques, tandis que la réaction de nitration est utilisée dans la fabrication de nitro-éthane et de nitro-méthane largement applicable comme solvant.

I.7.1.2 Le GPL dans la pétrochimie

La demande pétrochimique globale du GPL enregistre un taux de croissance de l'ordre de 10%. Il est utilisé dans ce domaine comme charge de vapocraqueur afin d'obtenir des oléfines.

En Algérie cette activité présente le double avantage de permettre la production des produits nécessaires à la consommation interne ainsi que pour l'exportation.

A. Propane ; Le propane est oxydé en acétaldéhyde, formaldéhyde, acide acétique et acétone. Lors de la pyrolyse du propane il se forme l'éthylène et propylène, tandis que le nitro-méthane, le nitro-éthane et le nitro-propane sont issus de la réaction de nitration. Les produits de chloruration n'ont pas trouvé jusqu'à présent d'application industrielle et portant il est bien connu que le propane, à côté de méthane et d'éthane, est utilisé dans la fabrication de l'acétylène. La figure «3» résume les principales transformations de propane.

B. n-butane ; On l'utilise pour produire de nombreuses oléfines, comme l'éthylène, propylène, divers butylènes ou bien acétylène et butadiène Figure I-3. Le n-butane s'oxyde en donnant l'acétaldéhyde, l'acide acétique, le formaldéhyde, l'acétone ...etc. lors de la nitration du butane, on obtient les nitro-butanes -1 et -2. L'isomérisation du butane le transforme en isobutane.

C. Isobutane ; L'isobutane intervient dans de 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.

I.7.1.3 Le condensât

La particularité du condensât réside dans son utilisation dans deux secteurs industriels entièrement déconnectés, le raffinage et la pétrochimie.

Cette bivalence confère à ce produit une valeur différente par secteur d'utilisation, qui représente en fait un coût d'opportunité par rapport à la charge classique, dans une raffinerie ou un craqueur pétrochimique. En plus de cette diversification d'utilisation finale, le marché de destination intervient également dans la définition de ce coût. La valorisation du condensât, se fait principalement dans le domaine de la pétrochimie, secteur où la demande est très soutenue. Le vapocraquage est ainsi la principale voie de valorisation pour la production d'oléfine.

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 aromatiques, qui se transforment en Poly-aromatiques lors de vapocraquage. ^[B]

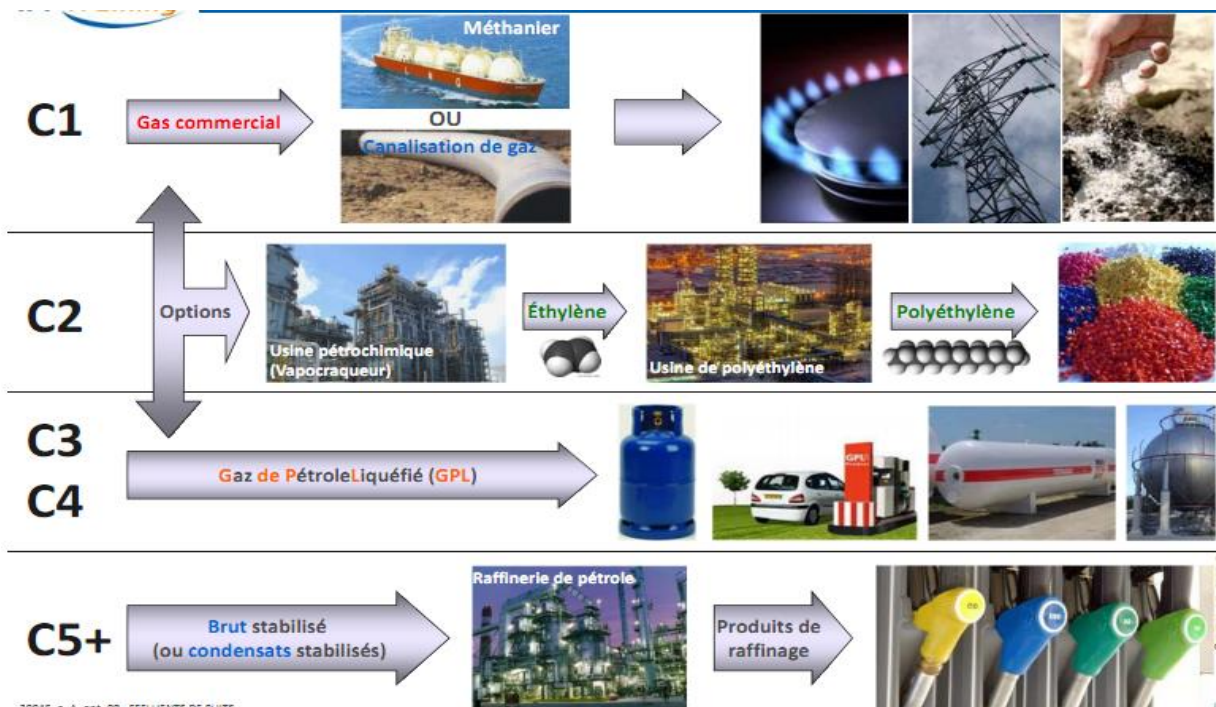


Figure I-3 : Constituants des effluents de puits et des produits issus des installations de traitement.

I.8 Les avantages du gaz naturel

- Le gaz naturel est fréquemment présenté comme énergie idéale du futur. De fait, il présente un certain nombre d'avantages ;
- Il est peu cher pour l'instant.
- Il est relativement abondant ; les estimations des réserves prouvées oscillent entre 65 et 100 ans de production au rythme actuel de consommation.
- Il est mieux réparti à la surface du globe que le pétrole, lequel a ses réserves massivement concentrées dans les pays du Moyen Orient.
- Il contient moins de composants mineurs produisant de la pollution locale (soufre, particules, métaux lourds, etc.) que le pétrole ou le charbon.

^[B] Documentation *IFP TRINNING* le process de la liquéfaction manuel de formation cours EXP-PR-PR160 Révision 0.1.

- Il contient moins de carbone par unité de masse que les produits pétroliers, et sa combustion provoque donc moins d'émissions de CO₂ (gaz à effet de serre).

Mais en faire la solution à tous nos problèmes serait aller un peu vite en besogne.

I.9 Conclusion

Les hydrocarbures représentent 98% des exportations de l'Algérie. Or l'Algérie détient seulement 2,2% des réserves mondiales prouvées de gaz naturel, et en matière d'exploitation, le taux de récupération du gaz est environ seulement 60% en moyenne. Les produits semi finis et finis pétrochimiques étant soumis à une rude concurrence et les segments contrôlés au niveau mondial par quelques firmes, l'Algérie n'ayant pas, par ailleurs, investi à temps dans ces filières, contrairement à bon nombre de pays du Golfe.

Suite à toutes ces données, l'Algérie n'a pas intérêt d'accumuler encore de retard dans le mouvement mondial d'énergie et devra explorer tous les blocs non prouvés et commencer le plus rapidement possible le développement et l'exploitation des réserves qui sont déjà prouvés. Concernant notre bloc d'étude, il s'agit d'un réservoir gazier non conventionnel situé dans une zone saharienne hyper aride caractérisée par un gradient de température très grand et un vent continu à longueur d'année. Le procédé proposé : c'est l'unité de traitement du gaz naturel dans le but de traiter un débit de 20 MSm³/jour de gaz brut et de produire de gaz de vente et du condensat.

Chapitre II. Exposition des sites de la région d’OHANET

Le deuxième chapitre présente la situation géologique du champ OHANET et un aperçu historique sur la construction de projet.

Sommaire

Chapitre II. Exposition des sites de la région d’OHANET	14
II.1 Position géographique de la Direction Régional d’OHANET	15
II.2 Historique de la région	15
II.3 Implantation des champs d’OHANET	16
II.3.1 Les champs de production d’huile	16
II.3.2 Les installations de production	17
II.3.3 Les champs de production de Gaz	22
II.4 Conclusion	23

II.1 Position géographique de la Direction Régional d’OHANET

La région d’Ohanet est située à 1500 Km au Sud-Est d’Alger, à 700 Km au Sud-Est de Ouargla sur le plateau de Tinhert et à 360 Km au Nord-Est d’Illizi (chef-lieu de la wilaya), dont elle relève administrativement et elle est à 120 Km au Nord-Ouest d’In Amenas (chef-lieu de daïra).^[A]

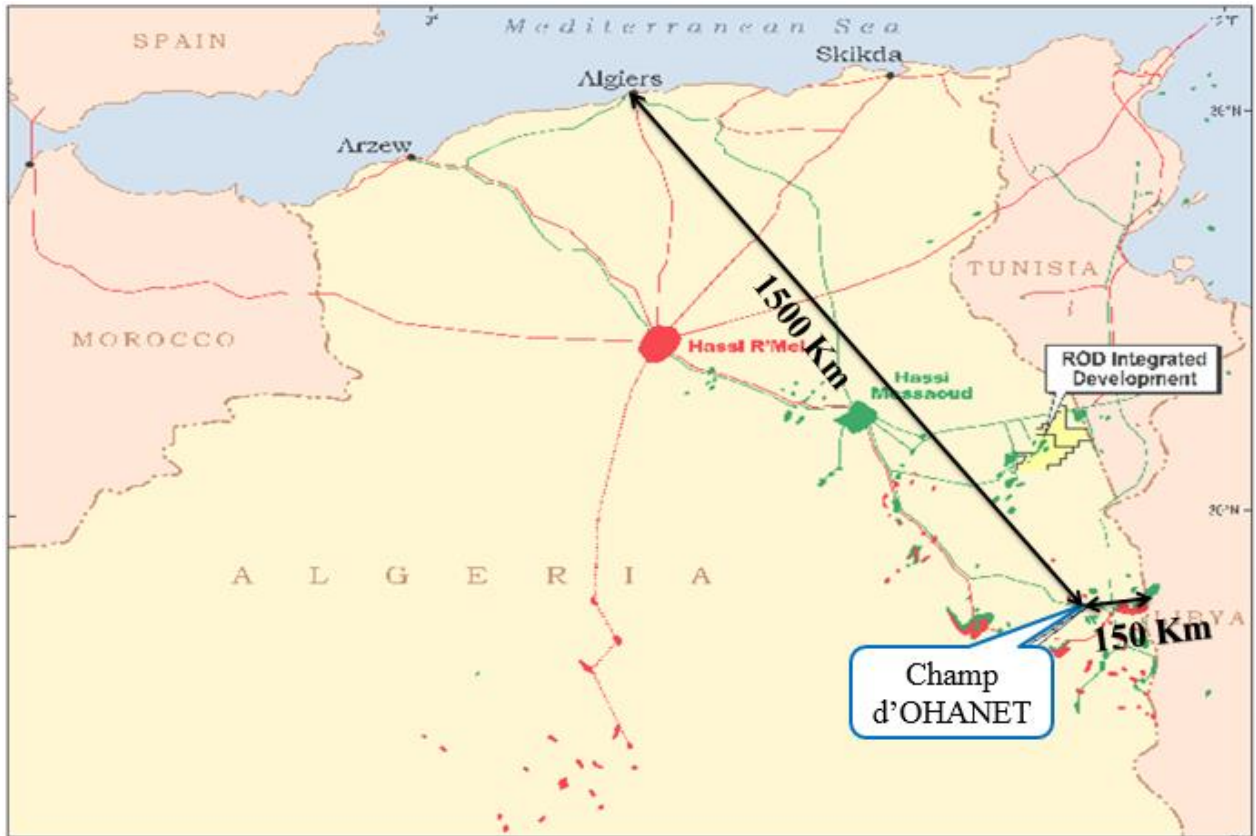


Figure II-1 : Carte de localisation géographique de La région d’Ohanet.

II.2 Historique de la région

La direction régionale Ohanet a été créée en 1977, suite à la décentralisation de l’ancien district d’In Aménas. Les plus importantes tâches essentielles dévolues à la direction régionale sont;

- La conduite des opérations de production du pétrole brut avec les supports techniques et logistiques propres à la région.
- Le suivi et la réalisation des travaux de développement des différents gisements.

^[A] Documentation OHANET (SDTM, PFD, et PID).

- La gestion et l'exploitation des champs pétroliers rattachés à la région ;
 - Champ d'Ohanet Nord et Sud.
 - Champ de Timedratine et Timedratine Est.
 - Champ d'Acheb, Acheb West et Kreb.
 - Champ d'Askarène.
 - Champ de Guelta.
 - Champ d'Edeyen.

Certains de ces champs sont priorité de SONATRACH (Ohanet) ; Askarène, Guelta, Tamadanet et Tamadanet Nord, Timedratine et Timedratine Est, Acheb, Acheb West....

Comme il existe d'autres qui sont revenus à la compagnie BHP Billiton ; Ohanet, In Adaoui et Dimeta West.

II.3 Implantation des champs d'OHANET

Découvert en 1960 par l'intermédiaire du forage du puits Ohanet 101, foré par la compagnie d'exploitation pétrolière (CEP), il est divisé en deux parties, la partie nord exploitée par (CEP) et la partie sud par (CREPS). Il été mis en exploitation en février 1960.

La structure s'étale sur 18 Km de long et 4 Km de large dont 24 Km² sont imprégnés d'huile.

II.3.1 Les champs de production d'huile

L'exploitation des gisements d'huile des différents champs Ohanet (OTN, ASK, GLT, TMT, TME, ACH, ACW et EDY), se fait selon les opérations chronologiques suivantes détaillées ci-après ;

- 1 - La collecte de la production ;
- 2 - La séparation ;
- 3 - Le stockage ;
- 4 - L'expédition.

II.3.1.1 Collecte de la production

Les puits forés sont reliés individuellement au manifold du centre de séparation par des canalisations appropriées permettant l'acheminement de la production.

L'ensemble de ces canalisations constitue le réseau de collectes de type liaison individuelle.

II.3.1.2 Séparation

L'effluent venant du manifold passe par des batteries de séparation à deux (02) étages, où il séjourne pendant le temps nécessaire (temps de rétention 2 à 3 min) qui permet aux différents produits qui le composent de se séparer par différence de densité.

A la sortie des séparateurs le gaz et l'eau sont collectés et dirigés vers le bournier où le gaz est brûlé, l'huile est canalisée vers le stockage.

II.3.1.3 Stockage

L'huile est stockée pendant le temps qu'il faut pour avoir une huile anhydre (minimum 48 heures) dans des bacs à toits fixes équipés de tous les accessoires et fonctionnant à la pression atmosphérique. Les installations annexes liées aux bacs comprennent ; une réserve d'eau, une réserve de mousse, une réserve de sécurité d'eau et mousse et un système de pompage.

II.3.1.4 Expédition

L'expédition de l'huile stockée au niveau d'Ohanet Nord vers HEH se fait par gravité suite à la différence d'altitude qui existe entre Ohanet (565 m) et HEH (159 m).

Elle constitue une exception par rapport aux expéditions des autres champs de la région qui demandent une source d'énergie et un système de pompage adéquat.

II.3.2 Les installations de production

II.3.2.1 Centre de séparation et stockage Ohanet

Elle est chargée de l'exploitation des installations de production d'huile de deux champs Ohanet Nord et Sud (OTN et OTS). La production des différents centres est acheminée vers le centre de stockage d'OTN pour être expédiée.

- La production journalière actuelle est de 32 m³/j
- Les principaux équipements de centre sont ;
 - Ohanet Nord ;
 - ✓ 01 Manifolds de 15 éléments.
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP6/BP6 (12 / 1.2 bar).
 - ✓ 01 Batterie test HP/MP.

- ✓ 01 Bac de test 50 m³.
- ✓ 02 Scrubbers (13 bar) du gaz instrument pour les vannes.
- ✓ 01 Scrubber (13 bar) du gaz pilote pour la turbine.
- Ohanet Sud ;
 - ✓ 01 Manifolds de 15 éléments.
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP2/BP (12/ 1.2 bar).
 - ✓ 02 Scrubbers (13 bar) du gaz pilot pour la turbine.
 - ✓ 01 Scrubbers (13 bar) du gaz instrument pour les vannes.
 - ✓ 01 Séparateur collectif HP (14 bar).
 - ✓ 02 Turbine à gaz Solar (Régénérateur électrique).
 - ✓ 02 Scrubbers pour le gaz pilote de turbines.
 - ✓ 01 séparateur pour le gaz pilote de turbines.
 - ✓ 04 bacs de stockage à toit fixe (5000 m³).
 - ✓ 02 bacs de stockage à toit fixe (3500 m³).
 - ✓ 02 gares racleur aux arrivés GLT, ASK, et TMT, TME.
 - ✓ 01 pompe doseuse Texteam.

II.3.2.2 Timedratine & Timedratine Est

Située à 30 km au sud du champ d'Ohanet, il fut découvert vers la fin de 1964, la production débuter en juillet 1965.

A. unité de traitement ;

- Capacité de production actuelle de TMT ; 90 m³/ j (mois de juin)
- Capacité de production actuelle TME ; 63 m³/ j (mois de juin)
- Principales installations ;

- Centre TMT ;
 - ✓ 01 Manifold de 22 éléments
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP (10 / 1,5 bars)
 - ✓ 01 Batterie de séparation MP/BP (4 / 1,5 bars)
 - ✓ 01 Batterie de séparation test
 - ✓ 01 Bac test de 50 m³
 - ✓ 02 Bacs tampon de pétrole brut de 75 m³
 - ✓ 03 Pompes à gaz Burton d'expédition (42 ARO)

- ✓ 01 Groupe électrogène AIR MAIN 30Kva
- ✓ 01 Atelier instrumentation 26 m²
- ✓ 01 Atelier mécanique 27 m²
- ✓ 01 Baraque kitchenette 09 m²
- ✓ 01 Baraque 18 m² abritant deux (02) bureaux pour opérateurs et contremaître.
- Centre TME ;
 - ✓ 01 Manifold de 06 éléments
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP
 - ✓ 01 Séparateur test
 - ✓ 01 Bac tampon de pétrole brut de 35 m³
 - ✓ 01 Pompe à gaz Burton d'expédition.

B. Stockage de brut ;

La production d'huile est évacuée du centre de Timédratine vers le centre de stockage OTN par trois pompes à gaz Burton 42 ARO dans un pipe Ø 8'' longueur 28100 m.

II.3.2.3 Acheb (Acheb Oust-Krebb)

Le champ de acheb a été découvert en 1963, situé à 40 km au sud-est d'Ohanet et 50 km au nord-ouest d'in amenas.

A. Centre de séparation et stockage acheb ;

- Capacité de production actuelle ; 132 m³/j (mois de juin)
- Capacité de stockage ; 4200 m³ (02 Bacs à toit fixe de 2100 m³ chacun)
- Date de mise en production ; 1966
- Principales installations ;

- ✓ 01 Manifold de 04 éléments
- ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP
- ✓ 02 Bacs de stockage de pétrole brut de 2100 m³ chacun
- ✓ Pompe à gaz Burton d'expédition (388 SAR)
- ✓ 01 Groupe de pompage d'expédition (Diesel BDN DV 6)
- ✓ 01 Electropompe d'expédition (Guinard)
- ✓ 01 Groupe électrogène PHILIPINI 63 KVA
- ✓ 01 Groupe électrogène Air man 30Kva

- ✓ 01 Groupe électrogène GESAN 60Kva
- ✓ 01 Réseau de sécurité
- ✓ 01 Bac d'eau de sécurité de 160 m³
- ✓ 01 motopompe de sécurité
- ✓ 01 Cabine opérateurs 14 m²

B. Centre de séparation aheb ouest ;

- Capacité de production actuelle ; 297 m³/j (mois de juin)
- Date de mise en production ; 1966
- Principales installations ;
 - ✓ 01 Manifold de 08 éléments
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP (14 / 7 bar)
 - ✓ 01 Batterie test.

II.3.2.4 Askarene

Le centre de séparation d'Askarene situé à 10 km à l'Est d'Ohanet, construit en 1962, est composé d'une unité de traitement d'huile et d'un manifold arrivée des puits.

A. Unité de traitement ;

- Procédé Utilisé ; Traitement primaire des hydrocarbures (Voir schéma de procédé centre de séparation Askarène)
- Capacité de production (traitement) ; 1200 m³/j
- Capacité de production actuelle ; 58 m³/j (mois de juin)
- Principales installations ;
 - ✓ 01 Manifold de 12 éléments
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP (0 / 3.8 bars)
 - ✓ 01 Séparateur test
 - ✓ 01 Chambre de mesure 500 l

B. Stockage de brut ; La production d'huile du champ d'Askarène, est évacuée vers Ohanet sous l'effet de la pression de séparation à travers une pipe 10'' où elle est stockée dans le centre de stockage d'huile d'Ohanet.

II.3.2.5 Guelta

Le centre de séparation De Guelta se trouve à environ 30 Km à l'Est du champ d'Ohanet, construit en 1962, est composé d'une unité de traitement d'huile, d'un manifold arrivée des puits et d'une pomperie d'expédition d'huile.

A. Unité de traitement ;

- Capacité traitement ; 1200 m³ / j
- Capacité de production actuel ; 34 m³/j (mois de juin)
- Principales installations ;
 - ✓ 01 Manifold de 09 éléments
 - ✓ 01 Batterie de séparation HP/BP (10 / 2 bar)
 - ✓ 01 Séparateur HP (10 bars)
 - ✓ 01 Séparateur test équipé de chambre de mesure
 - ✓ 01 Bac tampon de pétrole brut de 50 m³
 - ✓ 02 Bacs tampon de pétrole brut de 75 m³
 - ✓ 02 Pompes à gaz Burton d'expédition

B. Stockage de brut ; La production d'huile du champ de Guelta est expédiée vers Ohanet par des pompes à gaz Burton à travers un pipe 8'' puis 10'' à partir d'Askarene jusqu' au parc de stockage d'huile de Ohanet.

II.3.2.6 Edeyen

Le champ d'Edeyen est situé à 100 Km au sud-ouest d'Ohanet, on y accède à partir d'Ohanet par la route nationale N° 3 vers le nord, puis on longe une piste vers le sud-ouest sur une distance de 50 Km.

Le gisement d'Edeyen s'étend sur une superficie de 50 Km². Il fut découvert en septembre 1964 et mis en production le 14 juillet 1974.

A. Unité de production ; Capacité de production actuelle ; 46 m³/j (mois de juin)

Elle est composée de ;

- ✓ 01 Manifold de 05 éléments
- ✓ 01 Bacs de stockage de pétrole brut de 490 m³
- ✓ 02 Bacs de test de 50 m³ chacun.
- ✓ 02 Electropompes d'expédition.

- ✓ 01 Sous station HAZMAIR du contrôle des puits.
- ✓ 02 Groupes électrogènes 750 KV chacun.
- ✓ 01 Bac d'eau anti incendie.
- ✓ 01 motopompe d'eau anti incendie.
- ✓ 01 Compresseur d'aire instrument des vannes

II.3.3 Les champs de production de Gaz

En 02 juillet 2000 un accord est établi entre la société nationale **SONATRACH** et la société Australienne **BHP Billiton Petroleum** (international exploitation) pour exploiter le gisement d'OHANET.

- ❖ Le projet a commencé en juin 2000.
- ❖ Les premiers forages sont en février 2001.
- ❖ La construction de l'usine a commencée en mars 2001.
- ❖ Le démarrage de l'usine est en 2003.
- ❖ Le cout de l'investissement est 1030 million \$ USA.
- ❖ 47 puits producteur du gaz humide d'une capacité totale production de 20 MMsm³/jour.

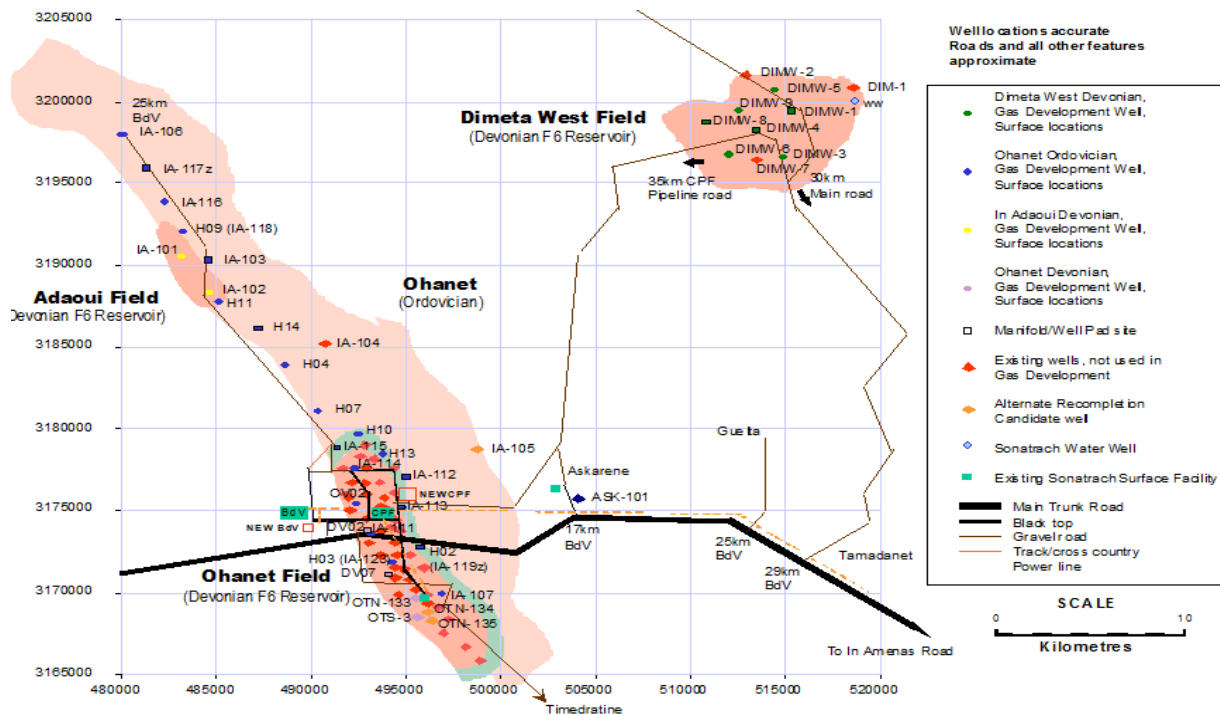


Figure II-2 : l'implantation des puits d'OHANET.

Le CPF de OHANET traite 20MMsm³/d (21,211t/d) de gaz produit de quatre réservoirs du gaz humide sont ;

- Dimeta Dévonien Ouest,
- Adaoui Dévonien,
- Ohanet Dévonien.

Ces trois réservoirs ont une capacité de production totale de 10 MMsm³/jour de gaz riche en liquide.

- Ohanet Ordovicien 10 MMscm³/jour, riche en gaz carbonique (3.4% CO₂).

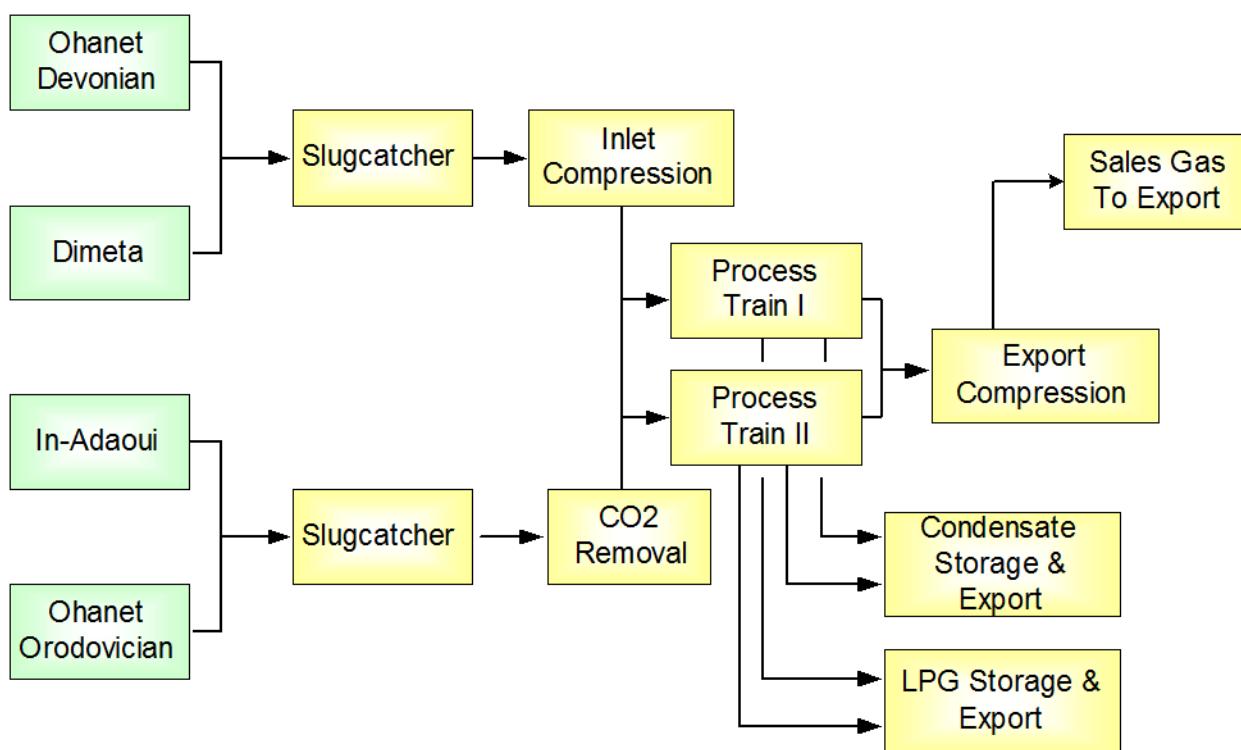


Figure II-3 : Block Flow Diagram de CPF Ohanet.

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la situation géographique du site gazier d’Ohanet, sa capacité de production et ses réserves. Nous avons par la suite décortiqué le plan de développement les différentes évolutions qui ont marqué l’industrie gazière en Algérie depuis son indépendance.

Chapitre III. Description de complexe CPF OHANET

Le troisième chapitre s'intéresse à présenter le processus de traitement de gaz dans l'usine en décrivant les différentes unités de CPF et les installations principales de l'usine.

Sommaire

Chapitre III. Description de complexe CPF OHANET	24
III.1 Introduction.....	25
III.1.1 Production design	25
III.1.2 Spécification des produits.....	26
III.1.3 Comptage des produits	27
III.2 Description des unités de CPF.....	28
III.2.1 Description d'unités 300 et 500.....	28
III.2.2 Description des trains 100 et 200	30
III.2.3 Description d'unité de compression de gaz (unité 600).....	34
III.2.4 Stockage et expédition unité 700.....	35
III.2.5 Description de l'unité 400	36
III.3 Conclusion	37

III.1 Introduction

L'usine de traitement du gaz est conçue pour traiter environ 20 MSm³/j de gaz humide de gisement de 47 puits, transporté via des pipelines. Ce gaz contient du condensât et de l'eau libre produite et condensée. L'usine de traitement du gaz élimine l'eau et divise le flux en trois produits ; gaz de qualité commerciale (C₂₋), **GPL** mélangé (C₃/C₄) et condensât de gaz naturel liquide (**NGL**) (C₅₊) ^[A].

L'usine de traitement de gaz (**CPF**) comprend ;

- Une unité de décarbonatation d'une capacité de 10MSm³/J.
- Deux compresseurs boosters, chacun d'une capacité moyenne de 10MSm³/J (le débit varie entre 15~5 MSm³/J, en fonction de la ΔP)
- Deux trains de traitement de gaz, chacun d'une capacité de 10MSm³/J.
- Trois compresseurs d'expédition de gaz de vente, chacun d'une capacité de 10MSm³/J.
- Trois bacs de stockage de condensât (2 * 6 000 m³ « on-spec », 1 * 2 000 m³ « off- spec »).
- Quatre sphères de stockage de GPL (3 * 500m³ « on-spec », 1 * 500 m³ « off-spec »).
- Un système de détection feu & gaz et de l'eau pour la lutte contre l'incendie.
- Utilités :
 - Un turbogénérateur (Solar GE-401) d'une puissance de 7,2 ~ 10MW.
 - Une boucle d'huile diathermique pour le chauffage des fonds des colonnes.
 - Une unité de traitement des eaux brutes.
 - Une unité de traitement des eaux huileuses.
 - Un système d'air service, inerte et instrument pour les besoins de l'usine.
 - Un système de fuel gaz (HP, MP, BP).
 - Un système de diesel.
 - Un réseau de torche (HP, LP, Froide).

III.1.1 Production design

Le **CPF** est conçu pour traiter approximativement 20 millions Sm³/jour pour produire les quantités suivantes ;

Gaz Sec	16.5MSm ³ /Jour
GPL	2400 Tonnes/Jour
Condensat	3500 Tonnes/Jour

^[A] Documentation OHANET (SDTM, PFD, et PID).

III.1.2 Spécification des produits

Les spécifications des produits sont comme suit ;

III.1.2.1 Gaz sec

Point de rosé hydrocarbure	< -6 °C @ 81.5 bar
Teneur en eau	< 50 ppmv
Temperature	< 60 °C
H₂S	< 2 mg/Sm ³ dans le gaz expédition.
Pouvoir Calorifique	9145 kcal/Sm ³ minimum, varie avec le taux de récupération du GPL,
CO₂	<2 % in volume

III.1.2.2 Condensât

Reid Vapor Pressure - Winter	0.69 bara (10 psia) à 37.8°C
Reid Vapor Pressure –summer	0.5 bara (7 psia) à 37.8°C
BS&W	0.5% en volume
Récupération du C₅+ à partir du gaz humide	>95% (mol %)
Teneur en C₃, C₄	0,1% , 3%

III.1.2.3 GPL

Teneur en C₂-	2% normal, 3% max (mol %)
C₃/C₄ Récupère à partir du gaz humide	80% (mol %) (minimum)
Teneur en C₅+	< 0.4 % (mol %)
Teneur en eau	< 100 ppm vol

III.1.2.4 Eau traitée vers bassin d'évaporation

L'eau produite est envoyée vers le bassin d'évaporation après traitement au niveau de l'unité de traitement des eaux huileuses avec les spécifications suivantes ;

Composition	100 mg/l en poids de chlorures
Hydrocarbures dans l'eau	≤40 ppm poids

III.1.3 Comptage des produits

III.1.3.1 Comptage du Gaz

Le système du comptage du gaz est un système de comptage dynamique constitué de trois lignes parallèles, Deux lignes de mesure fonctionnent normalement, dont l'une est une ligne de rechange, Chaque circuit de mesure comprend une plaque à orifice , un densimètre et un chromatographe en ligne en conformité avec le standard international **ISO5167** ; toutes les informations obtenues par ces instruments sont traitées dans un soft programme qui va faire le calcul de la quantité du gaz expédié en masse, en volume réel et en standard, du pouvoir calorifique, de la densité standard etc.; il fait aussi l'impression des rapports de production journalière et périodique. ^[H]

III.1.3.2 Comptage du GPL

Le système du comptage du **GPL** est un système de comptage dynamique constitué de deux lignes parallèles et une ligne en série pour calibration, une ligne en service, la deuxième en standby, chaque ligne comprend un compteur à turbine et un densimètre, toutes les informations obtenues par ces instruments sont traitées dans un programme qui va faire le calcul conforme aux normes **API** et **ASTM** de la quantité du **GPL** expédié en masse, en volume réel et standard, de la densité standard etc. ; il fait aussi l'impression des rapports de production journalière et périodique. ^[H]

^[H] A.POJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S, JULLIAN, M.VALLAIS. Le gaz naturel production traitement transport .pp :253-310.Ed Technip Paris 1994.

III.1.3.3 Comptage du condensât

Le comptage du condensât se fait par la jauge manuelle du bac pour mesurer la cote initiale et finale du bac en expédition, en utilisant les tables de barémage (établi et certifié par l'ONML) ; le volume apparent sera déterminé. La mesure de la température du bac au moment du jaugeage initial et final et l'utilisation des tables **ASTM** nous permet de déterminer le volume standard, et utilisant la densité standard du laboratoire, la masse du condensât expédié sera calculée. ^[H]

III.2 Description des unités de CPF

III.2.1 Description d'unités 300 et 500

Le gaz est acheminé des différents manifolds par six collecteurs vers l'unité 300 de CPF, cette unité est constituée de deux batteries de séparateur, une pour le gaz ordovicien et autre pour le gaz dévonien. ^[I]

III.2.1.1 Traitement de gaz dévonien

Le gaz dévonien est un gaz humide caractérisé par des teneurs importantes en condensat, son traitement oblige deux séparateurs en parallèle V-301A et V-301B, chaque séparateur composé de trois sections. La section supérieure sépare le liquide du gaz et évacue le liquide séparé vers la section intermédiaire par le biais des buses de purge de grande taille. La section intermédiaire possède une dimension suffisante pour contenir environ 175 m³ de condensats. Les gaz entraînés sont renvoyés vers la section supérieure par le biais d'une buse d'évent, L'eau est séparée de condensat dans la section inférieure.

Ces séparateurs sont équipés des organes et des vannes de régulations pour évacuer les trois phases séparées, dont le gaz est envoyé vers une unité de compression C-301A et C-301B si sa pression est inférieure à 45 barg ensuite vers les trains 100 et 200 ; Le condensat passe par les filtres F-301A ou F-301B ensuite vers le ballon V-306 ; Les eaux huileuse sont envoyées vers les ballons V-308 et V-408 ensuite vers l'unité de traitement (**API**).

^[H] A.POJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S, JULLIAN, M.VALLAIS. Le gaz naturel production traitement transport .pp :253-310.Ed Technip Paris 1994.

^[I] Fichier prosimplus « E06_LpgRecovery.pmp3» récupération de GPL avec boucle de réfrigération au propane.

III.2.1.2 Traitement de gaz ordovicien

Le séparateur de condensat N°2 V-302 traite les écoulements provenant des canalisations principales Ohanet Ordovicien Nord, Ohanet Ordovicien Central et Ohanet Ordovicien Sud et possède une capacité de traitement de bouchons de condensats de 145 m³. Et envoyé vers l'unité de décarbonatation.

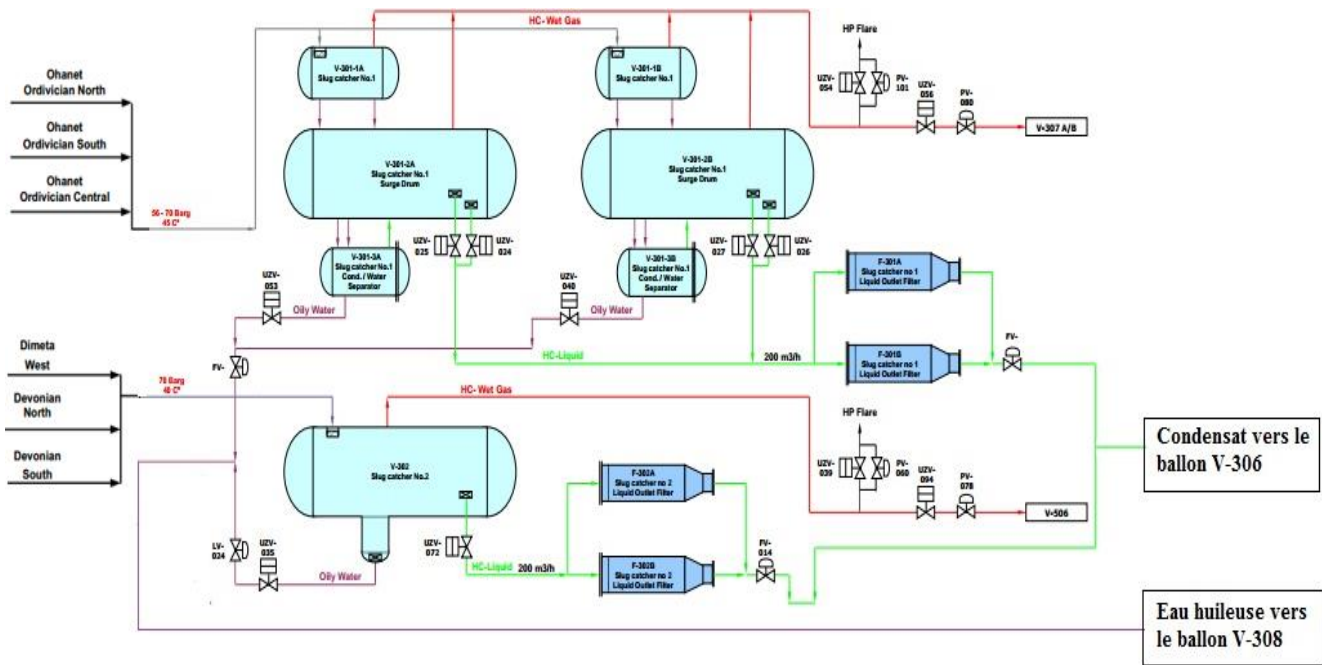


Figure III-1 : Unité de séparation.

III.2.1.3 Description de l'unité de décarbonatation (unité 500)

Cette unité a pour but de réduire la teneur de gaz en dioxyde de carbone de 3,4 % à 1,2 % par absorption afin d'être conforme aux spécifications.

A. Définition de l'absorption ; L'absorption est le procédé d'élimination d'un constituant indésirable d'un flux de gaz en le mettant en contact avec un produit liquide absorbant.

A.1. Le principe de décarbonatation ; Le gaz est décarbonaté dans l'absorbeur T-501 par injection de l'amine, ensuite il est envoyé vers les trains 100 et 200. L'amine riche en CO₂ sortant de l'absorbeur est régénérée dans le régénérateur T-502 à une haute température et une faible pression, ensuite il est refroidi et envoyé vers le bac d'amine TK-501 pour le recyclé.

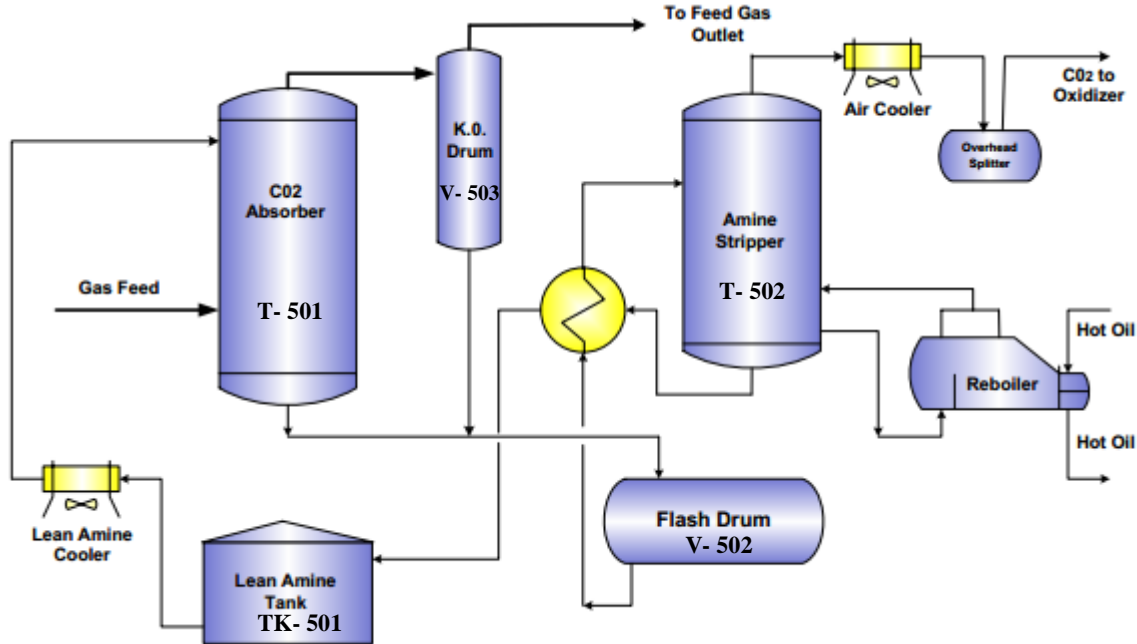


Figure III-2 : Unité de décarbonatation.

III.2.2 Description des trains 100 et 200

Les unités 100 et 200 sont le cœur de **CPF**, car c'est là qu'on obtient les produits finaux (le gaz de vente, le gaz pétrole liquéfié et le condensat). Dans chaque train, le gaz et le condensat sont traités par le même procédé (des installations semblables).

III.2.2.1 La section de déshydratation

Les gaz provenant de l'unité 300 après **boosting** ou de l'unité 500 (après élimination de CO_2) sont refroidis à une température de 25°C par les **chiller** E-101/1 et E-101/2, et sont acheminés vers le séparateur à haute pression V-102 dont les liquides sont récupérés vers le ballon V-306, et le gaz suit son chemin vers le filtre F-104 ensuite il est déshydraté dans les sécheurs.

L'unité se compose de trois sécheurs adsorbant à tamis moléculaire en parallèle. Pendant l'adsorption, le gaz entre de la partie supérieure de la colonne d'adsorption (V-104A/B/C) et sort de sa partie inférieure, pendant la régénération le passage de gaz chaud est dans le sens opposé. En marche normale, deux sécheurs sont en cycle d'adsorption pendant que le troisième est en régénération. Chaque sécheur subit un cycle de déshydratation de 12 heures suivi d'un cycle de régénération de 6 heures.

La régénération commence en faisant passer un gaz chaud préchauffé dans le four H-109 à une température de 275 °C à travers les colonnes à tamis moléculaire durant 3 h et 45min et finisse par un refroidissement en injectant un gaz sec froid pendant 2h et 15min.

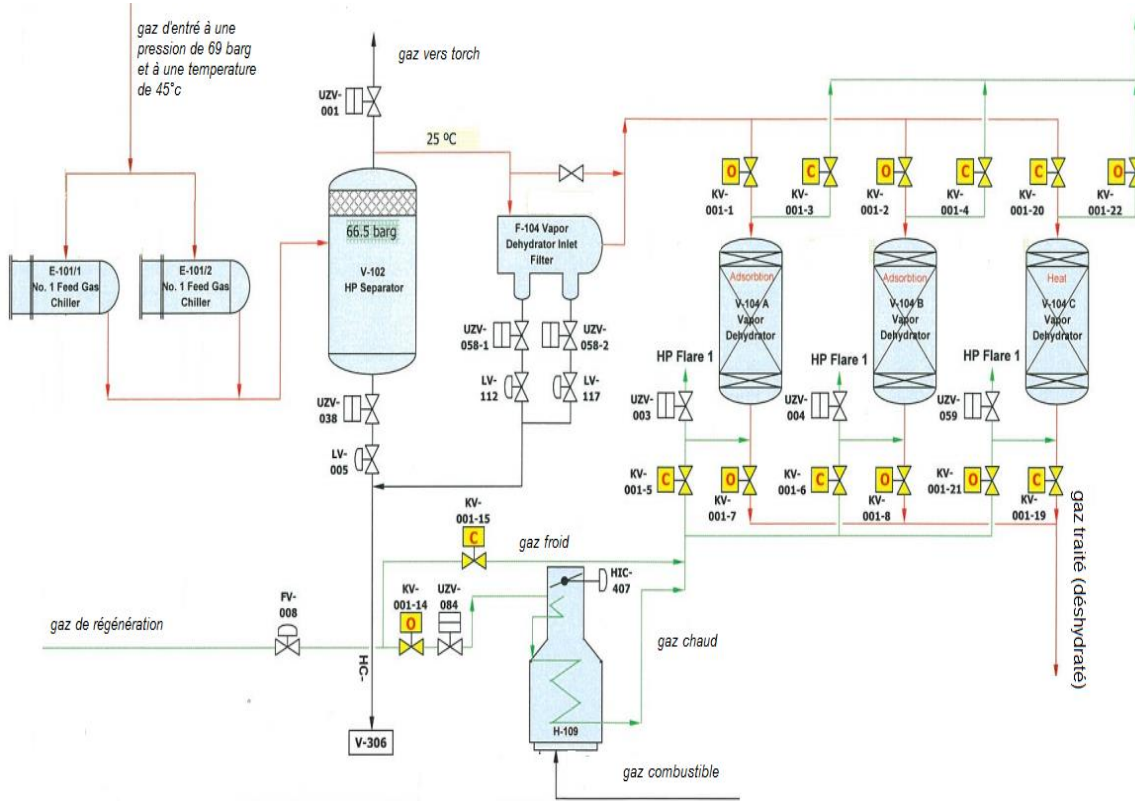


Figure III-3 : Schéma présente le principe de déshydratation.

III.2.2.2 Procédé de refroidissement par détente

Le gaz déshydraté (avec une teneur d'eau inférieur à 0,1 ppm) passe par les deux filtres F-101A et F-101 B, ensuite il est refroidi par deux échangeurs à plaque dont ;

- 78 % de gaz est refroidi dans l'échangeur E-103 par un gaz froid.
- 22 % de gaz est refroidi dans l'échangeur E-102 par un condensat froid.

Le gaz sortant des deux échangeurs entre dans le ballon V-108 à une température de -18 °C ou on récupère une quantité de condensat qui sera envoyée vers la colonne de **déethaniseur**, le gaz échappé sera détendu d'une pression de 64 barg soit par la vanne **joule Thompson (J-T)** à une pression de 24 barg ou par le **turbo-expander** à une pression de 17.5 barg. Le gaz détendu est

introduit dans le ballon V-109 à une température de $-68\text{ }^{\circ}\text{C}$ ou on récupère une quantité de liquide qu'on l'envoie vers le **déethaniseur**. Le gaz échappé de ce ballon est envoyé vers l'unité de compression après **boosting** par le compresseur de turbo-expander.

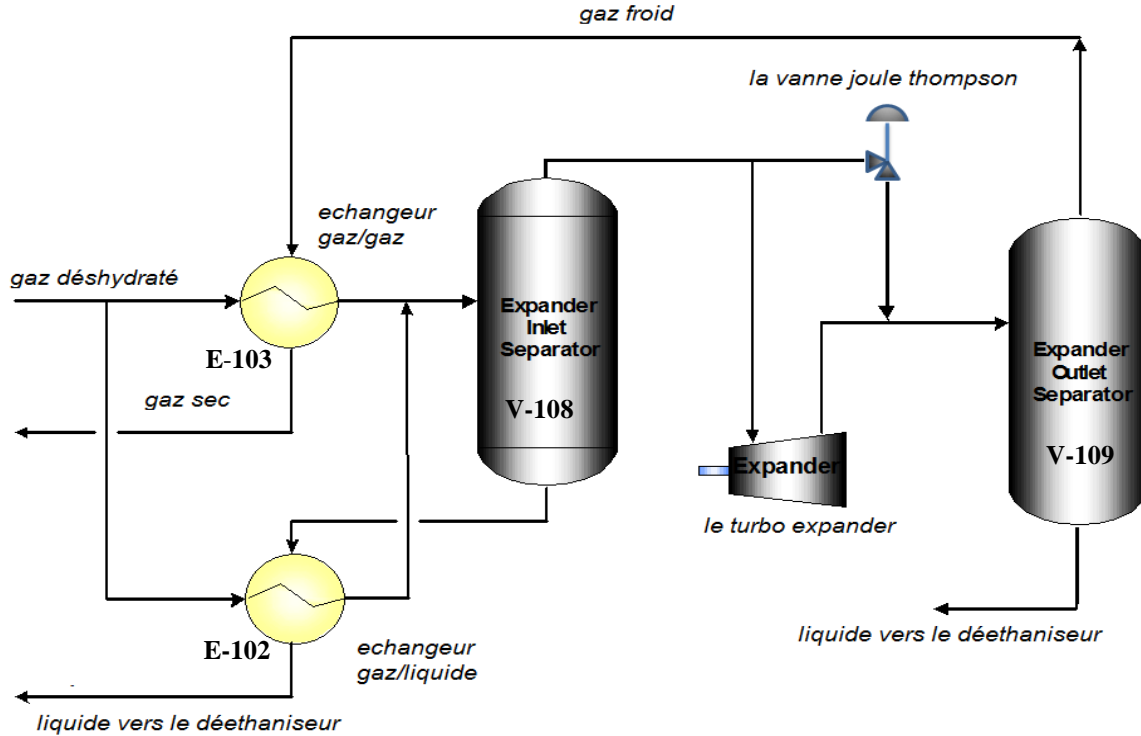


Figure III-4 : Schéma présente le procédé de refroidissement par détente.

III.2.2.3 La colonne de stabilisation de condensat

Le condensat est acheminé de ballon V-306 vers l'échangeur E-112 pour le chauffer ensuite il est introduit dans la colonne de stabilisation.

A. Définition de la colonne de stabilisation ; Une colonne de stabilisation est conçue pour séparer les gaz incondensables de liquide en fonction de leurs points d'ébullition. Les colonnes sont munies de plateaux destinés à faciliter la séparation, plus le nombre de plateaux est élevé, plus la séparation est sélective.

B. Principe de fonctionnement ; La colonne de stabilisation T-103 est constituée de 16 plateaux. Elle est caractérisée par un gradient de température qui augmente en allant de haut vers le bas (de $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $90\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Elle est équipée d'un rebouilleur E-111 au fond pour la réchauffer et un ballon de condensation V-116 en tête pour récupérer les liquides entraînés avec le gaz qui réinjecté dans la tête de

stabilisateur comme reflux pour le refroidissement. Les gaz incondensables sont envoyés vers les unités de compression et le condensat est évacué par sa partie inférieure vers la colonne de **GPL** (T-102).

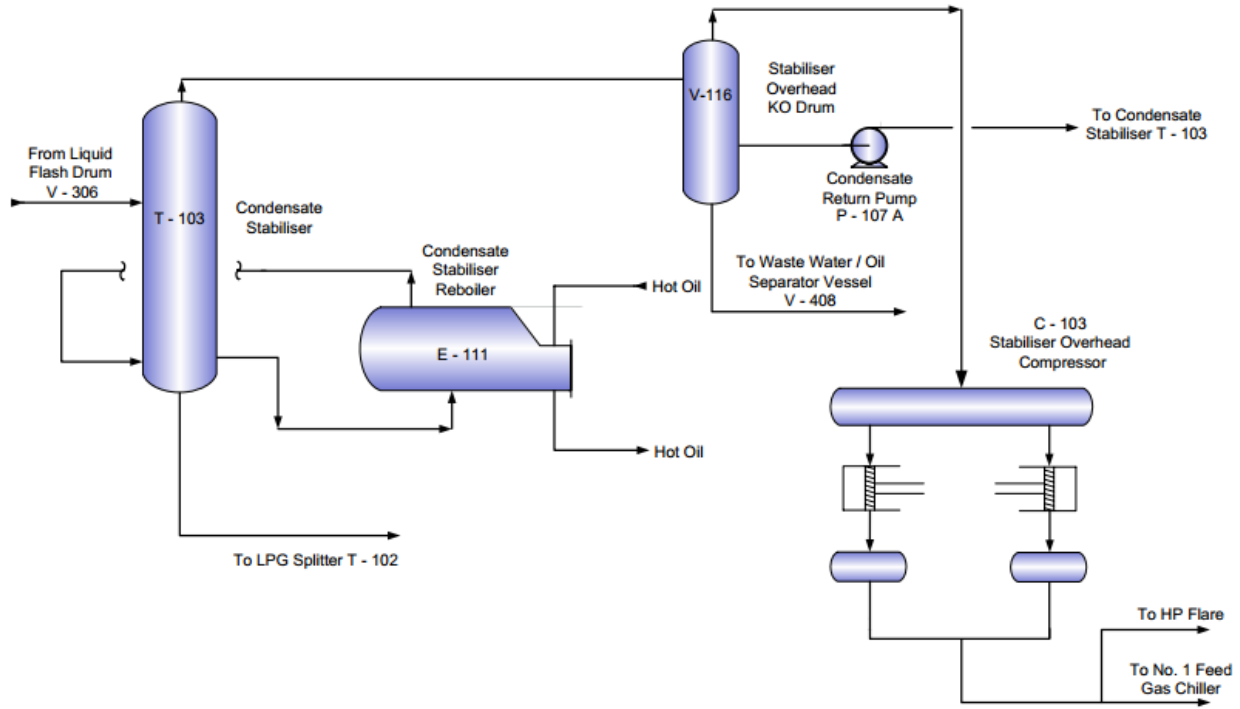


Figure III-5 : Stabilisateur condensat T-103.

III.2.2.4 Production de GPL et de condensat

Les liquides récupérés par refroidissement de gaz sont envoyés vers la colonne de déethaniseur.

- A. Le déethaniseur T-101** ; est une colonne de stabilisation qui sert à éliminer les légers (les gaz C_1 et C_2) des liquides (**GPL** et condensat), elle comporte 31 plateaux et elle fonctionne à une pression de 20 barg et un domaine de température entre $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $87\text{ }^{\circ}\text{C}$. Le fractionnement se fait par un chauffage de liquide en fond de colonne à l'aide de rebouilleur E-107 et un refroidissement au sommet de colonne par le ballon de reflux V-122 en injectant le reflux des gaz condensés. Les liquides récupérés de déethaniseur sont envoyés vers la colonne de fractionnement de **GPL**.

B. La colonne de fractionnement de GPL T-102 ; Cette colonne comporte 33 plateaux, elle fonctionne à une pression de 14,5 barg et dans un domaine de température de 207 °C et 65 °C. Le chauffage de liquide est faite par le rebouilleur E-108, le refroidissement de sommet de colonne est par le ballon de reflux V-111. Le **GPL** récupéré est envoyé vers les sphères on spec ou off pour le stockage, le condensat est envoyé vers la colonne de stabilisation de condensat.

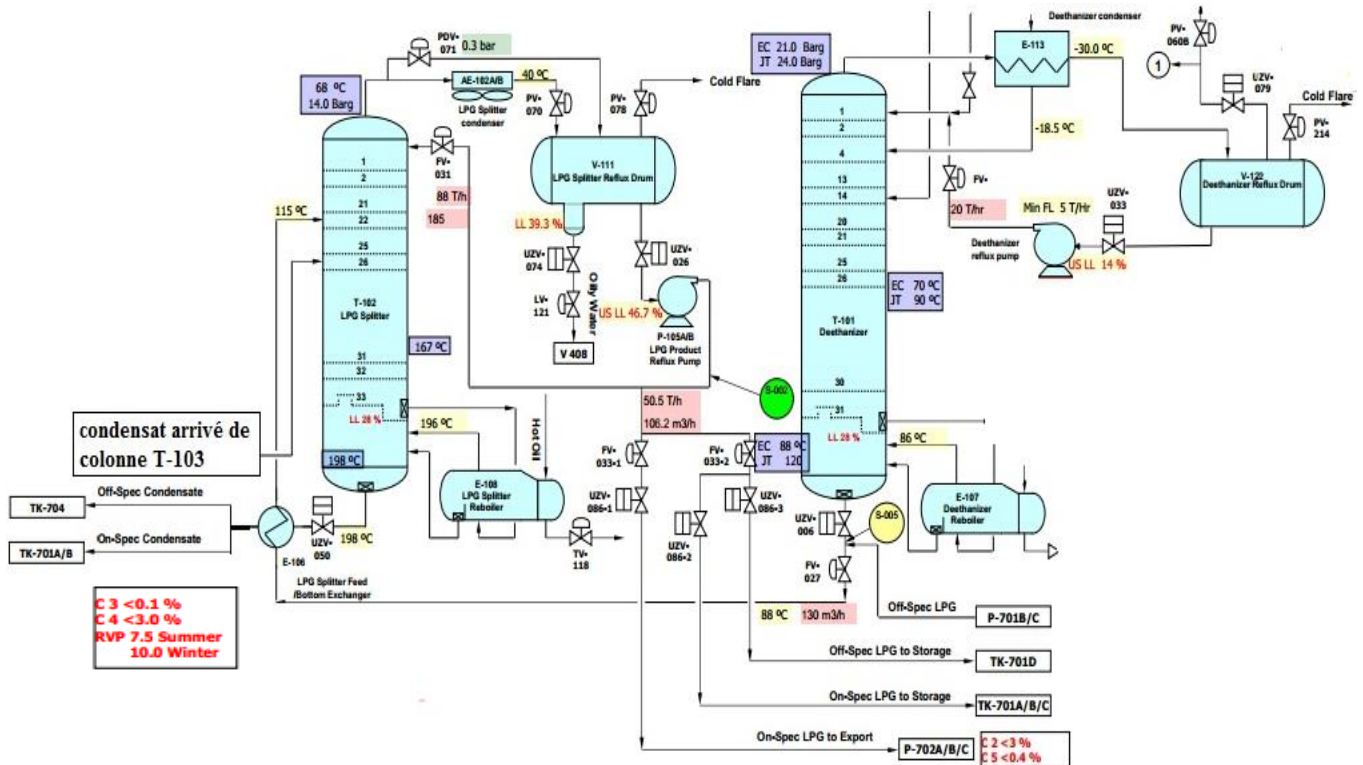


Figure III-6 : Schéma présente le procédé de production de GPL et de condensat.

III.2.3 Description d'unité de compression de gaz (unité 600)

Le gaz comprimé provenant des deux trains est combiné et acheminé vers l'unité de compression pour l'exporté. La section de compression se compose de trois trains de compresseurs parallèles C-601/602/603, entraînés par turbine à gaz centrifuges. En temps normal, deux trains de compresseurs fonctionnent.

Le gaz arrive à une pression de 24 barg, il est comprimé dans le premier étage de compresseur jusque une pression de 41 barg, ensuite après refroidissement il est comprimé dans le deuxième

étage pour atteindre la pression d'export 75 barg. La mesure de débit de gaz est par le biais du système de mesure PT-673 qui comporte trois (3) ports orifice Daniel en parallèle.

III.2.4 Stockage et expédition unité 700

III.2.4.1 Stockage et expédition de GPL

Le LPG récupéré des trains 100 et 200 est soit Stocké dans des sphères à des températures ambiantes allant de 10 à 55 °C et à une pression de 15 barg assuré par un gaz combustible (MP fuel gas) ensuite il est expédié.

Il existe quatre sphères d'une capacité de stockage de 500 m³ dont les trois TK-701 A/B/C sont On Spec pour le **GPL** qui conforme aux spécifications de stockage et de transport, et la sphère TK-701D est pour le **GPL** Off Spec ; Ou Exporté directement vers les canalisations à une pression de 56 barg par le biais des pompes d'expéditions P-702A/B/C s'il est conforme aux normes de transport.

Pour la mesure de débit de GPL expédié, une unité de comptage PT-672 est installée à la sortie de l'unité.

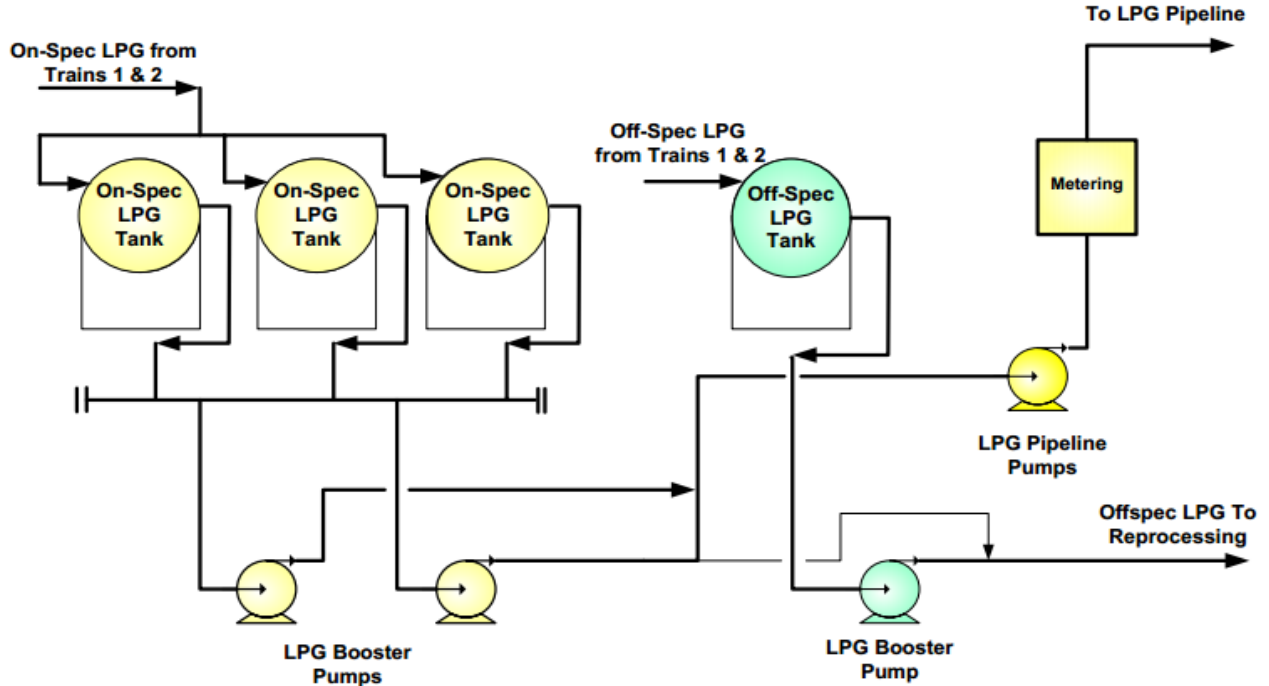


Figure III-7 : Stockage et expédition de GPL.

III.2.4.2 Stockage et expédition de condensat

Les condensats on Spec conformes aux spécifications de transport et de stockage sont stockés dans deux bac on Spec à toit flottant TK-703A/B dont chacun possède une capacité de stockage de 6000 m³ ou on expédiee par les pompe P-704A/B/C. Un bac de stockage à toit fixe TK-704 est prévu pour le stockage des condensats off Spec d'une capacité de 2000 m³.

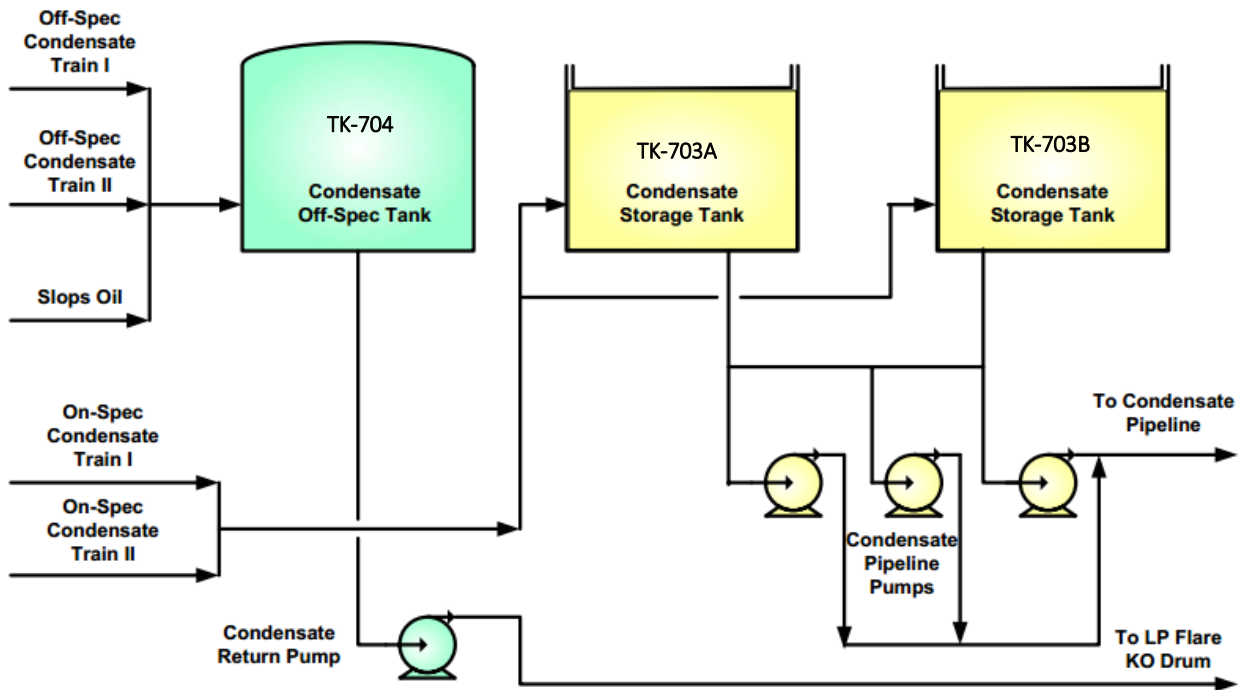


Figure III-8 : Le stockage et l'expédition de condensat.

III.2.5 Description de l'unité 400

Les utilités comportent les unités suivantes ;

III.2.5.1 Unité d'huile chaude

C'est un système qui fournit un débit d'huile chaude pour alimenter les différents rebouilleurs de processus, cette huile est chauffée à l'aide des récupérateurs de chaleurs H-601/602/603 des fumés échappés des turbines à gaz et de four H-401 jusque une température de 407 °C.

III.2.5.2 Unité d'air comprimé

L'air comprimé est fourni par quatre compresseurs d'air électriques à vis bi étagés, il est utilisé soit ;

- Comme air service pour le soufflage et le nettoyage des équipements.
- Comme air instrument après séchage et filtrage pour alimenter le système de commande pneumatique.
- Pour la production d'azote dans les membranes.

III.2.5.3 Unité de production d'eau

L'eau produites des puits est utilisé comme ;

- Eau pour le réseau anti incendie après filtration.
- Eau déminéralisée nécessaire pour la régénération d'amine, nettoyage et lavage des équipements, l'injection anticalcaire...etc.
- Eau potable après filtration, déminéralisation et traitement par les rayons ultra-violets.

III.2.5.4 Unité de traitement des eaux résiduaire

Toutes les eaux usées contaminés récupérés de **CPF** sont envoyé vers un séparateur **API** enterré, dans lequel on récupère des quantités d'huile, de graisse...etc. Et l'eau traité sera envoyé ver un bassin d'évaporation atmosphérique.

De plus l'unité 400 comporte;

- Un réseau de gaz combustible pour alimenter les turbines à gaz, les fours, les pilotes...etc.
- Un réseau électrique d'origine « **Alrar** » avec une turbine « **solar** » secours pour la production d'électricité.
- Un réseau de torche comporte quatre ballons de torches.
- Un réseau d'injection de méthanol.

III.3 Conclusion

Le projet d'Ohanet inclut le système de production des puits et le système de collecte de production, conçu pour collecter les fluides d'hydrocarbures et les transporter à l'unité centrale de traitement (CPF) pour séparer le gaz et les produits liquides et les distribuer aux canalisations des produits et les transporter vers Hassi R'mel.

Chapitre IV. Description générale du Turbo-Expander

Le quatrième chapitre est une présentation du turbo-expander EC-101 ou on a traité son principe de fonctionnement, ses composantes, son exploitation et ses opérations de démarrage et d'arrêt.

Sommaire

Chapitre IV. Description générale du Turbo-Expander	38
IV.1 Description générale du Turbo-Expander	39
IV.1.1 Introduction	39
IV.1.2 Définition des turbomachines.....	39
IV.1.3 Classification des turbomachines	39
IV.1.4 Définition du Turbo-Expander	40
IV.1.5 Utilisation du turbo-expander	40
IV.1.6 Exploitation du turbo-expander	41
IV.1.7 Principe de fonctionnement de turbo expander	42
IV.2 Description mécanique de turbo expander EC-101	42
IV.2.1 Introduction	42
IV.2.2 Les composantes principales de turbo-expander	43
IV.2.3 Système de surveillance du Turbo-expander EC-101	49
IV.2.4 La Spécification de la Machine EC-101	50
IV.3 Description d'opération de turbo-expander EC-101	51
IV.3.1 Comparaison entre vanne joule Thomson et turbo-expander	52
IV.4 Le démarrage de turbo expander EC-101	55
IV.5 Les différents paramètres à surveiller pendant la marche de l'EC-101	56
IV.6 Les facteurs qui peuvent déclenchent le turbo expander EC-101	56
IV.7 Service HSE	57
IV.8 Conclusion	60

IV.1 Description générale du Turbo-Expander

IV.1.1 Introduction

L'emploi des gaz sous pression se développe de plus en plus tant dans le domaine de l'utilisation que le domaine de distribution à distance du gaz naturel, la plupart des procédés se déroulent sous de grandes pressions et nécessitent donc la présence des compresseurs dont la construction dépend des conditions satisfaisantes (débit, pression) de tous les compresseurs. Le compresseur centrifuge est le plus répandu pour des débits et pressions élevées, aussi c'est une machine de forte puissance dont le fonctionnement est absolument vital pour l'unité correspondante.

Dans le traitement cryogénique du gaz naturel, les turbines de détente, ou turbo expander ont vu leur intérêt augmenter en tant que turbine de récupération d'énergie, et l'on ne conçoit plus certains types d'installations à sans rendement élevé et sa grande fiabilité de fonctionnement. ^[F]

IV.1.2 Définition des turbomachines

Les turbomachines forment une famille importante d'appareils qui utilisent un fluide pour effectuer une transformation d'énergie. De manière générale, une turbomachine est définie comme un dispositif qui permet de donner ou de retirer de l'énergie à un fluide par l'action dynamique d'un élément rotatif appelé le rotor. Le préfixe turbo provient de latin «turbinis» qui signifie «qui tourne»

IV.1.3 Classification des turbomachines

Il existe plusieurs façons de classer les turbomachines, la première concerne le sens du transfert d'énergie. On distingue alors les turbomachines en deux catégories principales ;

- A.** Les turbomachines qui fournissent de l'énergie au fluide, dans ce groupe on trouve les compresseurs, les ventilateurs, les pompes...
- B.** Les turbomachines desquelles on retire de l'énergie du fluide pour l'utiliser comme un travail mécanique, dans ce cas on parle alors des turbines.

^[F] Jigger Jumonville, senior consulting engineer, atlas copco Mafi -Trench company LLC, California, TUTORIAL ON CRYOGENIC TURBOEXPANDERS,

On trouve une seconde classification des turbomachines en fonction de la direction principale de l'écoulement par rapport à l'axe de rotation de la machine, selon ce critère on a ;

- Les turbomachines axiales dans lesquelles la direction de l'écoulement est parallèle à l'axe de rotation de la machine.
- Les turbomachines radiales ou centrifuges dans lesquelles une partie importante de l'écoulement à l'entrée ou à la sortie est dans la direction normale à l'axe de rotation.

IV.1.4 Définition du Turbo-Expander

La turbine d'expansion (Turbo-expander) est une turbine de détente à haute vitesse de rotation. Elle génère le froid et développe l'énergie mécanique grâce à la détente du gaz. Au cours de processus de détente, la pression et la température du gaz d'alimentation chutent en liquéfiant le propane plus et en maintenant des constituants légers tels que le méthane et l'éthane à l'état gazeux.

Le passage du gaz haut pression provoque la rotation de la roue de l'expander. Cette rotation est transmise à l'arbre, qui est supporté par un ensemble de paliers et à la roue du compresseur à son autre bout. La puissance transmise à l'arbre est utilisée pour entraîner un compresseur, un générateur électrique ou tout autre moyen pour dissiper cette énergie.

IV.1.5 Utilisation du turbo-expander

Les turbo-expanders radiales sont habituellement utilisés quand on a l'un des procédés suivants;

IV.1.5.1 La réfrigération

Les turbo-expander sont vastement utilisés dans le domaine cryogénique, grâce à leur capacité importante de produit de froid, et atteindre des températures très basse, qui conduit à une meilleur séparation, (récupération) des différents produits.

IV.1.5.2 Récupération d'énergie

On le conçoit plus certain type d'installation sans turbo-expander, il est largement utilisé dans le domaine de traitement du gaz.

IV.1.5.3 La génération d'énergie

L'expander peuvent formées le cœur d'un système de génération cyclique fermée ou ouvert, l'énergie cyclique comme **Brayton** ou **Rankine** utilisant un fluide moteur, qui est conçu pour les besoins de la source d'énergie, et l'expander peut fournir une excellent efficacité, qui peut être complète ou en partie.

IV.1.5.4 Le choix de turbo expander installé pour le procédé de traitement

Le turbo expander ne sera installé dans une unité de traitement de gaz que après une étude d'ingénierie de base approfondi pour déterminer les paramètres principale de désigne et savoir les conditionnes de marche de l'usine, parmi les paramètres nécessaires à les connaitre pour le choix de turbo expander ;

- ❖ La composition de gaz pour déterminer les pourcentages massique de chaque composant, le poids moléculaire et les éléments indésirables qu'il peut contenir ;
- ❖ Le débit de gaz ;
- ❖ La pression et la température de gaz à l'entrée et la sortie de turbo expander.

IV.1.6 Exploitation du turbo-expander

L'efficacité et la rentabilité d'un procédé utilisant un turbo expander dépend essentiellement de la bonne exploitation de ce dernier, pour atteindre des températures le plus basses possibles qui favorisent une meilleure récupération, il est impératif de faire fonctionner le turbo expander dans des conditions optimales.

La chute d'enthalpie par rapport à la vitesse de la turbine, nous remarquons que les chutes maximales d'enthalpie sont obtenues à des grandes vitesses.

La variation de débit à travers la turbine pour un fonctionnement optimal se situe dans l'intervalle 55% à 95%.

Pour des débits inférieurs à 55%, la chute d'enthalpie est réduite, diminuant ainsi l'efficacité de la turbine.

La pression de pipe du gaz de vente conditionne la pression de refoulement du compresseur.

IV.1.7 Principe de fonctionnement de turbo expander

La première application du turbo-expander dans le domaine de traitement du gaz est en 1960 au Texas. Il a démontré une grande efficacité pour la récupération des liquides condensats et **GPL** en fournissant en même temps un bon travail pour la compression.

Le gaz pré refroidi dans un **échangeur de chaleur** pénètre dans l'expander à travers les **IGV** (Inlet Guide Valve) ou on règle le débit de gaz ensuite il passe à la roue de détente qui transforme l'énergie de pression de gaz en énergie cryogénique par refroidissement et en énergie mécanique par rotation, ainsi le gaz est évacué par la conduite de sortie de l'expander. Le travail de rotation est transmis à l'aide d'un arbre d'entraînement vers le compresseur mono étagé pour comprimé un gaz traité (C_1 et C_2). ^[K]

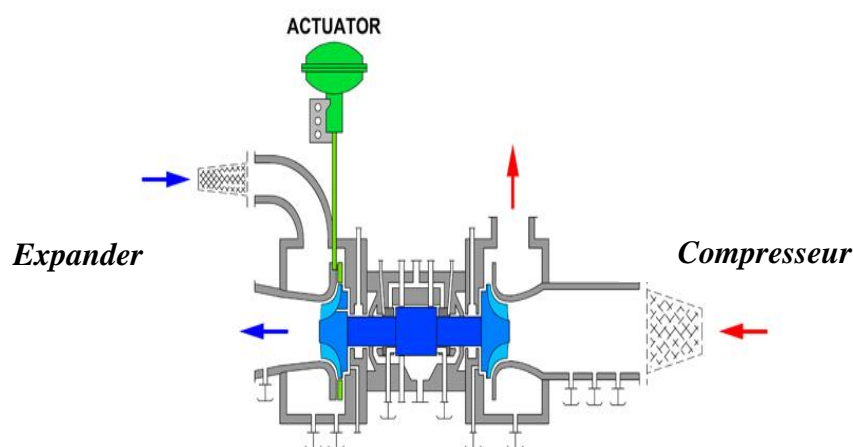


Figure IV-1 : Principe de fonctionnement de turbo expander.

IV.2 Description mécanique de turbo expander EC-101

IV.2.1 Introduction

Le turbo-expander installé au niveau des trains 100 et 200 de CPF OHANET est de type 5.0 **Mafi-Trench**, il est composé de trois parties principales sont ;

- ❖ **Le carter expander** et les pièces qui lui sont rattachées ; actionneur de grille d'aubage d'entrée, aubes mobiles d'entrée avec les brides d'entrée et de sortie.

^[K] Sébastien Lajoie, Ing., CEM, PCMV Chef de projet, Approvisionnements GNL, Documentation de Gaz Métro « Les procédés de liquéfaction utilisés pour valoriser le bio méthane dans le secteur du transport ».

- ❖ L'assemblage ou la partie principale de rotation
- ❖ Le carter compresseur avec les brides d'entrée et de sortie. [L]

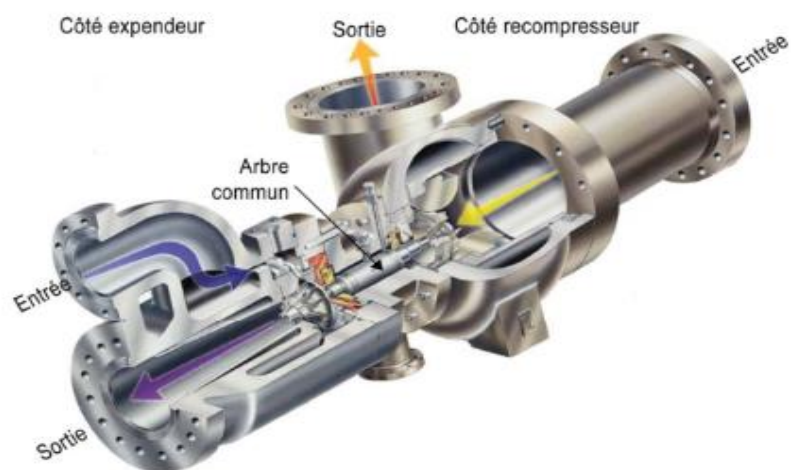


Figure IV-2 : Schéma présente le principe de fonctionnement de turbo expander.

IV.2.2 Les composantes principales de turbo-expander

Elle est composée essentiellement de ;

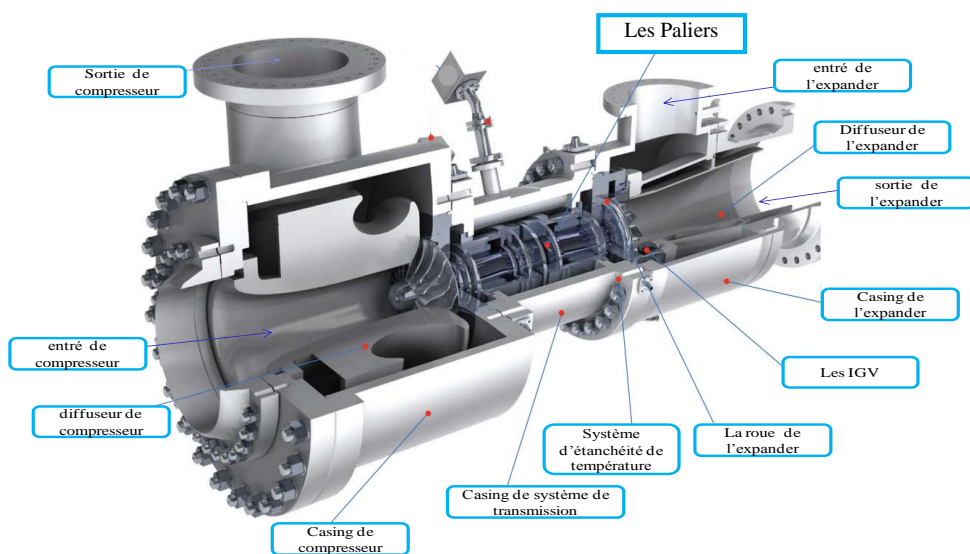


Figure IV-3 : Schéma présente les différentes composantes de turbo expander.

[L] Documentation de General Electric Company « Turboexpander-compressors» GE_TXComp_Brochure_020310.

IV.2.2.1 Inlet Guide Vanes IGV

Les aubes directrices d'entrée (IGV) règlent le débit de gaz vers l'expander, le réglage de leurs positions est grâce à une combinaison des deux systèmes mécanique et pneumatique.

Le mécanisme est conçu pour résister à la pression d'entrée maximale de l'expander et peut être réglé pour faire varier l'écoulement dans une gamme allant 0% à environ 125% du débit massique prévu. Un actionneur à diaphragme pneumatique avec positionneur intégral contrôle l'ouverture de l'aube directrice. Un signal de commande à air indique à l'actionneur de régler l'ouverture de l'aube directrice d'entrée pour compenser les changements des conditions du procédé.

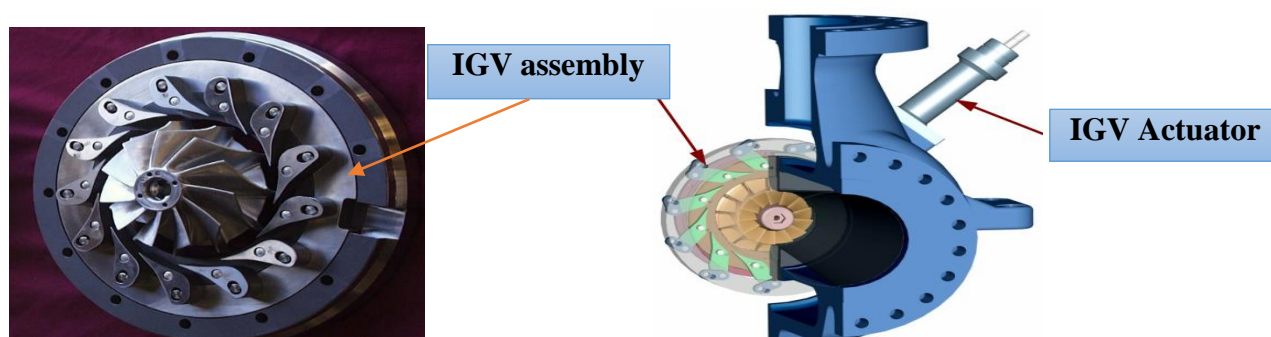


Figure IV-4 : Schéma des IGV d'entrée de turbo expander.

IV.2.2.2 Roues de l'expander-compresseur

La roue de l'expander d'entrée radial qui utilise notre aube directrice d'entrée variable permet d'obtenir une efficacité élevée dans une gamme de fonctionnement étendue. Les performances aérodynamiques du compresseur ont été optimisées en considérant de façon précise les angles et les contours des lames sans toutefois compromettre l'intégrité mécanique de la roue.

Chaque roue a été soumise à des essais de résistance aux vibrations aux fréquences de résonance de la lame et du disque. Le turbo expander de **Mafi-Trench** peut fonctionner de zéro à la vitesse de déclenchement sans craindre la mise en résonance de la roue.

Généralement la roue est fabriquée par un métal très résistant aux différentes contraintes **Aluminium** ou par le **Titanium**.

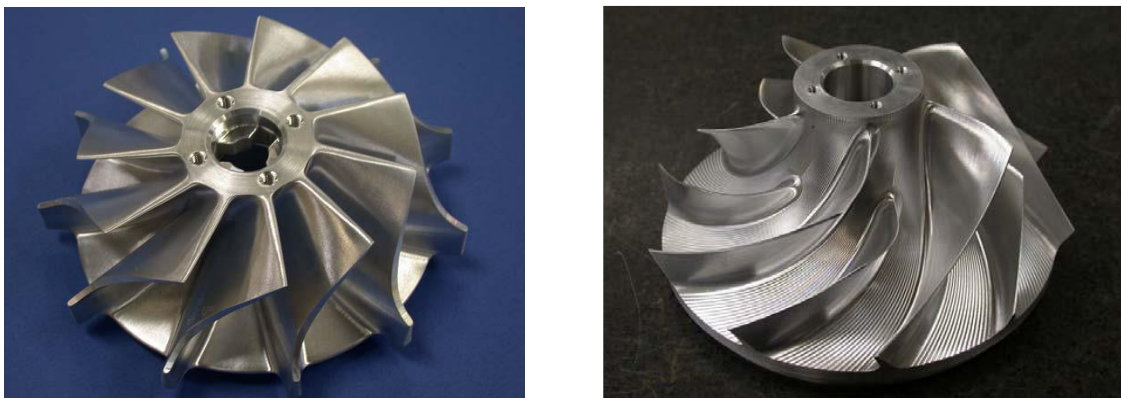


Figure IV-5 : les roues d'expander compresseur.

IV.2.2.3 Le casing d'expander

C'est le corps de turbo-expander, il comporte les brides d'assemblage avec les conduites d'entrée et de sortie de gaz.

IV.2.2.4 Vanne de déclenchement de l'expander

MTC a fourni une vanne de déclenchement d'expander (UZV 014-1) de type à papillon pouvant se fermer en moins d'une demi-seconde (0.5 sec). Elle doit être installée à proximité de la bride d'entrée de l'expander.

IV.2.2.5 Système de transmission de rotation

A. Arbre d'entraînement ; C'est le moyen par lequel le travail de rotation est transmis vers le compresseur, il comporte des clavettes avec des rainures cylindriques pour fixer les roues de compresseur et de l'expander.



Figure IV-6 : Arbre d'entraînement.

B. Joint d'étanchéité de l'arbre ; Ils sont du type à labyrinthe rotatif changeable en acier inoxydable, ils sont conçus pour minimiser les fuites de gaz d'étanchéité.



Figure IV-7 : le labyrinthe de l'arbre sur les deux cotés (expander –compresseur).

C. Les paliers ; Pour supporter l'arbre d'entraînement et les poussées axiales le turbo-expander **MTC** est contient deux types de palier ;

- ❖ Les paliers radiaux utilisés dans cette machine sont du type palier à patins oscillations ; ce sont des paliers à cinq patins, à charge sur patin, non réglables, convenant particulièrement aux vitesses élevées requises par cette application.

- ❖ Les paliers de butée sont requis pour maintenir la position axiale du rotor de la turbine dans une tolérance étroite. La machine **MTC** utilise un palier de butée du type talon taraudé qui est intégralement usine avec chaque palier lisse ; les paliers de **MTC** sont conçus pour supporter la même charge axiale dans les deux directions.

La charges de poussée axiales sont surveillées par un orifice sonde de détection de pression situé sur le côté de chaque palier. Ces signaux de pression alimentant l'égaliseur automatique de poussée qui ajuste le charge de poussée.



Figure IV-8 : les paliers avec un mur de chaleur (entretoise).

D. Un égalisateur automatique de poussée ; L'égalisateur de poussée sert à maintenir les poussées en dessous de la capacité des paliers. Son principe de fonctionnement est basé sur un piston d'équilibrage alimenté par l'huile venant soit de buté de compresseur ou de l'expander selon le sens de poussé, la pression de l'huile est transmise à partir de petites ouvertures situées sur les côtés des paliers de butée vers les cavités correspondantes dans la chambre d'égalisation de poussée. Le piston du compensateur de poussée actionne la vanne d'obturation pour régler la pression derrière la roue du compresseur et équilibrer la charge de poussée à des niveaux acceptables.

Les facteurs pouvant entraîner un ajustement sont les suivants ;

- Modification des conditions d'exploitation ;
- Dégradation majeure de certains composants internes, qui pourrait être causée par des particules en suspension dans le gaz de traitement ;
- Dépôts tels que de la glace dans les passages d'évacuation des roues d'expander.

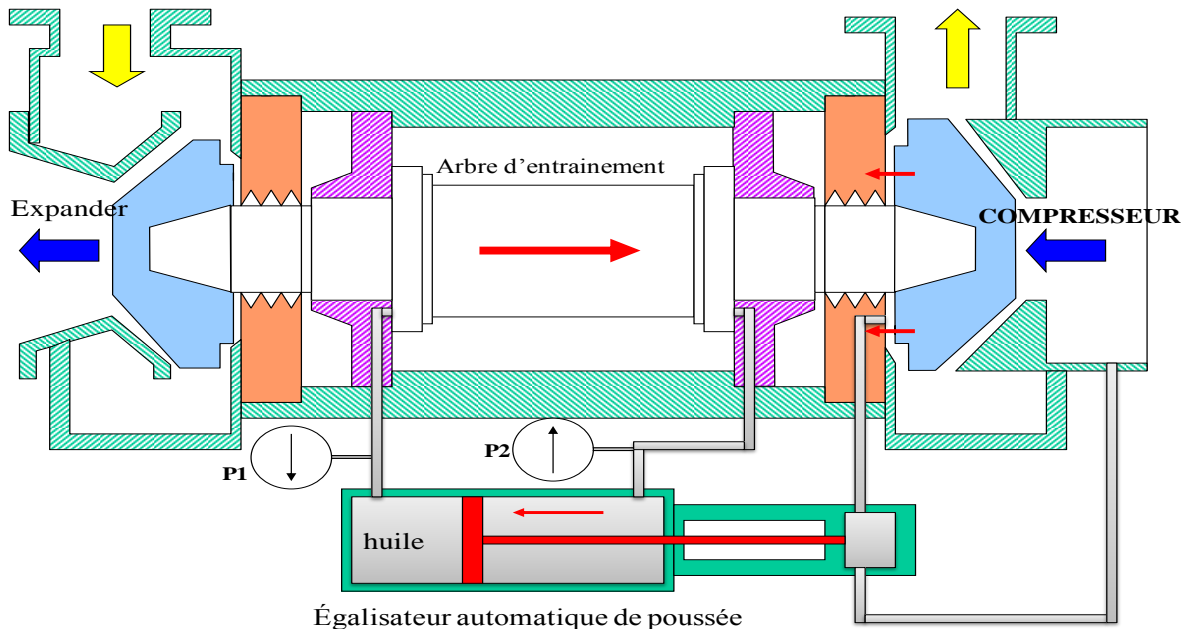


Figure IV-9 : Schéma présente le principe de fonctionnement de l'égalisateur automatique de poussé.

IV.2.2.6 Partie compresseur

La partie compresseur se compose de ;

- Une roue pour la compression de gaz.
- Un diffuseur pour acheminer le gaz vers la conduite de sortie.
- Une vanne anti pompage pour protéger le compresseur.

IV.2.2.7 Description du système de lubrification et de gaz d'étanchéité

A. Le système de huile de lubrification est pour but de protéger l'arbre d'entraînement par la lubrification, le graissage et le refroidissement, se système se compose de ;

- Un réservoir d'huile.
- Des pompes qui sert à maintenir une pression d'huile bien déterminé dans le réseau de lubrification, pompe de remplissage d'huile.
- Un aéro-réfrigération de refroidissement d'huile.
- Des filtres pour assurer la pureté d'huile.
- Des accumulateurs d'huile qui sert à rectifier les chutes de pression d'huile dans le réseau.
- Une soupape de régulation de pression d'huile et un système de contrôle des paramètres d'huile.
- une résistance électrique pour garantir une température bien déterminée au démarrage de turbo expander.

B. Le système de gaz d'étanchéité constitue un tampon gazeux de chaque côté du turbo expander afin de maintenir l'huile de lubrification à l'écart des liquides à traiter et pour éloigner le gaz froid de traitement des paliers. Le système de gaz d'étanchéité est constitué d'un régulateur de pression différentiel, d'un filtre et de tous les instruments de mesure nécessaires.

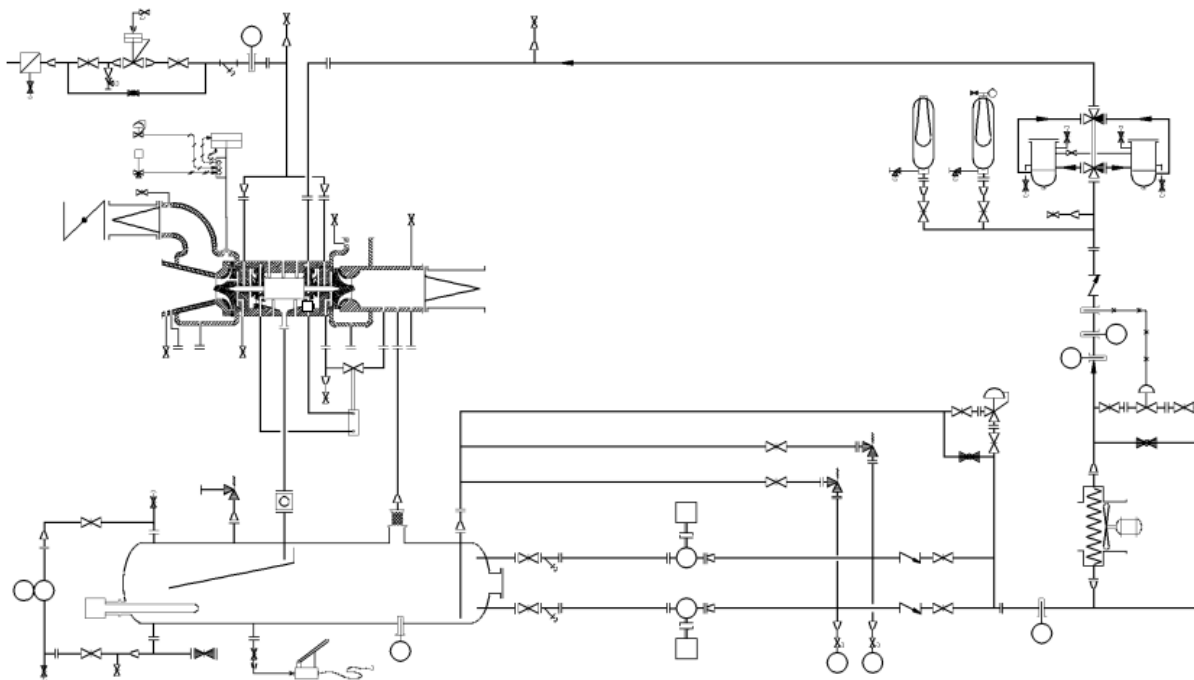


Figure IV-10 : les circuits des systèmes d'huile de lubrification et de gaz d'étanchéité.

IV.2.3 Système de surveillance du Turbo-expander EC-101

IV.2.3.1 Système BENTLY NEVADA

Ce système a été installé dans le panneau de commande à distance pour assurer la protection de turbo-expander en surveillant les différents paramètres de marche (vibration et température).

Le turbo expander est équipé des indicateurs de pression, de température, de débit et de vibration pour assurer sa surveillance.

IV.2.3.2 Système de Secours MODICON

Il s'agit d'un système de secours basé sur deux contrôleurs programmable configurés identiquement, relié l'un à l'autre ainsi qu'au même réseau d'entrée/sortie distant. En cas de panne de l'un des contrôleurs, l'autre prend la main pour assurer le fonctionnement du réseau.

IV.2.3.3 Système de contrôle de pompage

Le phénomène de pompage est un fonctionnement instable et indésirable du compresseur, qui se produit lorsque le débit d'aspiration est réduit et la pression de refoulement du compresseur est supérieure à la pression de ligne de pompage. Cela provoquera une inversion momentanée du flux en réduisant la pression de refoulement. Après la réduction de toute la pression, l'écoulement à travers le compresseur sera rétabli (le débit s'écoule dans le sens positif), ce qui provoquera l'augmentation de la pression et le cycle recommence. Si les facteurs conduisant au phénomène de pompage ne sont pas correctement et rapidement rectifiés, la sortie va continuer à osciller en entraînant des dommages graves au compresseur.

Pour éviter ce phénomène, les compresseurs sont dotés de systèmes de régulation anti-pompage la vanne anti- pompage est montée en by-pass (aval-amont) sur le compresseur (Figure IV-11).

En résumé, on peut dire que le pompage se produit quand le débit dans le compresseur est trop faible. La vanne anti- pompage recycle le gaz de l'amont à l'aval et augmente ainsi le débit dans le compresseur, ce qui empêchera le pompage.

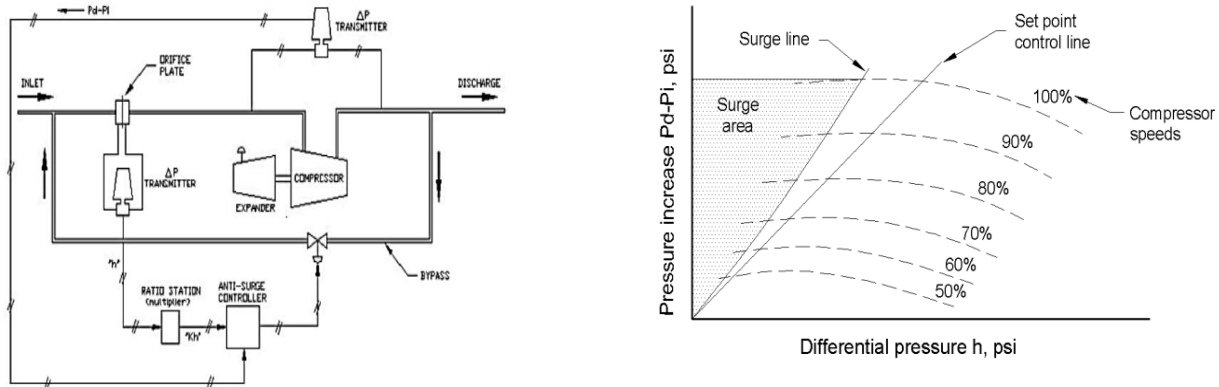


Figure IV-11 (a , b) : système de contrôle de pompage.

IV.2.3.4 Système Anti Incendie

Deux détecteurs de gaz L.O.S sont installés pour déclencher une alarme suivie d'un déclenchement de système déluge (la couronne d'eau) au niveau de l'expander.

IV.2.4 La Spécification de la Machine EC-101

Tableau IV-1 : Les conditions de fonctionnement du turbo-expander EC-101.

MACHINE SPECIFICATIONS		
FONCTION	CONTROL	SETTING
SPEED	DESIGN	12,900 RPM
	RATED	12,900 RPM
	ALARM	13,500 RPM
	SHUTDOWN	14,200 RPM
VIBRATION	ALARM / SHUTDOWN	30 / 55 μ m
BRG.TEMP.	ALARM / SHUTDOWN	88 / 93 $^{\circ}$ C
COMPRESSOR DISH.TEMP	NORMAL / SHUTDOWN	80/100 $^{\circ}$ C
	VISCOSITY OPERATIONAL AND TEST	ISO VG 32
	VISCOSITY INITIAL FILL IN FILED	ISO VG 68
	FLOW, RANGE	33 – 35 GPM

LUBE OIL TO BEARING	NORM .PRESS TO BRGS.	200 PSID
	ALARM	110 PSID
	SHUTDOWN	90 PSID
	MAX.TEMP.TO BRGS.	150 °F 51 °C
	DESIGN TEMP. TO BRGS	130 °F 40 °C
BRG. THRUST DIFFERNTAL	ALARM	10.5 Bar
	SHUTDOWN	14 Bar
SEAL GAS SEAL GAS TO BE DRY AND AT A MIN/MAX TEMP OF 90°/130°F AFTER REGULATOR	FLOW MIN/NORM/MAX	340/510/680 SCFM
	NORM PRESS TO EXP	3.5 Bar
	MIN PRESS TO EXP	2 Bar
	NORM PRESS TO COMP	3.5 Bar
	MIN PRESS TO COMP	2 Bar
	MOLECULAR WIGHT	PROCESS GAS 18 - 20

IV.3 Description d’opération de turbo-expander EC-101

Le gaz déshydraté (la teneur en eau doit être inférieur à **0.1ppm H₂O** pour éviter formation d’hydrates) filtré dans les deux filtres à charbon F101A et F101B (pour éviter tout passage de particules vers les échangeurs a plaques ou vers l’expander) est refroidis dans les échangeurs a plaques E-103 et E-102 sous contrôle de température dont la charge est partagé d’une manière à assurer une température de -24°C dans le ballon V-108.

Le refroidissement dans l’échangeur E-103 est fait par le gaz froid sortant de ballon V-109, la température de gaz monte de -68°C à 6°C.

Le refroidissement dans l’échangeur E-102 est fait par les liquides récupérés de ballon V-108.

Le gaz refroidis est envoyé vers le ballon V-108 (inlet turbo expander separator), sous contrôle de niveau les liquide formé passent par l’échangeur E-102 ensuite vers le déethaniseur T-101et le gaz est acheminé vers le turbo-expander pour le détendre.

Le débit de gaz entré expander doit être inférieur à 340 tonnes/heure, un régulateur de débit commande la vanne joule Thompson pour quelle s’ouvre en cas d’un haut débit de gaz, ce dernier

entre le turbo-expander avec une pression de 64 barg et une température de -24°C et sort mélangé avec les liquides formé avec une pression de 17.5 barg et une température de -68°C .

Le mélange est envoyé vers le ballon V-109 pour séparer les liquide de gaz pour les envoyer vers le déethaniseur sous contrôle de niveau par les pompes P-102A et P-102B et le gaz sort de ballon avec une température de -68°C et une pression de 17.5 barg passe par une série d'échangeur de chaleur pour récupérer son froid ensuite il est envoyé vers à la partie compresseur de turbo-expander pour le comprimer jusqu'à 23.5 barg à la température de 78°C .^[A]

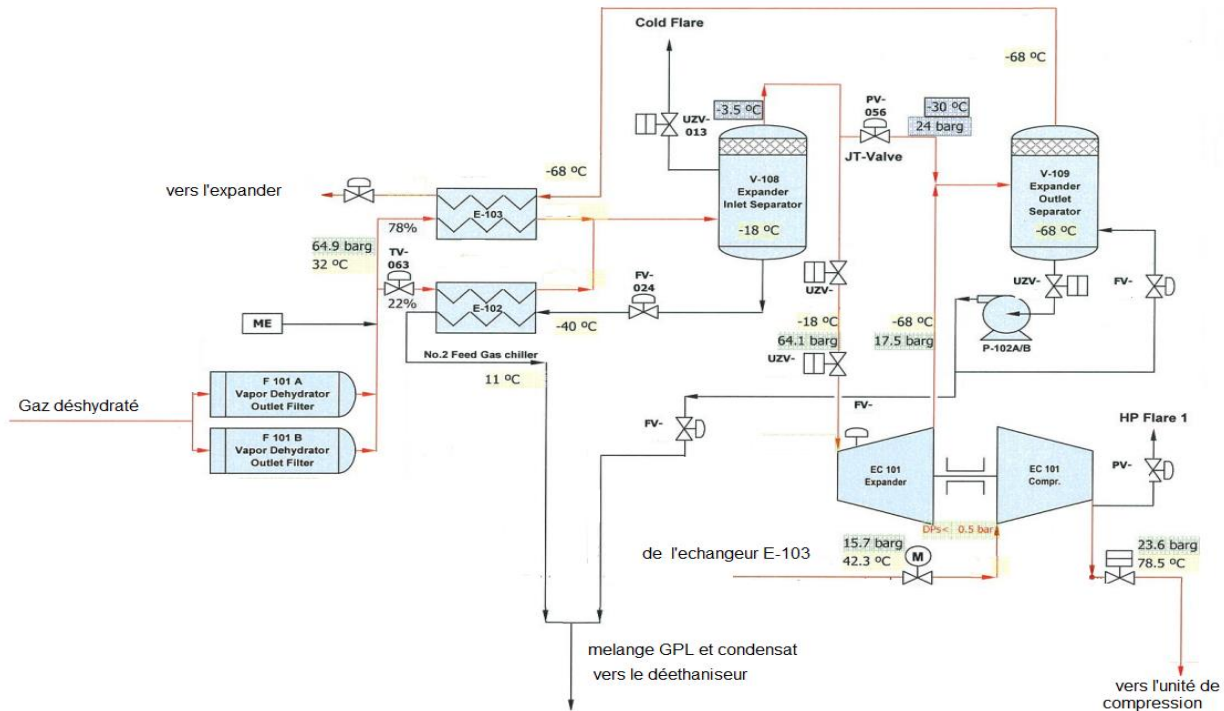


Figure IV-12 : le procédé de refroidissement de turbo expander.

IV.3.1 Comparaison entre vanne joule Thomson et turbo-expander

Il existe deux façons d'abaisser la température (et la pression) du gaz de traitement dans le CPF ;

- Expansion vanne J-T
- Turbo Expander.^[H]

^[A] Documentation OHANET (SDTM, PFD, et PID).

^[H] Documentation de « Cryostar process machinery» Turbo expander for a cold production and energy recovery.

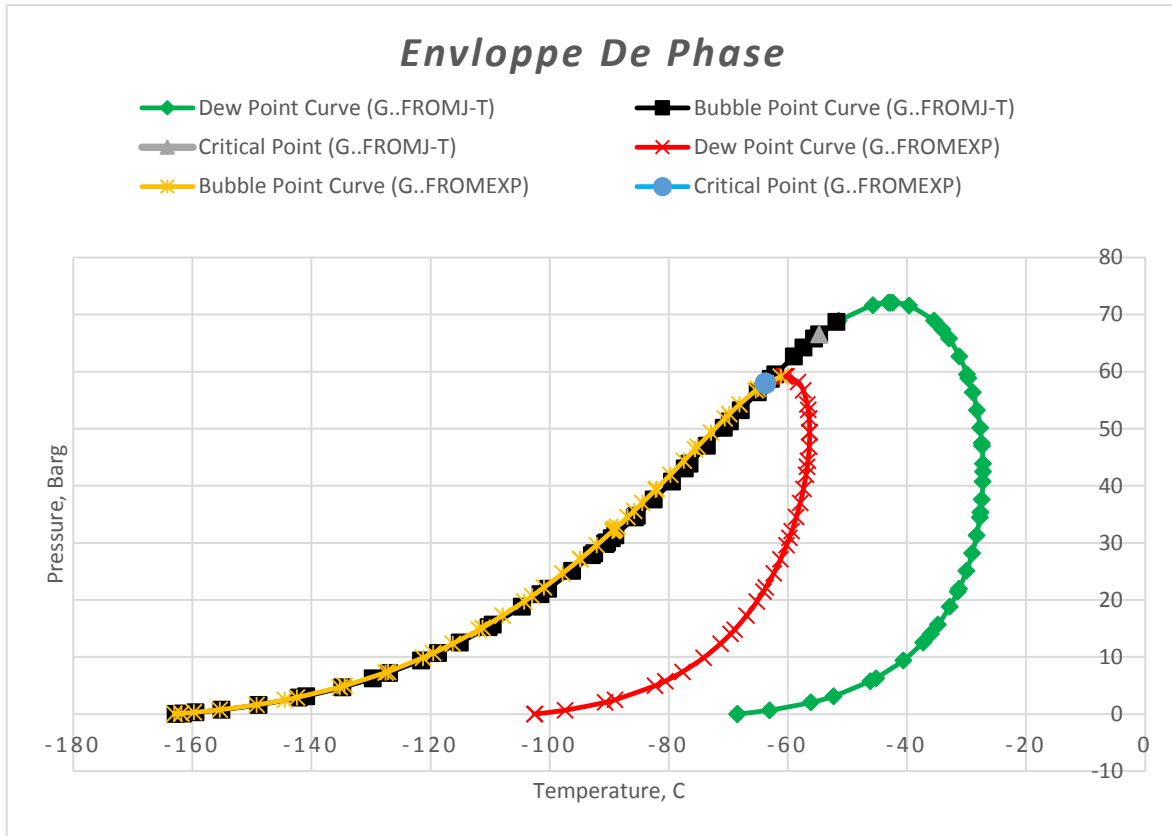


Figure IV-13 : L'enveloppe de phase de gaz naturel.

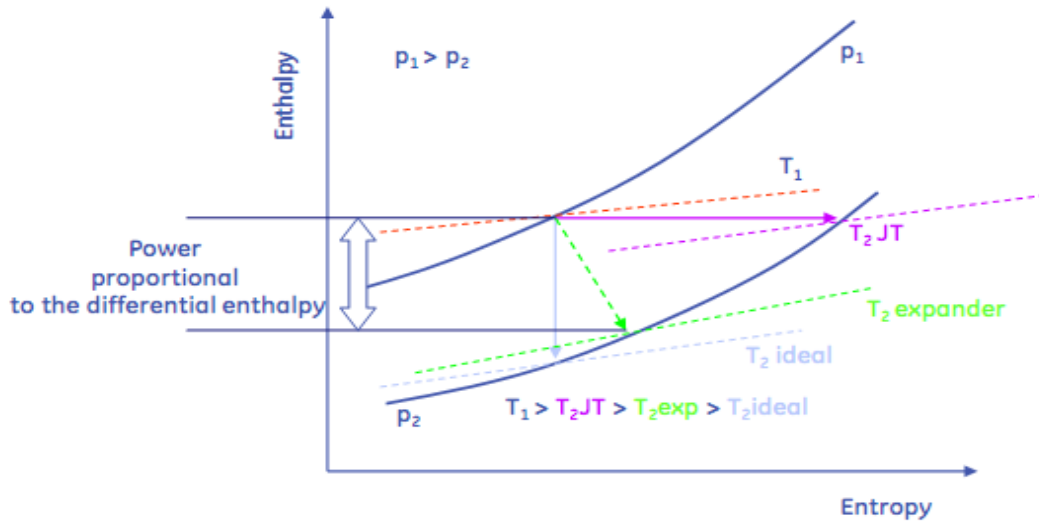


Figure IV-14 : La variation d'enthalpie et entropie en fonction de pression et température.

Chaque fois que le gaz à haute pression est relâché à basse pression, le gaz subit une température plus basse ou plus élevée température. Cet effet est appelé effet Joule Thomson.

Puisqu'aucun travail n'est extrait du gaz, l'enthalpie totale du gaz avant expansion et après expansion reste le même. L'expansion par la valve J-T est appelée expansion isenthalpique.

Lorsque le gaz se dilate à travers de la turbine, ils sont forcés de tourner dans le carter d'expander. Le travail est extrait du gaz à haute pression et transmis par l'arbre commun à la section Compresseur.

Le turbo-expander produit une détente isentropique, par contre la vanne Joule Thomson produit une détente isenthalpique.

Tableau IV-2 : Comparaison entre vanne joule Thomson et turbo-expander

Name Stream	Feed Gas	Recycle Gas	Inlet Expander	Inlet J-T	Outlet Expander		Outlet J-T	
Phase	Vapor	Vapor	Vapor	Vapor	Vapor	Liquid	Vapor	Liquid
Molecular Weight	18.67	18.39	18.62	18.62	17.81	35.12	18.61	49.00
Pression(Barg)	58	62	58	58	15	15	24	24
Temperature °C	25	25	-20	-5	-68.5	-68.5	-30	-30
Flow Kg-mole/h	12851	2181	15023	15023	14312	719	15026	5.42
Enthalpy M*KJ/h	18,83	3,10	21,93	34,30	6.37		34.30	
Components Rates %								
H2O	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	0,78	0,77	0,78	0,78	0,8	0,04	0,78	0,04
CO2	1,31	2,45	1,48	1,48	1,5	1,92	1,48	1,06
C1	86,62	86,72	86,63	86,63	89,7	24,48	86,66	18,75
C2	8,06	9,31	8,24	8,24	7,1	31,4	8,24	15,52
C3	2,41	0,73	2,16	2,16	0,9	28,25	2,16	17,91
IC4	0,29	0,01	0,25	0,25	0,00	4,79	0,25	7,81
NC4	0,38	0,01	0,33	0,33	0,00	6,35	0,32	12,37

IC5	0,08	0.00	0,07	0,07	0.00	1,42	0,07	7,60
NC5	0,05	0.00	0,05	0,05	0.00	0,96	0,04	6,51
NC6	0,02	0.00	0,02	0,02	0.00	0,33	0,01	8,93
NC7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0,05	0,00	3,51
NC8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NC9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NC10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NC11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C12+	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H2S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

IV.4 Le démarrage de turbo expander EC-101

Pendant le démarrage des trains le turbo-expander reste en arrêt, d'où le gaz déshydraté subit une détente isenthalpique à travers de la vanne J-T d'une pression de 64 barg jusqu'à 24 barg, dès que les paramètres d'exploitation stabilise dans la colonne de fractionnement T-101, T-102 et T-103 on procède au démarrage de turbo-expander selon la procédure suivante ;

1. S'assurer que le niveau d'huile dans la caisse est au-dessus de niveau minimal.
2. Assurer l'alimentation électrique des pompes d'huile de lubrification.
3. Assurer que la vanne UCV-016 expander-compresser Anti-Surge est 100% ouverte.
4. Vérifier que les lignes d'entrées sortie de turbo-expander (UZV-014-2, UZV-014-5 et UZV-014-1) et de compresseur USV-023 sont fermés, et les vanne manuelles sont ouvertes.
5. Ouvrier les vannes du gaz d'étanchéité et on vérifie sa pression sur PDI-528 est entre 2.5-4.0 bar.
6. Démarrer les pompes de lubrification une fois les conditions de température sont adéquates (température atteinte 27°C minimum avant le démarrer la pompe).
7. Mettre le sélecteur HC-501 en position manuel et la lecture sur la pression de charge est 0 Psi (le système de commande manuel des IGV).

8. Démarrer les deux aéro de refroidissement d'huile de lubrification.
9. Appuyer sur Botton "reset expander" HS-073-1.
10. Ouvrir les vannes à l'aspiration de l'Expander et démarrer.
11. Ouvrir les vannes d'aspiration et refoulement de compresseur.
12. Vérifier l'absence des alarmes au niveau de salle contrôle pour la section de turbo expander s'ils existent il faut les acquitter.
13. Demander de la salle de contrôle la permission de démarrage.
14. Le démarrage et en mode manuel, à l'aide de dispositif de commande manuel des **IGV** on ouvre leur position progressivement et on surveille la monté de vitesse de turbo expander jusqu'à ce qu'il atteint la vitesse de 4000 tr/mn (19% de sa vitesse nominale) on le met en mode auto.
15. On surveille les différents paramètres de marche de turbo expander jusqu'il atteint sa vitesse maximale.

IV.5 Les différents paramètres à surveiller pendant la marche de l'EC-101

- La vibration et la température des paliers sont respectivement inferieur de 20 μ m, 80°C.
- Le débit de gaz entré de turbo-expander qui ne doit pas dépasser 340 T/ Hr.
- La vitesse de rotation de turbo-expander est de 12900 RPM.
- La pression et la température d'entrée/sortie de l'expander et compresseur.
- La pression différentielle d'huile et de gaz d'étanchéité à travers des paliers et les filtres.
- Le niveau d'huile de lubrification dans le réservoir qu'l doit supérieur à 500 mm.

IV.6 Les facteurs qui peuvent déclenchent le turbo expander EC-101

IV.6.1 Les facteurs internes

- Vibrations excessives du système. Un capteur de vibrations est installé pour transmettre le taux de vibrations du système. Un seuil maximum 55 μ m limité par le constructeur met à l'arrêt automatiquement le Turbo-Expander.
- Survitesse de l'arbre. Un capteur de vitesse relié à son instrument de mesure transmet la vitesse de rotation aux indicateurs (panneau local et salle de contrôle). Une valeur maximale 14200 RPM qui déclenche le turbo-expander.

- Si la température de refoulement dans le compresseur atteint 100°C, elle cause la tripe de la machine.
- faible pression différentielle d'huile a traversé des paliers 6.2 Bar.
- Température des paliers haute. Deux capteurs de température sont installés pour transmettre la température des paliers. Si la température atteint la valeur maximale (93°C) fixée par le constructeur ; le Turbo-Expander s'arrêterait. Plusieurs facteurs peuvent provoquer la hausse de la température d'huile des paliers ; problème mécanique provoquant surcharge ou frottement, la hausse de la température d'huile de lubrification peut aussi augmenter la température d'huile des paliers.
- Pression différentielle de butée haute. Un indicateur de pression est installé pour surveiller la poussée axiale de l'arbre de transmission. Ce dernier doit être en position d'équilibre. Un déplacement dépassant une marge de sécurité (± 14 Bar) à gauche ou à droite provoque l'arrêt du turbo-expander.

IV.6.2 Les facteurs externes

- Activation d'Emergency Shutdown niveau 1 (ESD 1)
- Train Shutdown (ESD 2)
- Activation de détecteur de flamme dans unité 100
- Haute pression de gaz d'alimentation dans l'entrée de train
- Défaut d'alimentation (haut ou faible débit)
- Mauvaise déshydratation de gaz dans les sécheurs.

IV.7 Service HSE

HSE; **H**Health, **S**Safety and **E**Environment.

Cette section couvre les directives et les considérations sur la sécurité générales à suivre pendant l'exploitation, l'arrêt de l'usine et la maintenance des équipements. Ces considérations couvrent la lutte et la prévention contre l'incendie, les risques relatifs à la manipulation, au traitement et au stockage des hydrocarbures et des produits chimiques, aux procédures de sécurité et de santé en cas d'accident et à la prévention des accidents.

IV.7.1 Présentation du système des autorisations de travail

Il comporte les permis de travail suivant ;

- ✓ Travail à chaud (flamme nue) – couleur ROUGE.
- ✓ Travail à chaud (possibilité d'étincelles) – couleur JAUNE.
- ✓ Travail à froid – couleur BLEUE.

Ce système applique des contrôles supplémentaires au travail en utilisant les certificats suivants;

- ✓ Certificat de confirmation d'isolement.
- ✓ Certificat d'entrée dans un espace confiné.
- ✓ Certificat de travailler dans des zones contaminée.
- ✓ Certificat d'excavation.
- ✓ Certificat de mouvement d'équipement lourd.

IV.7.2 Le système d'arrêt d'urgence (ESD)

ESD; **E**mergency **S**hut **D**own

Les principaux objectifs visés par l'installation de ce système sont les suivants ;

- ✓ La protection du personnel.
- ✓ La protection des équipements et installations.
- ✓ La réduction de la pollution.

Le système d'arrêt d'urgence est indépendant de tous les autres systèmes, ce qui lui permet de réagir en cas d'anomalie ou de conditions de marche anormales en ;

- ✓ arrêtant et/ou en isolant les sections de l'installation ou toute l'installation.
- ✓ en purgeant les sections de l'installation dès que nécessaire afin de prévenir tout effet secondaire des conditions anormales.

On peut décrire le système ESD en quatre niveaux qui sont ;

- ✓ Niveau 3 - Arrêt d'un équipement local.
- ✓ Niveau 2 - Arrêt des équipements locaux ou de la zone.
- ✓ Niveau 1 - Arrêt de tous les installations de traitement.
- ✓ Niveau 0 - Arrêt totale de l'usine avec isolement des têtes de puits et des canalisations.

Les moyens par lesquels le système d'arrêt d'urgence déclenche sont les suivants ;

- ✓ Dispositifs montés sur site.
- ✓ Boutons - poussoirs du panneau local.
- ✓ Déclenchement à partir de DCS.
- ✓ Signaux de détection d'incendie ou de fuite de gaz.

Les dispositifs de sortie du système d'arrêt d'urgence sont les suivants ;

- ✓ Vannes d'isolement ESD.
- ✓ Vannes de purge.
- ✓ Dispositif de commutation électrique.
- ✓ Fonctions d'arrêt pour pompes.
- ✓ Fonctions d'ouverture/de fermeture des vannes d'arrêt sur site.

IV.7.3 Système de détection d'incendie et de fuite de gaz (FGS)

Le système de détection d'incendie et de fuite de gaz (FGS) est conçu pour avertir l'opérateur de façon appropriée lorsqu'un incendie se déclare ou qu'une fuite de gaz est détectée au niveau de CPF. Il s'interface avec le système d'arrêt d'urgence en cas d'incendie ou de fuite de gaz confirmé afin d'initialiser l'arrêt d'une zone affectée. Le FGS initialise automatiquement les systèmes de protection contre les incendies d'une zone affectée (les systèmes d'eau pulvérisé et de CO₂). De même, il déclenche automatiquement les alarmes en cas de détection d'une fuite de gaz dans une zone, permettant ainsi d'arrêter cette dernière manuellement.

Les dispositifs d'entrée du FGS comprennent les éléments suivants ;

- ✓ Détecteurs de gaz inflammable.
- ✓ Détecteurs de fumée.
- ✓ Détecteurs d'incendie UV, IR.
- ✓ Commutateurs du panneau local.
- ✓ Commutateurs du panneau FGS.

IV.7.4 Le système d'extinction de feu

IV.7.4.1 L'eau anti incendie

Le système comprend un tank à eau de 12 000 m³, deux pompes Jockey pour maintenir une pression positive d'environ 7 à 9 bars dans le réseau de sorte que l'eau soit immédiatement disponible en cas de besoin. En cas de déclenchement de ce système (déclenchement de système de déluge pour assurer le refroidissement des équipements en cas d'incendie), des pompes à haut débit assure la disponibilité d'eau anti incendie dans le réseau.

IV.7.4.2 Le système à mousse

Le système à mousse a pour but d'étouffer le feu, la mousse est produite en mélangeant une poudre particulière, l'AFMF (mousse formant un film flottant), avec de l'eau et de l'air. Ce système consiste à injecter la mousse par des lances à mousse situées près de l'équipement à protéger ou bien à l'intérieur.

IV.7.4.3 Le système de CO₂

Il est installé dans les espaces fermés (les stations électriques, les stations de commande et dans les chambres des turbines à gaz) alimenté par des bouteilles de CO₂.

IV.8 Conclusion

Une description détaillée du turbo-expander EC101 a été présentée le long de ce chapitre. Toutes les parties constituantes de cette machine ont été abordées du point de vue technologique et fonctionnel. Enfin, une étude du système de commande et de contrôle ainsi que du système de protection a été présentée.

Chapitre V. Revue bibliographique sur le Turbo-Expander

Le cinquième chapitre présente une étude bibliographique sur les turbo-expanders en termes de performances et efficacité.

Sommaire

Chapitre V. Revue bibliographique sur le Turbo-Expander.....	61
V.1 Introduction.....	62
V.2 La présentation des travaux précédents sur le turbo-expander	62
V.3 Conclusion	68

V.1 Introduction

De nombreuses études se sont intéressées au rendement et à l'efficacité des turbo-expanders suite à l'importance avérée de ces machines dans l'industrie de traitement du gaz naturel. Le but de ce chapitre est de collecter les projets de fin d'étude et les thèses qui traitent des sujets sur le turbo-expander pour faire une étude bibliographique concernant l'utilisation et les problèmes qui peuvent influencer sur la marche et le rendement du turbo-expander et faire une comparaison des différentes conclusions constatées par les gens qui travaillent sur celui-ci, et comment améliorer les paramètres de fonctionnement afin d'obtenir un meilleur rendement pour déterminer une température et une pression optimales.

V.2 La présentation des travaux précédents sur le turbo-expander

Récemment, quelques recherches fructueuses ont été faites sur le turbo-expander, CHOUIHA H. et MANSOURI A. ^[E] ont tenté d'étudier les performances du Turbo-expander en utilisant une étude d'analyse thermodynamique de cette machine qui est considérée comme l'une des technologies les plus modernes dans le domaine de l'industrie, en particulier le traitement du gaz, en raison de la grande capacité de refroidissement (jusqu'à -61°C) et donc ce que l'on appelle le procédé de cryogénie. L'étude s'est faite dans une zone appelée « Installations Centrales de Production » située dans le champ de Gassi Touil. La Figure V-1 présente les principales installations de transformation sur le site mentionné précédemment.

^[E] : CHOUIHA H. et MANSOURI A « Etude des performances du turbo-expander », université Ouargla, 2015

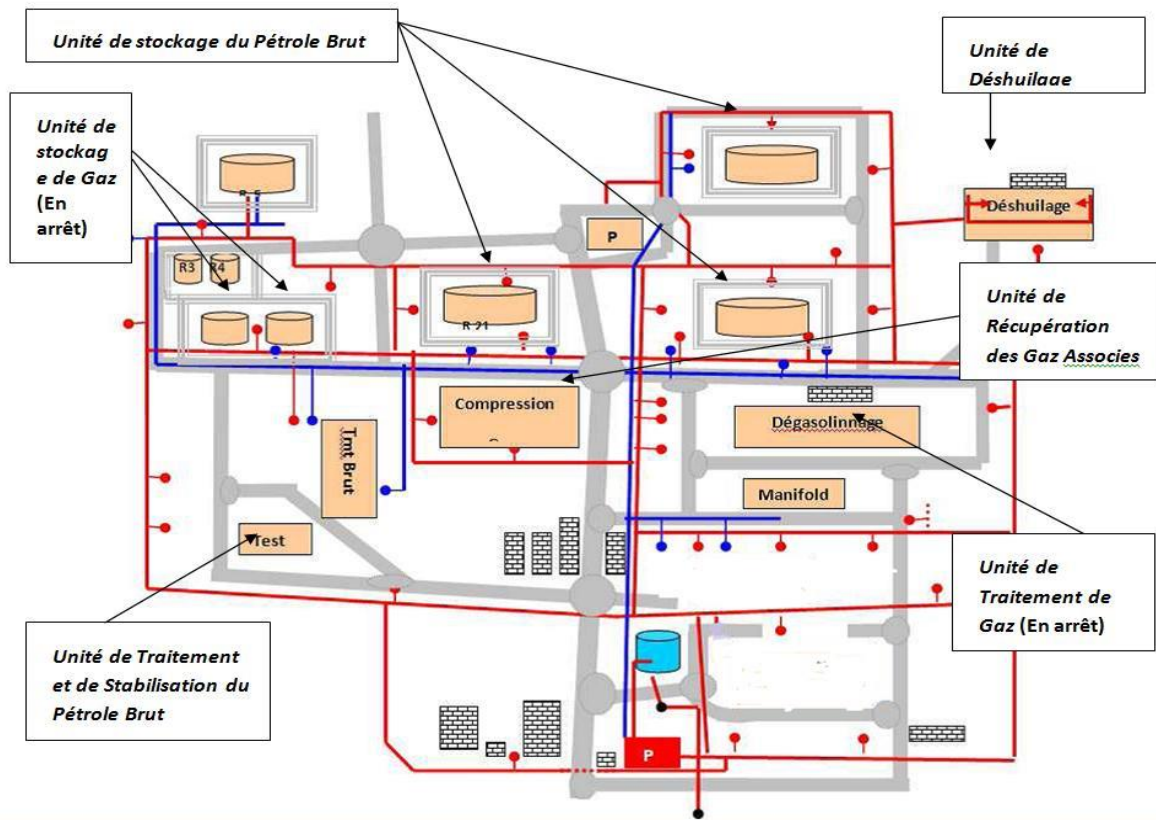


Figure V-1 : Les plans d'installation de production du G-T-L.

Enfin, après avoir calculé l'enthalpie et l'entropie des composants du gaz à l'entrée et sortie de turbo-expander en utilisant un programme "THERMOPTIM", ils ont pu calculer l'efficacité du coût du turbo-expander, ils se sont donc concentrés sur le côté expander qui correspond au résultat de 66,27%.

Bien que les performances de l'expander soient considérées comme faibles par rapport à ce que le concepteur a donné (85%), le turbo-expander garde largement son utilisation dans le domaine industriel.

Ce travail dans les Installations Centrales de Production a permis de compléter et de consolider les connaissances théoriques avec des résultats pratiques et des manipulations sur le terrain. Les résultats obtenus confirment que la variation de la composition du gaz brut et de la pression d'admission affectent directement les paramètres de fonctionnement. Cette même variation de composition de gaz brut et de pression affecte le rendement de la turbine donné par le concepteur, déterminé à 85%, tandis que le vrai rendement qui a été calculé était de 66,27 %. Malgré cela, cette

valeur est considérée comme faible lorsqu'elle est comparée à la valeur du concepteur, mais le turbo-expander fait toujours partie des hautes technologies utilisées dans l'industrie. La conclusion globale qui se dégage de cette étude montre que le turbo-expander est un organe qui doit faire l'objet de plus d'attention pour éviter des arrêts qui conduisent à une perte en quantités appréciables de GPL et condensats ; et propose donc les recommandations suivantes :

- ✓ Minimiser les arrêts du turbo-expander sauf pour des raisons de maintenance.
- ✓ Faire une étude plus approfondie pour calculer les paramètres de fonctionnement optimisé du turbo-expander (P & T) pour améliorer la récupération du GPL et des condensats.
- ✓ Faire une étude plus approfondie pour optimiser l'injection de méthanol aux échangeurs et Turbo-Expander pour éviter le problème de givrage.

D'autre part, BERINOUBA N. ^[M] a étudié le régime de fonctionnement d'un turbo-expander, qui est en fait une machine thermique d'une conception très rigoureuse ainsi qu'une exécution soignée. Il s'agit de la meilleure machine actuellement disponible pour des conditions d'exploitation du gaz naturel ; et avec une maintenance raisonnable, elle procurera de longues années de service efficace, C'est une machine simple d'emploi dont toutes les pièces ont été disposées de manière à faciliter la maintenance, montage et démontage compris. En arrivant à la fin de ce travail, il convient de s'interroger sur la portée de celui-ci et d'en tirer quelques conclusions.

L'auteur a exposé dans ce mémoire une étude des différents composants du turbo-expander, qui nous a permis d'apprécier la nécessité d'utilisation des turbo-expanders dans l'unité centrale de traitement de gaz humide. On peut dire en ce qui concerne les performances du turbo-expander, données par le constructeur, qu'elles ne sont pas toujours réalisables et c'est dû généralement aux conditions d'exploitation du turbo-expander, et aux paramètres du process.

Cette conclusion a permis de mettre en évidence les conséquences de ces imperfections pour ramener le turbo-expander au niveau du rendement optimal par le suivi strict des paramètres de process, ainsi que la maintenance.

^[M] : BERINOUBA Naceur « Etude technologique et énergétique du turbo-expander », université de Biskra, juin 2017

Ensuite, MELLOUKI A. ^[N] a étudié les dysfonctionnements qui peuvent perturber le procédé de liquéfaction au niveau de la section cryogénique ainsi que le bon fonctionnement du turbo-expander et qui influent sur son rendement et par conséquent sur la production des GPL. Leur mémoire du PFE est le résultat des travaux effectués durant la période de stage pratique au sein de l'unité « GPL2/CIS/HMD ».

Son travail a permis d'étudier les performances du Turbo-expander à travers une étude thermodynamique. Pour cet objectif, une combinaison entre le calcul manuel et celui numérique, en utilisant le logiciel « HYSYS », a été adoptée. Les résultats du calcul actuel ont donné un rendement de 65% ; nettement inférieur à celui du design qui est de 82%. Cet écart important a motivé l'étude de l'influence de la variation de la température, de la pression et du débit sur le rendement de ce dernier et par conséquent sur le taux de récupération des GPL.

Les résultats obtenus ont été présentés et interprétés indiquant une meilleure récupération des hydrocarbures à des basses températures, à des hautes pressions et avec des débits proches au design.

Vu l'importance que présente l'expander dans le système cryogénique de réfrigération et de séparation de l'unité GPL2, il est nécessaire qu'il ait une efficacité thermodynamique élevée, une fiabilité élevée et une intégration plus facile avec les autres systèmes. Durant ces dernières années la rentabilité de ce dernier a diminué résultant en un manque à produire très important. Pour cela, le rendement de l'expander a été évalué manuellement dans les deux cas (design et réel). Les valeurs ont été de respectivement 80,30% et 66,66%.

Le logiciel de simulation HYSYS a été utilisé pour la confirmation de ces résultats. Les valeurs trouvées dans ce cas sont 82% et 65%. Par ailleurs, les variations des trois paramètres : température d'entrée (T_e), pression d'entrée (P_e) et le débit d'entrée (Q_m) ont influé sur le rendement de l'expander et par conséquent sur le taux de récupération du GPL

^[N] : MELLOUKI A « Optimisation des paramètres de fonctionnement du turbo-expander de l'unité GPL2 (CIS-DP-HMD) », université d'Annaba, juin 2019.

En plus de cela, KAOUCH A. ^[0], a proposé une solution de commande numérique pour le Turbo-Expander dont le démarrage et le chargement se font d'une manière manuelle et qui nécessite l'intervention de plusieurs opérateurs. Afin d'assurer la sécurité et la continuité de la production, le besoin et la nécessité de faire appel à la nouvelle technologie, l'utilisation des automates programmables et une supervision à base du (DCS CS3000) sont d'une efficacité avérée.

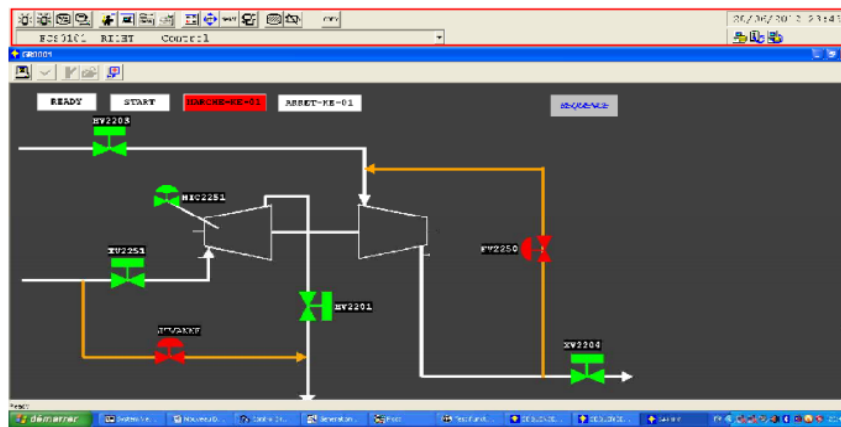


Figure V-2 : Schéma présente le principe de fonctionnement de turbo-expander

Pour cela, il a d'abord étudié le process de l'unité GPL en se focalisant sur le fonctionnement du Turbo-Expander, ainsi que ses différents systèmes (système d'équilibrage, système de lubrification, système de gaz d'étanchéité). Ensuite il a étudié le système de contrôle DCS de YOKOGAWA le CENTUM CS 3000 dans sa constitution matérielle et logiciel. Ceci a permis de programmer les séquences de démarrage, d'arrêt normal et d'urgence du KE-01 (Turbo-Expander), et la validation de ce travail par une simulation sous le CS3000. Tout au long de l'élaboration de la présente solution, on a été en contact avec des problèmes réels auxquels les opérateurs industriels sont toujours confrontés, chose qui nous a permis aussi de préconiser des solutions pratiques avec l'aide des ingénieurs de terrain. En d'autres termes, le côtoiement quotidien des techniciens et ingénieurs de la maintenance a contribué à l'évaluation objective et la validation des connaissances théoriques acquises durant le cursus universitaire.

^[0] : KAOUCH A. « Etude et développement d'une solution de commande numérique et de supervision du turbo expander sous DCS », université de Tizi Ouzou, juin 2010.

Enfin, HAMZAOUI A.^[P] a conclu que ce travail a pour but de remplacer la récupération d'énergie dans son contexte en insistant sur les motivations qui incitent au développement de systèmes de récupération d'énergie. L'énergie thermodynamique perdue par le gaz lors de la détente peut être récupérée sous forme de puissance si on remplace un détendeur classique par un turbo-expander. C'est autour de ces problématiques que les travaux présentés dans ce manuscrit portent ; le but est d'évaluer la puissance de détente du gaz naturel générée par un expander et son exploitation dans l'alimentation d'une installation frigorifique pour l'actionnement et la récupération d'énergie. Afin de répondre à cet objectif, il a structuré ce travail comme suit : Le premier chapitre, intitulé présentation de la centrale thermique de Ras-Djinet, s'intéresse à la présentation et à la description de la centrale thermique. Le deuxième chapitre, intitulé définitions et généralités sur les turbo-expander. La première partie consiste à présenter des généralités et des définitions sur les turbo-expander, tandis que la seconde partie portera sur les postes de détente et des généralités sur le gaz naturel. L'étude thermodynamique, fera l'objet du troisième chapitre : pour cela une modélisation énergétique d'une installation frigorifique à compression de vapeur sera entreprise. Le quatrième chapitre intitulé étude du cas d'une installation frigorifique, sera consacré à la présentation des résultats obtenus à partir de l'étude paramétrique. Au final, une conclusion générale rappellera les principes exposés ainsi que les différents résultats obtenus, ainsi que les enjeux futurs et perspectives en termes de récupération d'énergie.

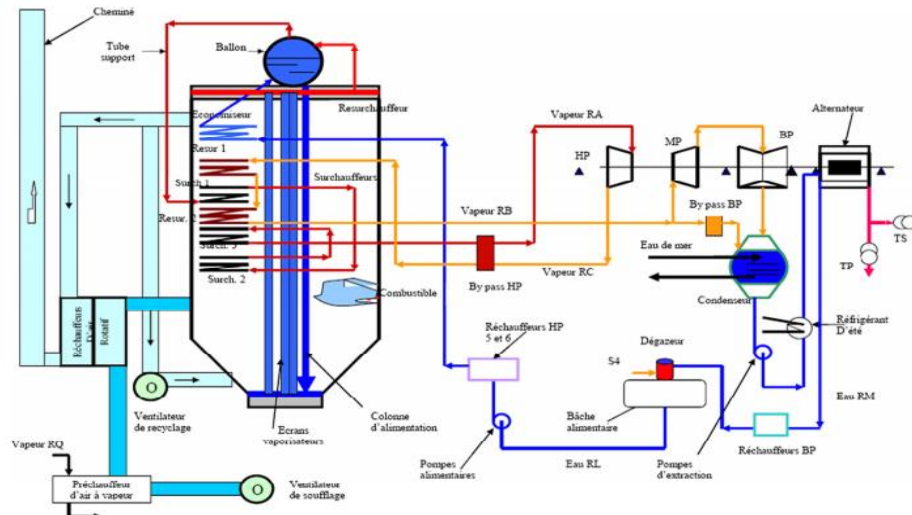


Figure V-3 : Schéma synoptique d'un groupe thermique.

^[P] : HAMZAOUI A. « Exploitation de la puissance de détente du gaz naturel de la centrale thermique de Ras-Djinet », université Tizi Ouzou, juin 2015

Après une présentation de quelques généralités et une brève étude thermodynamique du système proposé, suivi de l'évaluation des puissances développées par l'expander, il a présenté dans ce travail une étude énergétique détaillée pour un cycle théorique de réfrigération à compression de vapeur alimenté par les différentes puissances développées par l'expander. L'évolution des puissances frigorifiques, des débits massiques ainsi que du coefficient de performance ont été présentés. Cette étude a démontré que les performances du système de réfrigération à compression de vapeur sont gouvernées par les températures d'évaporation et de condensation du réfrigérant. Elle a aussi démontré que pour de différentes puissances développées par l'expander, et pour les mêmes paramètres thermodynamiques (température de condensation et d'évaporation du réfrigérant), l'évolution des paramètres physiques du réfrigérant (puissance frigorifique, débit massique...) diffère. La pression du gaz naturel à l'entrée du poste de détente influence directement les puissances développées par l'expander, ainsi que les performances de la machine frigorifique alimentée par ces puissances. L'énergie récupérée représente une économie lorsqu'elle est utilisée pour remplacer une source d'énergie coûteuse ; les économies sont affectées par le coût de la source d'énergie. En récupérant l'énergie de pression de détente, on peut réaliser une économie grâce à son exploitation dans l'alimentation d'une installation frigorifique, comme a été menée cette étude.

V.3 Conclusion

D'après ces projets de fin d'étude et ces thèses, on conclut que le choix et l'utilisation du turbo-expander reste une meilleure solution pour atteindre une récupération optimisée de GPL et condensat à basse pression et température qui influent directement sur le rendement du turbo-expander.

Chapitre VI. Etude thermodynamique, calcul du rendement et simulation du TE

Le sixième chapitre rassemble les calculs, les résultats, la simulation sur **Aspen HYSYS** de l'unité du Turbo-Expander, et leurs interprétations.

Sommaire

Chapitre VI. Etude thermodynamique, calcul du rendement et simulation du TE.....	69
VI.1 Notion thermodynamique	70
VI.1.1 Evolution isentropique et réelle d'un gaz parfait.....	70
VI.1.2 Evolution isentropique et réelle d'un gaz réel	71
VI.2 Notions relatives au calcul de rendement	73
VI.2.1 Rendement Isentropique	73
VI.2.2 Rendement polytropique.....	74
VI.2.3 Rendement dans le compresseur.....	75
VI.2.4 Méthode de calcul des enthalpies et des entropies	77
VI.3 Calcul de rendement de la machine EC-101	78
VI.3.1 Les paramètres et la composition du gaz de process	78
VI.3.2 Calcul des entropies et enthalpies à l'entrée du Turbo-Expander	79
VI.3.3 Calcul des enthalpies isentropique à la sortie de turbo-expander :.....	80
VI.3.4 Calcul de flash sortie Turbo-Expander	80
VI.3.5 Calcul des entropies et enthalpies à la sortie du turbo-expander.....	81
VI.3.6 Calcul de rendement polytropique.....	83
VI.4 Impact des paramètres critiques sur la récupération des LGN	86
VI.4.1 Impact de pression d'aspiration de la machine EC-101	86
VI.4.2 Impact de débit de gaz de recyclage de la machine EC-101	87
VI.5 Conclusion	88

VI.1 Notion thermodynamique

VI.1.1 Evolution isentropique et réelle d'un gaz parfait

VI.1.1.1 Lois d'évolution – coefficient isentropique

L'évolution d'un gaz parfait lors de la détente est dite isentropique lorsque ;

- Il n'y a pas de dégradation d'énergie par frottement (réversibilité de transformation d'énergie)
- Il n'y a pas d'échange de chaleur avec l'extérieur (transformation adiabatique)

Cette évolution idéale d'un gaz parfait est représentée par la loi ;

$$P * V^\gamma = \text{constante} \dots \dots \dots (1)$$

Avec ;

P : La pression

V : Le volume de gaz

γ : L'exposant ou coefficient isentropique caractéristique du gaz, avec ;

$$\gamma = \frac{C_P}{C_V} = \frac{C_P}{C_P - R}$$

C_p en $Kj/Kg * K$
 $R = 8.314 \text{ Kj/mol} * K$
 M en $Kg/Kmol$

La valeur de γ peuvent donc être obtenue à partir des données de C_p mais en pratique, elles sont accessibles pour un certain nombre de corps purs grâce aux abaques qui donnent γ en fonction de la température.

VI.1.1.2 Température en fin d'évolution isentropique

De l'hypothèse $P * V^\gamma = cst$ et de la loi des gaz parfaits, il résulte que la température T_{2is} en fin d'évolution isentropique est donnée par la relation ;

$$T_{2is} = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \dots \dots \dots (2)$$

T_{2is}, T_1 : En kelvin.

P_2, P_1 : En bars abs.

γ : Coefficient isentropique.

Elle dépend ;

- Du taux de compression ou de détente,
- De la température absolue initiale,
- De la nature du gaz caractérisé par son coefficient isentropique.

VI.1.1.3 Evolution réelle d'un gaz parfait

Lors d'une détente dans une machine, les hypothèses prises en compte pour l'évolution isentropique, ne sont pas vérifiées.

L'évolution réelle doit en effet tenir compte ;

- D'un échange de chaleur avec l'extérieur soit par refroidissement, soit par réchauffage ;
- Frottements aérodynamique dus aux imperfections des surfaces de la machine et à la viscosité du gaz ;
- Pertes par choc du gaz contre les parois de la machine ;
- Pertes de charge localisées.

On a donc ; $T_{2\text{réelle}} > T_{2\text{is}}$ (3)

Pour pouvoir calculer cette température réelle, on définit une évolution polytropique fictive qui serait régie par la même loi que l'évolution isentropique, dans cette évolution, l'exposant polytropique k remplace γ qui permet de calculer la température de refoulement réelle par la formule ;

$$T_{2\text{réelle}} = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \dots\dots\dots (4)$$

k : Ne dépend plus seulement de la nature du gaz, il dépend également des imperfections de la machine.

VI.1.2 Evolution isentropique et réelle d'un gaz réel

Si l'évolution isentropique d'un gaz réel, peut être calculée à partir d'une équation d'état, ou de la loi des états correspondants, la méthode la plus pratique, quand on a affaire à un corps pur consiste à suivre évolution du gaz, sur un diagramme thermodynamique.

L'utilisation d'un diagramme thermodynamique, d'un corps pur permet de résoudre facilement le problème, posé par une évolution isentropique ;

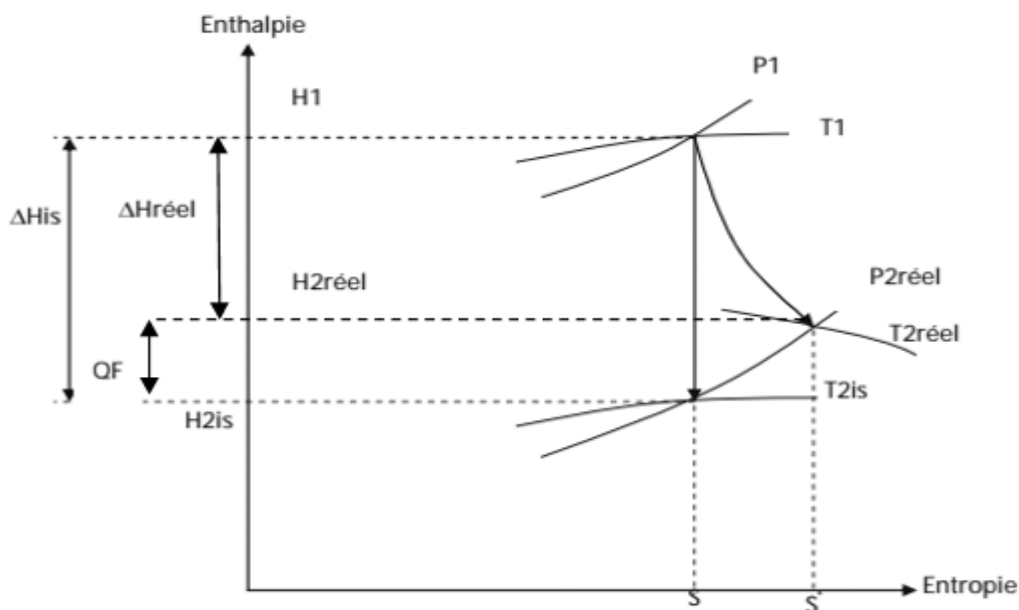


Figure VI-1 : Diagramme H-S coté expander.

L'énergie mécanique fournie par le gaz dans le cas d'une détente isentropique est ;

$$W_{is} = \Delta H_{is} = H_1 - H_{2is} \dots \dots \dots (5)$$

Où :

H_1 : L'enthalpie à l'entrée de la machine avec les conditions P_1, T_1 , et la composition de gaz.

H_{2is} : L'enthalpie à la sortie, dans le cas d'une évolution isentropique.

La chute d'enthalpie (ΔH_{is}) correspondante à la turbine parfaite représente le travail isentropique récupéré à la détente.

Le trajet vertical représenté sur le diagramme H-S, a une récupération maximale d'énergie mécanique, dans une machine réelles, la détente de gaz s'accompagne d'une augmentation d'entropie, qui est traduite graphiquement par un segment oblique sur le diagramme H-S cela a pour conséquences ;

- Une température de décharge T_2 plus élevée que T_{2is} à cause des frottements.
- Une chute d'enthalpie $\Delta H_{réel}$ réduite par rapport a ΔH_{is} ; a cause d'énergie dissipée par frottement.

L'énergie mécanique fournie par le gaz dans le cas d'une détente réelle est ;

$$W_{réel} = \Delta H_{réel} = H_1 - H_{2réel} \dots \dots \dots (6)$$

Où :

H_1 : L'enthalpie à l'entrée de la machine avec les conditions P_1, T_1 , et la composition de gaz.

$H_{2réel}$: L'enthalpie à la sortie, dans le cas d'une évolution réelle.

VI.2 Notions relatives au calcul de rendement

Il est tout fois intéressant pour mesurer la performance d'une turbine, de comparer l'évolution réelle de gaz à celle qu'il aurait lieu dans une turbine parfaite répondant aux caractéristiques suivantes ;

- Pas de dégradation d'énergie par les frottements (réversibilité des transformations d'énergie)
- Machine adiabatique ; pas d'échange de chaleur avec extérieur (la machine est calorifugée)

VI.2.1 Rendement Isentropique

Le rendement isentropique de la machine est finalement ; le rapport entre le travail réel et le travail isentropique ;

$$\eta_{is} = (W_{réel}/W_{is}) * 100 = (\Delta H_{réel}/\Delta H_{is}) * 100$$

❖ Cas d'un gaz parfait ;

$$\eta_{is} = \frac{T_2 - T_1}{T_{2is} - T_1} = \frac{T_1 * \left(\frac{T_2}{T_1} - 1\right)}{T_1 * \left(\frac{T_{2is}}{T_1} - 1\right)}$$

$$\eta_{is} = \frac{\left(\frac{T_2}{T_1} - 1\right)}{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1} = \frac{\tau - 1}{(\varepsilon)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1}$$

$$\eta_{is} = \frac{\tau - 1}{(\varepsilon)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1} \dots \dots \dots (7)$$

Où ;

$$\Delta H_{is} = H_1 - H_{2is}$$

$$\Delta H_{réel} = H_1 - H_{2réel}$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \varepsilon \quad , \quad \frac{T_2}{T_1} = \tau$$

Le schéma précédent (Figure VI-1) montre le processus d'expansion de gaz à travers le Turbo-Expander dont ;

- $\Delta H_{réel}$ La différence d'enthalpie entre l'entrée et la sortie de processus réel (actuel processus).
- ΔH_{is} La différence d'enthalpie entre l'entrée et la sortie de processus isentropique (idéal processus 100% efficacité).

VI.2.2 Rendement polytropique

$$\eta_{poly} = (W_{réel}/W_{poly}) * 100 = (\Delta H_{réel}/\Delta H_{poly}) * 100$$

❖ Cas d'un gaz parfait ;

$$\eta_{poly} = \frac{T_2 - T_1}{T_{2poly} - T_1} = \frac{T_1 * \left(\frac{T_2}{T_1} - 1\right)}{T_1 * \left(\frac{T_{2poly}}{T_1} - 1\right)}$$

$$\eta_{poly} = \frac{\left(\frac{T_2}{T_1} - 1\right)}{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1} = \frac{\tau - 1}{(\varepsilon)^{\frac{k-1}{k}} - 1}$$

$$\eta_{poly} = \frac{\tau - 1}{(\varepsilon)^{\frac{k-1}{k}} - 1} \dots \dots \dots (8)$$

La détente polytropique obéit à la relation ;

$$\frac{T_{2poly}}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \dots \dots \dots (9)$$

Où k est le rapport des chaleurs spécifiques à pression constante et à volume constant ;

$$\begin{cases} k = \frac{Cp}{Cv} \\ Cp - Cv = R \end{cases}$$

En absence de travaux de frottement et d'échange avec l'extérieur, cette évolution serait Isentropique et donne une température T_{2is} où on écrit l'égalité ;

$$\frac{T_{2is}}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

Et par l'utilisation de la notion de rendement polytropique η_p ;

$$\eta_p = \frac{\gamma}{\gamma-1} * \frac{k-1}{k}$$

On écrit donc ;

$$\frac{T_1}{T_{2poly}} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma} * \eta_p} \dots \dots \dots (10)$$

Le travail de la détente réelle dans l'expander est égal ;

$$W_T = C_p(T_1 - T_2) \dots \dots \dots (11)$$

Il vient ;

$$W_t = C_p * T_1 \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma} * \eta_p} \right] \dots \dots \dots (12)$$

Dans le cas de la détente on a ; $W_{réel} < W_{poly} < W_{is} \rightarrow \eta_{réel} < \eta_{poly} < \eta_{is}$

VI.2.3 Rendement dans le compresseur

L'énergie donnée par l'expansion de gaz dans le turbo expander **HP_{expandeur}** est distribuée comme un travail pour l'entraînement de compresseur **HP_{compresseur}** et une énergie consommée par Paliers (Bearings) de turbo expander **HP_{paliers}**. [D]

$$HP_{expander} = HP_{compresseur} + HP_{palier}$$

L'énergie consommée par le compresseur est donnée par la formule suivante ;

$$HP_{compresseur} = \frac{1,4145 * \Delta H_{iscompresseur} * Q}{\eta_{compresseur}} \dots \dots \dots (13)$$

Avec ;

Q : Le débit de gaz en lb/sec.

1,4145 : Conversion d'unité d'énergie de Btu/sec en Horsepower.

Le rendement de compresseur est ;

$$\eta_{\text{compresseur}} = \Delta H_{is\text{ compresseur}} / \Delta H_{r\acute{e}el\text{ compresseur}}$$

$$\eta_c = \frac{W_{is}}{W_{r\acute{e}el}} \dots \dots \dots (14)$$

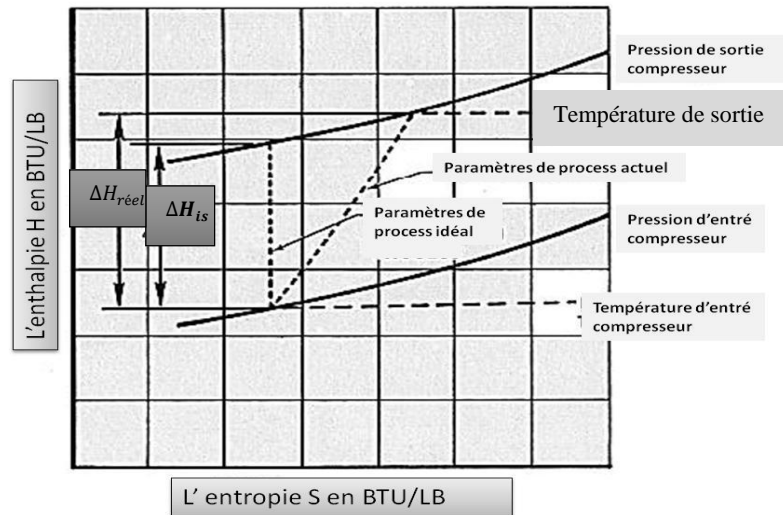


Figure VI-2 : Diagramme H-S coté compresseur.

La pression de gaz sortant de compresseur P_{sortie} est donnée par ;

$$P_{\text{sortie}} = P_{\text{entré}} \times \left[1 + \frac{\Delta H_{is\text{ compresseur}}}{C_p * T_{\text{entré}} * Z} \right]^{\gamma / \gamma - 1} \dots \dots \dots (15)$$

γ : Le rapport entre C_p et C_v .

Z : Facteur de compressibilité de gaz.

C_p : La chaleur spécifique à pression constante.

$T_{\text{entré}}$: Température de gaz d'entrée compresseur.

$P_{\text{entré}}$: La pression de gaz d'entrée compresseur.

VI.2.4 Méthode de calcul des enthalpies et des entropies

VI.2.4.1 Calcul d'enthalpie et d'entropie H_1, S_1 à l'entrée de l'expander

Après la connaissance de température T_1 et la pression P_1 ; A l'aide des diagrammes d'équilibre de chaque composant on tire la valeur de H_i, S_i à l'état correspondant.

L'enthalpie totale au point « 1 » (entre expander) est la somme des enthalpies ;

$$H_1 = \sum(X_i * H_i) , \quad i = 1,2,3, \dots, n \dots \dots \dots (16)$$

Où X_i : est la fraction molaire de chaque composant dans le mélange.

De même façon l'entropie totale à la sortie est ;

$$S_1 = \sum(X_i * S_i) , \quad i = 1,2,3, \dots, n \dots \dots \dots (17)$$

Avec ;

H_1 : Enthalpie totale à l'entrée.

S_1 : Entropie totale à l'entrée.

VI.2.4.2 Calcul d'enthalpies et entropie de décharge H_2, S_2

Dans le cas d'un turbo-expander, la détente dans la turbine (expander) s'accompagne avec un changement d'état du gaz.

Après la décharge à une température plus basse : on a un mélange biphasique (liquide – vapeur) ;

Donc l'enthalpie à la sortie de l'expander est somme des enthalpies liquides et vapeur.

$$H_2 = (1 - x)H_L + x * H_V \dots \dots \dots (18)$$

De même façon pour l'entropie :

$$S_2 = (1 - x)S_L + x * S_V \dots \dots \dots (19)$$

D'où :

x : Titre massique de vapeur (représente le pourcentage du vapeur à la sortie de la machine).

H_V : Enthalpie de la phase gazeuse à la sortie.

S_V : Entropie de la phase gazeuse à la sortie.

H_L : Enthalpie de la phase liquide à la sortie.

S_L : Entropie de la phase liquide à la sortie.

Et:

$$H_V = \sum H_{Vi} \cdot X_i, \quad i = 1.2.3.4 \dots n.$$

$$H_L = \sum H_{Li} \cdot X_i, \quad i = 1.2.3.4 \dots n.$$

$$S_V = \sum S_{Vi} \cdot X_i, \quad i = 1.2.3.4 \dots n.$$

$$S_L = \sum S_{Li} \cdot X_i, \quad i = 1.2.3.4 \dots n.$$

VI.3 Calcul de rendement de la machine EC-101

VI.3.1 Les paramètres et la composition du gaz de process

Pour calculer le rendement du turbo-expander, on a besoin des paramètres suivants ;

- La composition du gaz d'admission.
- Le débit du gaz d'entrée.
- La pression et température d'aspiration.

Le tableau suivant représente les différents composants du gaz d'alimentation de l'expander ;

Phase composition	Masse moléculaire (Mw) [Kg/Kmol]	Gaz recyclage	Sortie V-108 vers T-101	Sortie V-108 vers EC-101
		Vap mole-%	Liq mole-%	Vap mole-%
H2O	18.015	0.00	0.000	0.000
N2	28.013	0.77	0.158	0.0078
CO2	44.010	2.45	1.545	0.0148
C1	16.043	86.72	46.137	0.8663
C2	30.070	9.31	18.206	0.0824
C3	44.097	0.73	14.934	0.0216
IC4	58.124	0.01	3.797	0.0025
NC4	58.124	0.01	6.499	0.0033
IC5	72.151	0.00	2.908	0.0007
NC5	72.151	0.00	2.256	0.0005
NC6	86.178	0.00	2.177	0.0002
NC7	100.206	0.00	0.975	0.0000
NC8	114.233	0.00	0.331	0.000
NC9	128.260	0.00	0.065	0.000
NC10	142.287	0.00	0.010	0.000
NC11	156.314	0.00	0.002	0.000
C12+	190.5	0.00	0.000	0.000
H2S	34.079	0.00	0.000	0.000

Tableau VI-1 : La composition du gaz d'alimentation de l'expander.

❖ Les paramètres actuels de process ;

- $Q_{regeneration\ gas} = 18\ tonne/h$, $Q_{Start-Up\ gas} = 40\ tonne/h$
- $Q_{total} = Q_{Feed\ gas} + Q_{regeneration\ gas} + Q_{Start-Up\ gas}$
- $Q_{total} = 290\ tonne/h$
- $P_1 = 56\ Barg$, $P_2 = 15.6\ Barg$
- $T_1 = -24.5\ ^\circ C$, $T_{2r\acute{e}el} = -72.8\ ^\circ C$,
- Speed 11900 rpm, $Mw=18.61\ kg/Kmol$.

VI.3.2 Calcul des entropies et enthalpies à l'entrée du Turbo-Expander

Les données dans le tableau suivant représentent les données nécessaires pour le calcul de l'enthalpie H_1 et l'entropie S_1 de mélange à ($T= -24.5\ ^\circ C$, $P= 57\ bar$) à l'entrée du turbo-expander (déterminées à partir des abaques, voir annexe)

Comp	Mw (kg/kmol)	Xi mol	Enthalpie H (Kj/Kg)	Entropie S (Kj/Kg.K)	Xi.Hi H (Kj/Kg)	Xi.Si S(Kj/Kg.K)
N2	28,013	0,98	490	2,4	4,802	0,02352
CO2	44,01	1,25	360	0,1	4,5	0,00125
C1	16,043	86,63	875	1,85	758,0125	1,602655
C2	30,07	8,22	500	1,74	41,1	0,143028
C3	44,097	2,2	460	1,43	10,12	0,03146
IC4	58,124	0,26	380	1,22	0,988	0,003172
NC4	58,124	0,33	340	1,2	1,122	0,00396
IC5	72,151	0,07	375	1,54	0,2625	0,001078
NC5	72,151	0,05	310	1,18	0,155	0,00059
NC6	86,178	0,02	340	1,26	0,068	0,000252
NC7	100,206	0	380	1,5	0	0
	18.61	100			821,13	1,810965

 Tableau VI-2 : L'enthalpie et l'entropie à l'entrée de T.E à ($T = -24.5^\circ C$, $P = 57\ bar$).

$$H_1 (P = 57\ bar, T = -24.5\ ^\circ C) = 821.13\ Kj/Kg.$$

$$S_1 (P = 57\ bar, T = -24.5\ ^\circ C) = 1.8109\ Kj/KgK.$$

VI.3.3 Calcul des enthalpies isentropique à la sortie de turbo-expander :

Les données dans le tableau suivant représentent les données nécessaires pour le calcul de l'enthalpie H_{2is} de mélange à ($T = -72.8\text{ °C}$, $P = 16.6\text{ bar}$) à la sortie du turbo-expander (déterminées à partir des abaques, voir annexe)

		V	L	H	H _v	HL
N2	28,013	1,05	0,06	450	4,725	0,27
CO2	44,01	1,2	1,86	220	2,64	4,092
C1	16,043	90,65	28,25	840	761,46	237,3
C2	30,07	6,45	33,92	370	23,865	125,504
C3	44,097	0,62	25,19	360	2,232	90,684
IC4	58,124	0,02	3,68	265	0,053	9,752
NC4	58,124	0,02	4,96	240	0,048	11,904
IC5	72,151	0	1,08	260	0	2,808
NC5	72,151	0	0,73	220	0	1,606
NC6	86,178	0	0,24	210	0	0
NC7	100,206	0	0,04	204	0	0
					795,023	483,92

Tableau VI-3 : L'enthalpie et l'entropie à la sortie de T.E à ($T = -72.8\text{ °C}$, $P = 16.6\text{ bar}$).

Calcul d'enthalpie et entropie isentropique à la sortie de l'Expander ;

$$H_v = 795.023 \text{ Kj/Kg}$$

$$H_L = 483.92 \text{ Kj/Kg}$$

$$x = 0.88$$

$$H_2 = (1 - x) H_L + x * H_V$$

$$H_{2is} = (1 - 0.88) * 483.92 + 0.88 * 795.023$$

$$H_{2is} = 759.24 \text{ Kj/Kg}$$

VI.3.4 Calcul de flash sortie Turbo-Expander

Vu le nombre important d'itérations pour calculer un seul flash et vu le nombre de flashes à calculer, on a utilisé le logiciel HYSYS pour le calcul de flashes à plusieurs valeurs de températures $T_s = -63, -65, -69, -73\text{ °C}$ et à $P_2 = 16.6\text{ bar}$.

Les résultats des compositions liquides et vapeurs trouvés par la simulation sont présentés dans le tableau suivant :

Comp	%mol gaz Entrée	T= - 60°C		T= - 65°C		T= - 70°C		T= - 75°C	
		Fraction mol		Fraction mol		Fraction mol		Fraction mol	
		Liq	Vap	Liq	Vap	Liq	Vap	Liq	Vap
N2	0,98	0.002	0.0237	0.0019	0.0237	0.0017	0.0238	0.0015	0.0239
CO2	1,25	0.0124	0.0088	0.0125	0.0088	0.0129	0.0088	0.0133	0.0087
C1	86,63	0.3362	0.8933	0.3302	0.8949	0.3184	0.8981	0.3066	0.9012
C2	8,22	0.2542	0.0626	0.2607	0.0618	0.2739	0.0601	0.2876	0.0583
C3	2,2	0.2323	0.0101	0.2351	0.0095	0.2397	0.0082	0.2433	0.0071
IC4	0,26	0.0540	0.0007	0.00533	0.0006	0.0519	0.0005	0.0506	0.0004
NC4	0,33	0.0679	0.0005	0.0666	0.0005	0.0640	0.0004	0.0617	0.0003
IC5	0,07	0.0212	0.0001	0.0205	0.00	0.0194	0.00	0.0184	0.00
NC5	0,05	0.0126	0.00	0.0121	0.00	0.0114	0.00	0.0108	0.00
NC6	0,02	0.0073	0.00	0.0071	0.00	0.0066	0.00	0.0062	0.00
NC7	0	0.0001	0.00	0.0001	0.00	0.0001	0.00	0.0001	0.00
MW	18,61	17.79	34.03	17.76	34.04	17.69	34.06	17.62	34.09

Tableau VI-4 : Les résultats des compositions liquides et vapeurs.

VI.3.5 Calcul des entropies et enthalpies à la sortie du turbo-expander

De la même façon citée en haut, les entropies S_2 et les enthalpies H_2 sont calculées à différentes températures T_s et $P_2 = 16.6$ bar.

Sachant que les T_s sont respectivement : - 63,- 65,- 69,- 73°C.
Les résultats trouvés sont présentés dans le tableau suivant :

	T (°C)	P(bar)	H(Kj/Kg)	ΔH (Kj/Kg)	S(Kj/Kg°K)
Entré TE	-24,5	57	821,1	0,0	1,818
Sortie TE	-63	16,6	784,9	36,3	1,912
	-65	16,6	776,5	44,6	1,883
	-69	16,6	764,5	56,6	1,822
	-73	16,6	751,6	69,5	1,767

Tableau VI-5 : Valeurs des entropies et enthalpies à l'entrée et à la sortie de TE.

On trace les courbes $S = f(T)$ et $\Delta H = f(T)$ (figure V.3 et V.4).

Une détente isentropique correspond à $S_2 = S_1 = 1,81 \text{ KJ/kg K}$ c.à.d. $\Delta S = 0$

La température théorique à la sortie du turbo-expander est déterminée par extrapolation sur le graphique de la Figure VI-3 et elle est égale à

$$T_{S_{th}} = -70^\circ\text{C}$$

Qui correspond à $\Delta S = 0$ et $\Delta H_{th} = 60 \text{ kJ/kg}$

Pour une efficacité du turbo-expander égale à 83% (donnée par le constructeur), la variation de l'enthalpie sera :

$\Delta H_{réel} = \Delta H_{th} * 83\% = 49.8 \text{ kJ/kg}$ et la température réelle trouvée à la sortie du Turbo-Expander

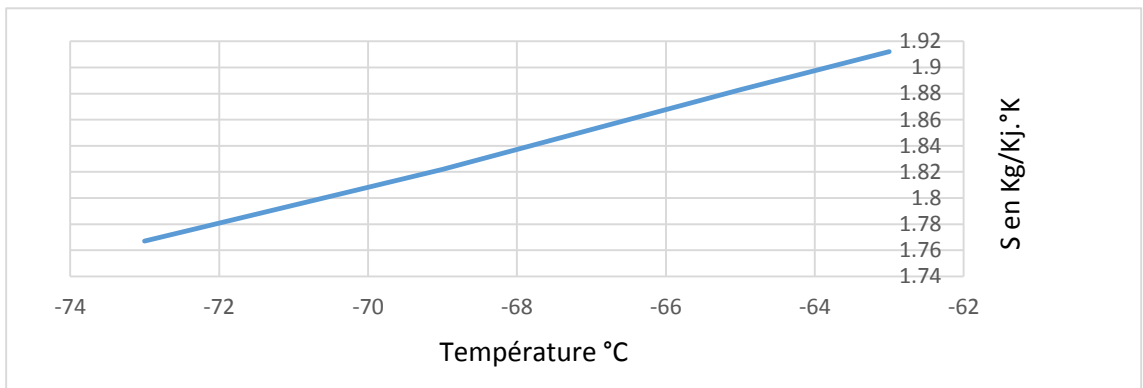


Figure VI-3 : Variation de l'entropie en fonction de la température $S = f(T)$

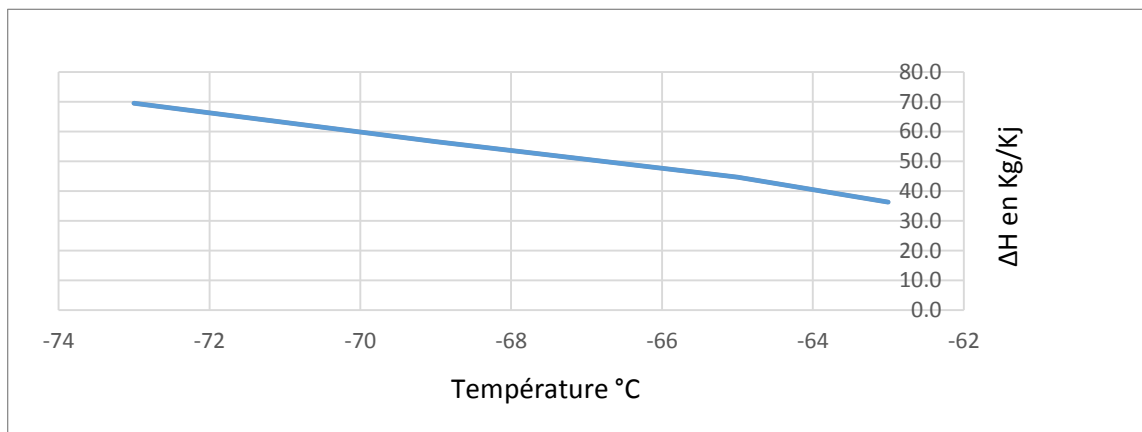


Figure VI-4 : Variation de l'enthalpie en fonction de la température $\Delta H = f(T)$

En utilisant les paramètres précédents et en se référant à l'équation de calcul de rendement isentropique, le rendement isentropique de la machine EC-101 égale :

$$\eta_{is} = \left(\frac{\Delta H_{réel}}{\Delta H_{is}} \right) * 100 = \frac{H_{2réel} - H_1}{H_{2is} - H_1} * 100 = 80.2 \%$$

L'énergie échangée par le turbo-Expander $HP_{expander}$ est exprimée par la formule suivante (l'énergie donnée par l'expansion des gaz);

$$HP_{Exp} = \Delta H_{is} * Q * \eta_{is} * 1,4145$$

$$HP_{Exp} = (26.65) * 177.5 * 0,802 * 1,4145$$

$$HP_{Exp} = 5366 \text{ Horspower}$$

$$W_{Exp} = 4001 \text{ Kw}$$

W_{Exp} : Le travail récupéré par l'expander en kilowatt ;

HP_{exp} : L'énergie échangée par le turbo-expander en Horsepower.

Q : Le débit de gaz en lb/sec

1,4145 : Conversion d'unité d'énergie de Btu/sec en Horsepower

VI.3.6 Calcul de rendement polytropique

A l'aide d'une simulation sur **Aspen HYSYS** qui nous offre des notions thermodynamiques complètes pour un calcul exact des propriétés physiques, cinétiques et des comportements des fluides.

Dans notre cas, le fluide est un mélange d'hydrocarbures ; le choix de l'équation du calcul [fluide package Peng Robinson **PR**] est utilisée comme une robuste base de données et d'équations qui peut générer une bonne prédiction pour le système d'équilibre des hydrocarbures.

Phase composition	sortie V-108 vers EC-101		sortie EC-101 vers V-109	
	Vapeur mole-%	Liquide mole-%	Vapeur mole-%	Liquide mole-%
N2	0.98	0.06	1.05	0.06
CO2	1.25	1.86	1.20	1.86
C1	86.63	28.25	90.65	28.25
C2	8.22	33.92	6.45	33.92
C3	2.20	25.19	0.62	25.19
IC4	0.26	3.68	0.02	3.68
NC4	0.33	4.96	0.02	4.96
IC5	0.07	1.08	0.00	1.08
NC5	0.05	0.73	0.00	0.73
NC6	0.02	0.24	0.00	0.24
NC7	0.00	0.04	0.00	0.04

Tableau VI-6 : La composition du gaz dans l'entrée et la sortie de la machine EC-101.

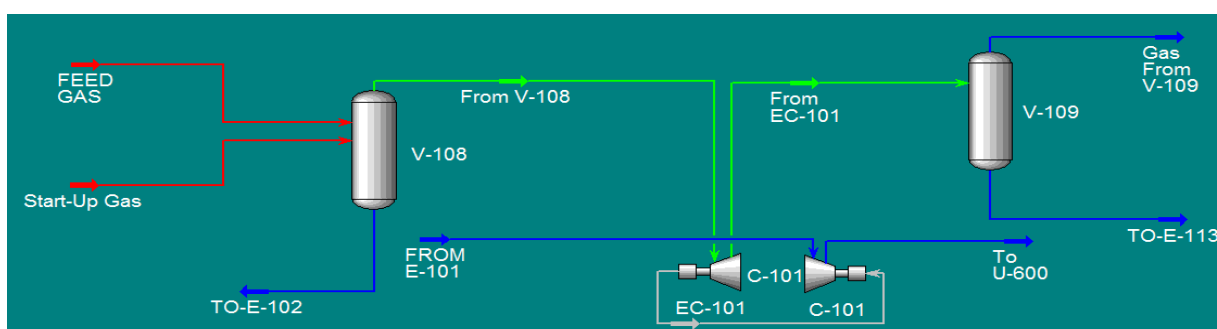


Figure VI-5 : La simulation à l'aide Aspen HYSYS.

Après la simulation, les résultats aboutis sont représentés dans les tableaux suivants ;

	Entrée Expander	Sortie Expander Isentopique	Sortie Expander Poly-tropique Actuel
Température °C	-24.50	-74.4	-72.8
Pression Barg	56	15.6	15.6
% mol Vapeur %	100	88.5	93.56
% mol Liquide %	--	11.5	6.43
Liquide Tonne/Hr	--	35.78	33.35

Tableau VI-7 : Les résultats à l'aide d'une simulation sur Aspen HYSYS.

	ISONTROPIQUE	POLYTROPIQUE ACTUEL
Puissance (KW)	4001	3691
Rendement (%)	80.2	74

Tableau VI-8 : Le rendement isentropique et polytropique de la machine EC-101.

Un écart important (5.8%) entre le rendement isentropique et poly-tropique actuel est observé ; cet écart est causé par des facteurs d'imperfections et des pertes, notamment d'un échange de chaleur avec l'extérieur (la formation de glace sur la machine), frottements aérodynamiques dus aux imperfections des surfaces de la machine et à la viscosité du gaz, pertes par choc du gaz contre les parois de la machine, pertes de charge localisées, et il est aussi lié à la pression d'aspiration de la machine.

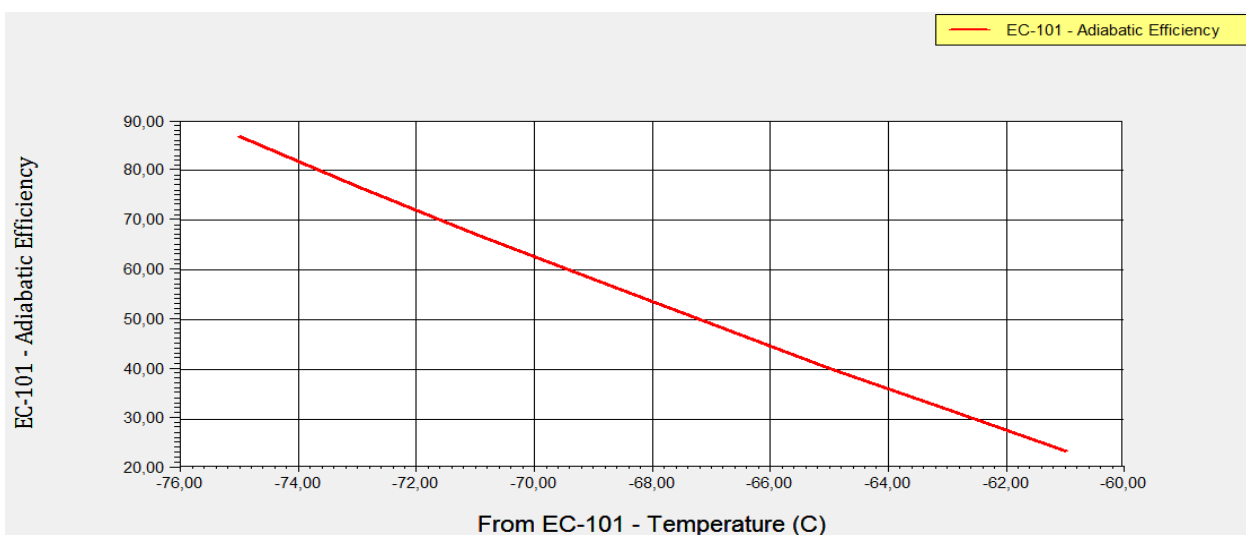


Figure VI-6 : La variation de rendement de la machine EC-101 en fonction de la température de sortie.

D'après le graphe de variation de rendement de la machine EC-101 en fonction de la température de sortie, on remarque bien que plus la température diminue plus le rendement augmente.

VI.4 Impact des paramètres critiques sur la récupération des LGN

VI.4.1 Impact de pression d'aspiration de la machine EC-101

Pour voir l'impact de la pression d'aspiration du turbo-expander, on varie cette pression de 56 à 62 Barg. Le résultat donné par la simulation est représenté dans le tableau ci-dessous.

Cas		Pression Barg	Température. °C	Enthalpie. ΔH KJ/KG	Liquide Tonne/Hr	Puissance KW
N° 1	Entrée Expander	56	-24.5	-67	32.4	3691
	Sortie Expander	15.6	-72.2			
N° 2	Entrée Expander	58	-24.5	-69	33.5	3801
	Sortie Expander	15.6	-73.3			
N° 3	Entrée Expander	60	-24.5	-70	35.6	3894
	Sortie Expander	15.6	-74			
N° 4	Entrée Expander	62	-24.5	-70	36.4	3974
	Sortie Expander	15.6	-74.8			

Tableau VI-9 : La variation de débit de liquide récupéré en fonction de pression de gaz entrée dans l'expander.

L'augmentation de la pression d'aspiration (DP plus grand) engendre une diminution de la température de refoulement. De ce fait, la récupération des liquides sera meilleure. Ce qui est montré dans la figure suivante ;

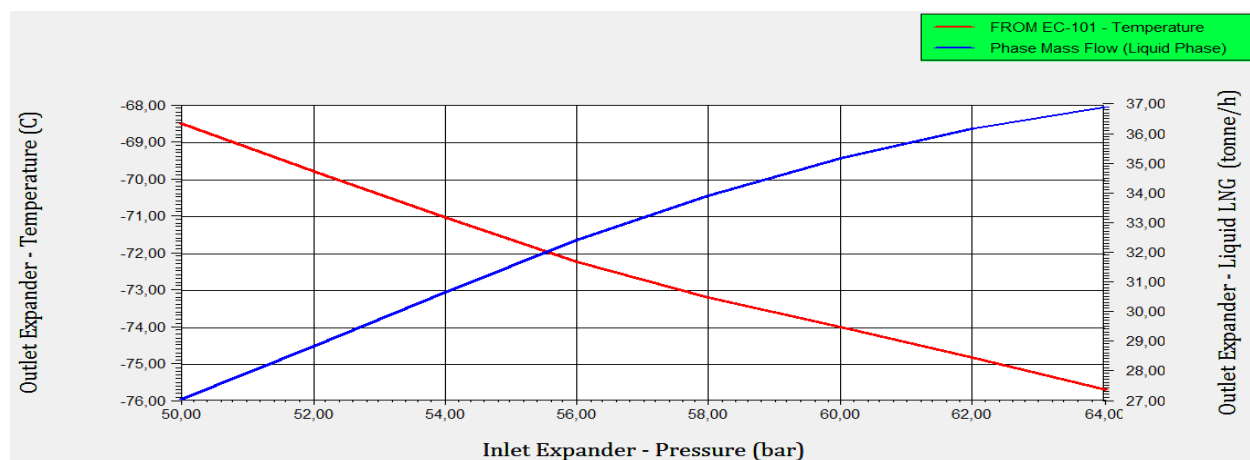


Figure VI-7 : Influence de la pression du gaz sur la récupération de LGN.

D'après les deux courbes tracées, on observe que la chute de pression d'aspiration provoque une diminution de rendement c.-à-d. la diminution des hydrocarbures liquides récupérés au niveau du ballon séparateur V-109 à cause de la faible chute de température.

En revanche, cette augmentation de la pression est réalisée seulement par la machine boosting. Du coup, la consommation de fuel sera plus élevée.

VI.4.2 Impact de débit de gaz de recyclage de la machine EC-101

Ce tableau présente la variation du débit des liquides récupérés en fonction du débit de gaz de recyclage à l'entrée de l'expander.

Avec une pression de gaz d'entrée expander =56 barg			
Outlet expander	Débit de gaz recyclé (Tonne/Hr)	Température °C	Liquide Tonne/Hr
N° 1	Q=10	-71.7	28.7
N° 2	Q=20	-71.76	29.6
N° 3	Q=50	-71.94	32
N° 4	Q=60	-72	32.8

Tableau VI-10 : La variation du débit des liquides récupérés en fonction du débit de gaz de recyclage entré dans l'expander.

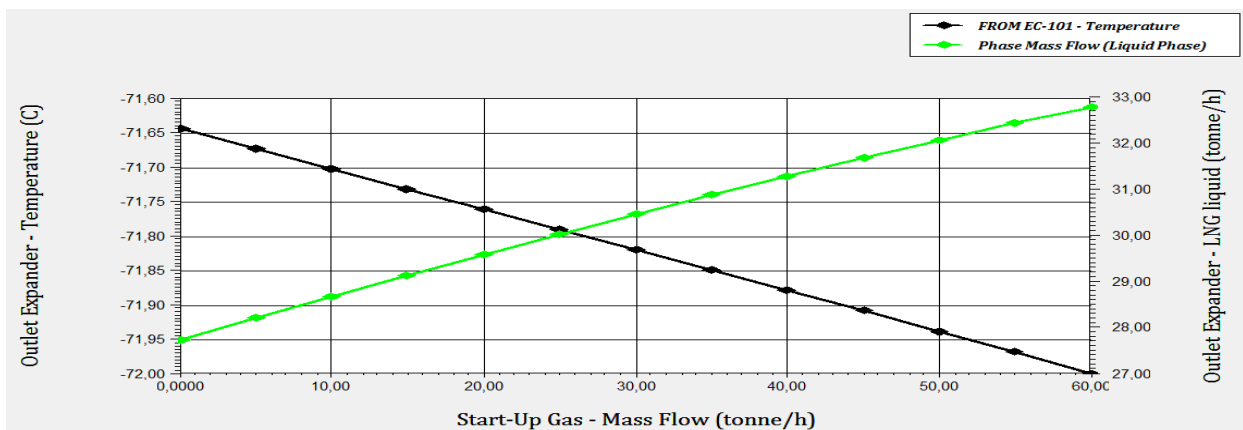


Figure VI-8 : Influence du gaz de recyclage sur la récupération du liquide LGN.

À la lumière des résultats obtenus par simulation sur le turbo-expander, la quantité des fractions liquides récupérées **LGN** est intimement liée à la variation de la composition du gaz brut et à la chute de pression à travers le turbo-expander.

VI.5 Conclusion

La compréhension du comportement des hydrocarbures est basée sur la maîtrise de la thermodynamique, le transfert de chaleur et le transfert de matière. Une bonne maîtrise de ces paramètres permet de les transformer sous forme d'équations mathématiques dont la programmation est envisageable. Ceci dans le but d'économiser le temps du calcul et d'éviter les erreurs involontaires. Donc les résultats obtenus d'une bonne modélisation sont comparables à ceux des simulateurs professionnels. Pour notre cas, le modèle thermodynamique sélectionné qui répond à nos attentes (fiabilité et rapidité de calcul) est le modèle Peng-Robinson, qui a été utilisé dans notre projet de simulation.

Conclusion générale

Suite à cette étude, les résultats obtenus confirment que la variation de la composition du gaz brut, la pression ainsi que le débit du gaz d'alimentation ont un impact direct sur le rendement du turbo-expander, qui veut dire la récupération des liquides.

À la lumière des résultats de ce travail sur le traitement du gaz brut au niveau du CPF, en particulier le turbo-expander (TE), on peut affirmer que cette machine rotative à deux roues présente un grand avantage dans la récupération d'hydrocarbures liquides.

Le fluide qui traverse le turbo-expander subit une détente isentropique et atteint une très basse température (-72.8 °C).

D'après notre calcul à l'aide du logiciel HYSYS, le rendement de l'expander EC-101 est de 80% ce qui est bien inférieur à la valeur donnée par le constructeur qui est de 83%, cela est dû au déclin dans la production du gisement.

Donc, pour améliorer le rendement de l'EC-101 on a deux solutions possibles :

- Augmentation de la pression du gaz à l'entrée du train par la section de boosting.
- Augmentation du débit du gaz de recyclage à une valeur acceptable.

La conclusion générale qui se dégage de cette étude montre que le T.E est un organe vital dont il faut donner plus d'attention afin d'éviter les arrêts qui entraînent une perte en quantité appréciable de GPL et de condensât ; et pour cette raison on propose les recommandations suivantes :

- ✓ Minimiser les arrêts du turbo-expander sauf pour des raisons de maintenance.
- ✓ Faire une étude complémentaire pour calculer les paramètres optimisés au fonctionnement de Turbo-Expander (P et T) pour améliorer la récupération du GPL et Condensât.
- ✓ Faire une étude complémentaire pour optimiser l'injection du méthanol au niveau des échangeurs et de T.E pour éviter le givrage de ces derniers.
- ✓ Faire un suivi rigoureux des paramètres de fonctionnement et de maintenance.

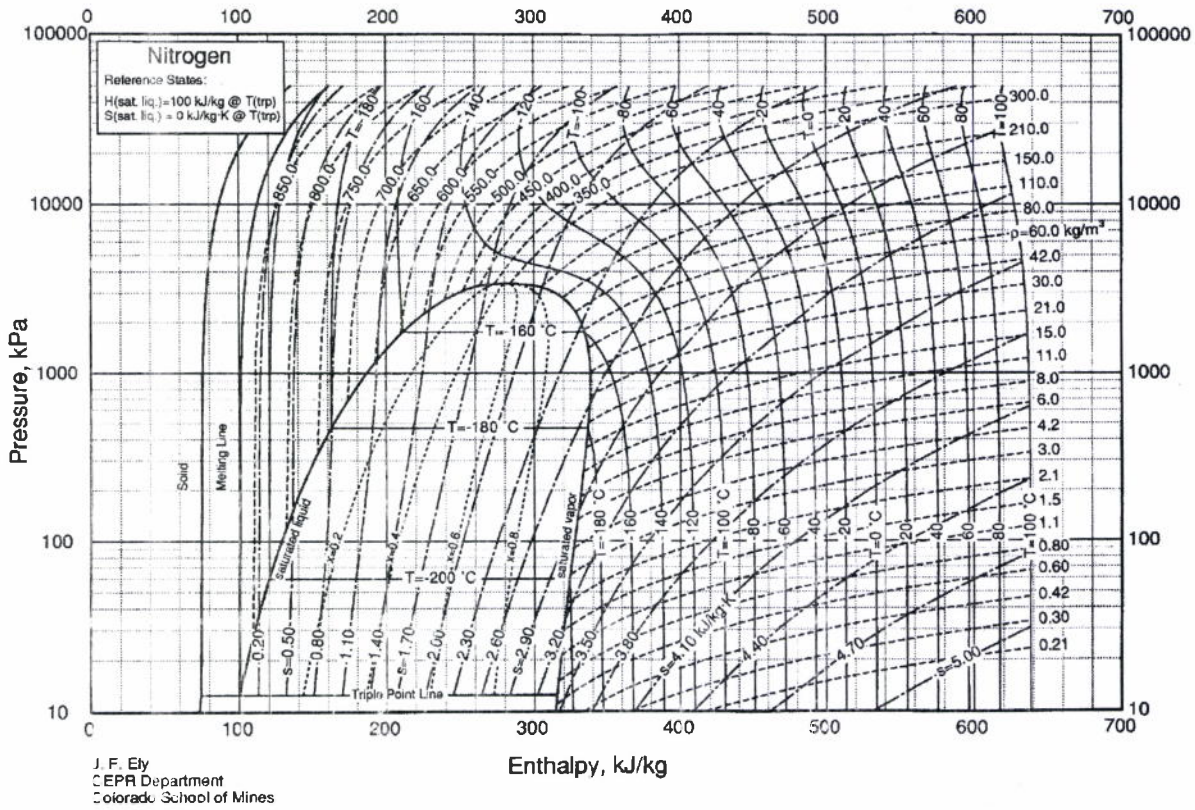
Références

- [A]: Documentation OHANET (SDTM, PFD, et PID).
- [B]: Documentation *IFP TRINNING* le process de la liquéfaction manuelle de formation cours EXP-PR-PR160 Révision 0.1.
- [C]: TOUTAH Dahmane, ‘Le procédé de traitement de gaz par le turbo-expander’ Rapport de Stage pratique de fin de formation.
- [D]: MR. JAMES SIMMS MACHINERY INTERNATIONAL, Fundamentals of turbo expander “BASIC THEORY AND DESIGN”.
- [E]: CHOUIHA Hicham, MANSOURI Abd Elmalek, ‘Study the Performance of turboexpander (Expander)’, Mémoire Master 2, université ouargla, 2015.
- [F]: Jigger Jumonville, senior consulting engineer, atlas copco Mafi -Trench company LLC, California, TUTORIAL ON CRYOGENIC TURBOEXPANDERS,
- [G]: MICHEL Lagiére, Physique industrielle des fluides « Edition Technip ».
- [H]: Documentation de « Cryostar process machinery» Turbo expander for a cold production and energy recovery.
- [I]: A. POJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALLAIS. Le gaz naturel production traitement transport .pp :253-310. Ed Technip Paris 1994.
- [J]: Fichier prosimplus « E06_LpgRecovery.pmp3» récupération de GPL avec boucle de réfrigération au propane.
- [K]: Sébastien Lajoie, Ing., CEM, PCMV Chef de projet, Approvisionnements GNL, Documentation de Gaz Métro « Les procédés de liquéfaction utilisés pour valoriser le bio méthane dans le secteur du transport ».
- [L]: Documentation de General Electric Company «Turboexpander-compressors» GE_TXComp_Brochure_020310.
- [M]: BERINOUBA Naceur « Etude technologique et énergétique du turbo-expander », université de Biskra, juin 2017

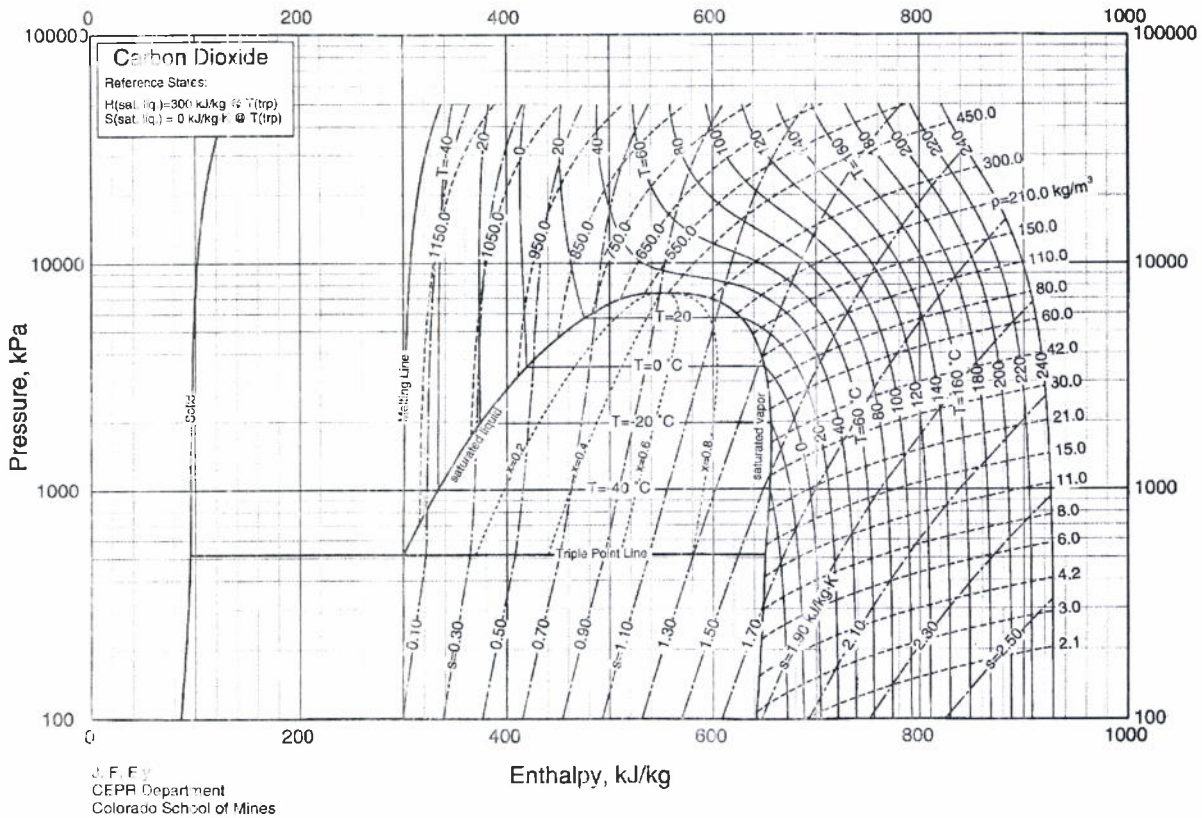
- [N] : MELLOUKI A « Optimisation des paramètres de fonctionnement du turbo-expander de l'unité GPL2 (CIS-DP-HMD) », université d'Annaba, juin 2019.
- [O] : KAOUCH A. « Etude et développement d'une solution de commande numérique et de supervision du turbo expander sous DCS », université de Tizi Ouzou, juin 2010.
- [P] : HAMZAOUI A. « Exploitation de la puissance de détente du gaz naturel de la centrale thermique de Ras-Djinet », université Tizi Ouzou, juin 2015

Annexe

Nitrogen P – H Diagram

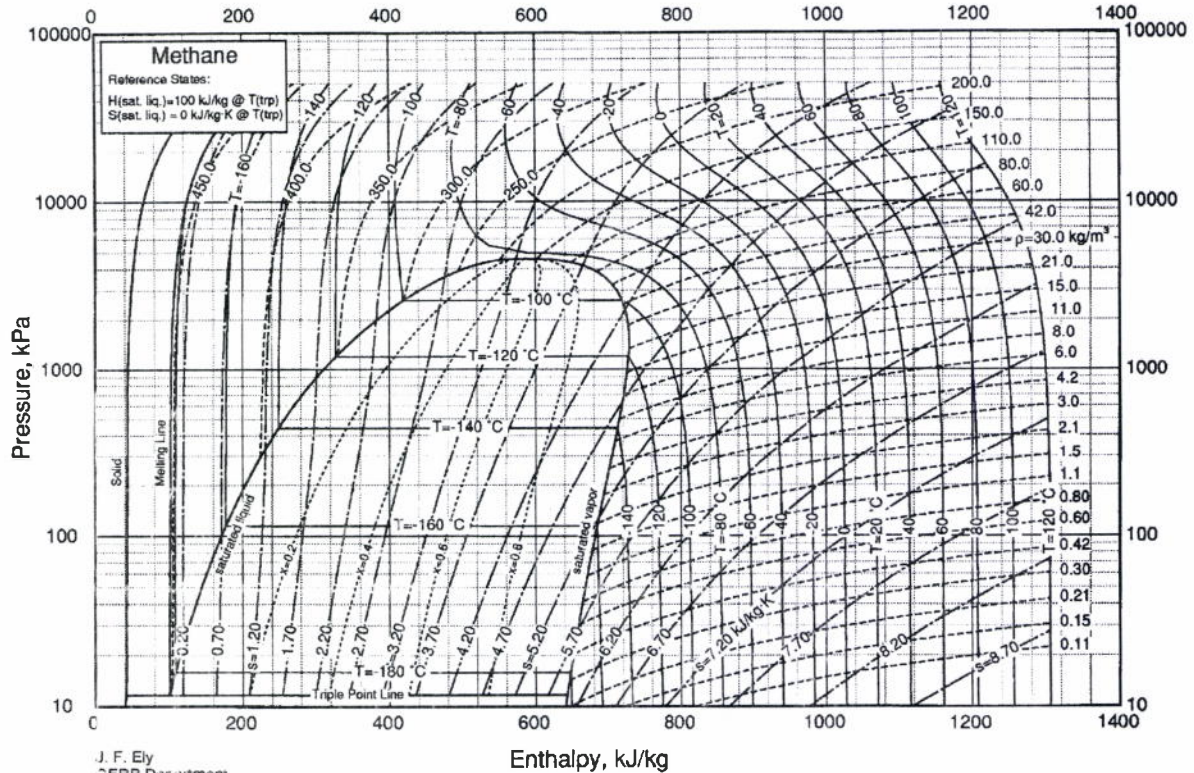


Dioxyde de Carbone P – H Diagram



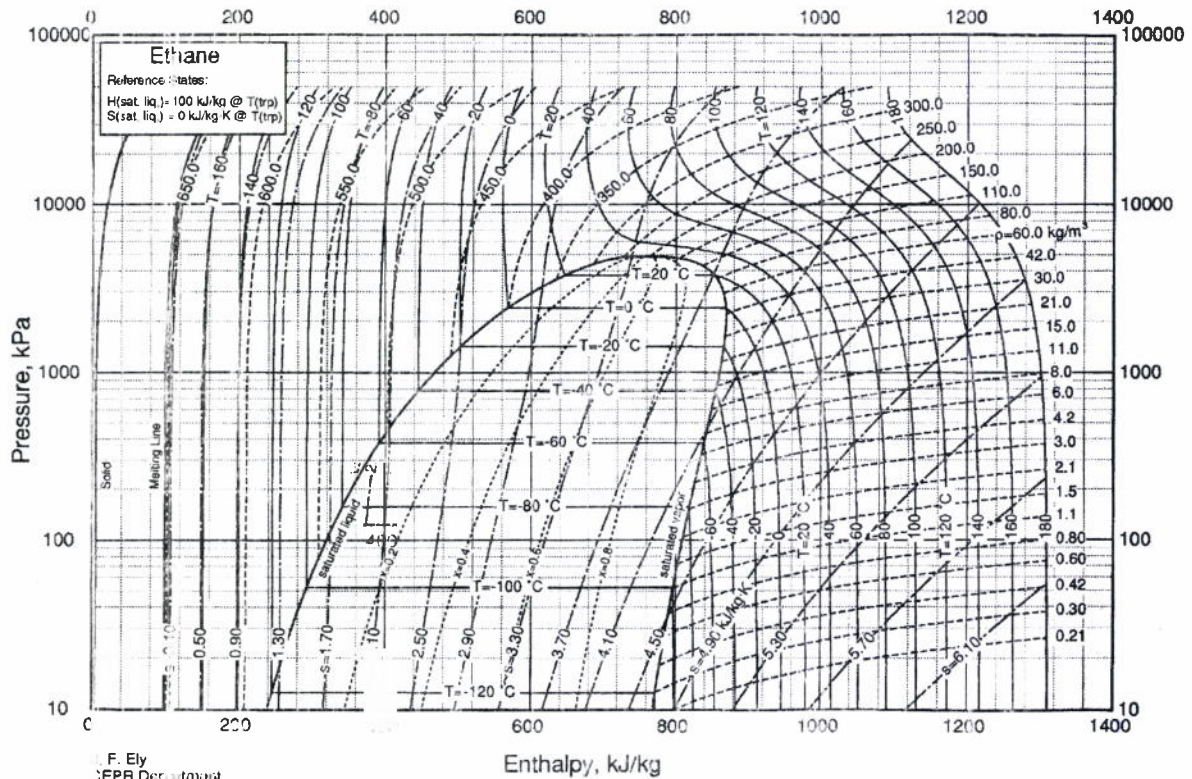
Annexe

Methane P - H Diagram



J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

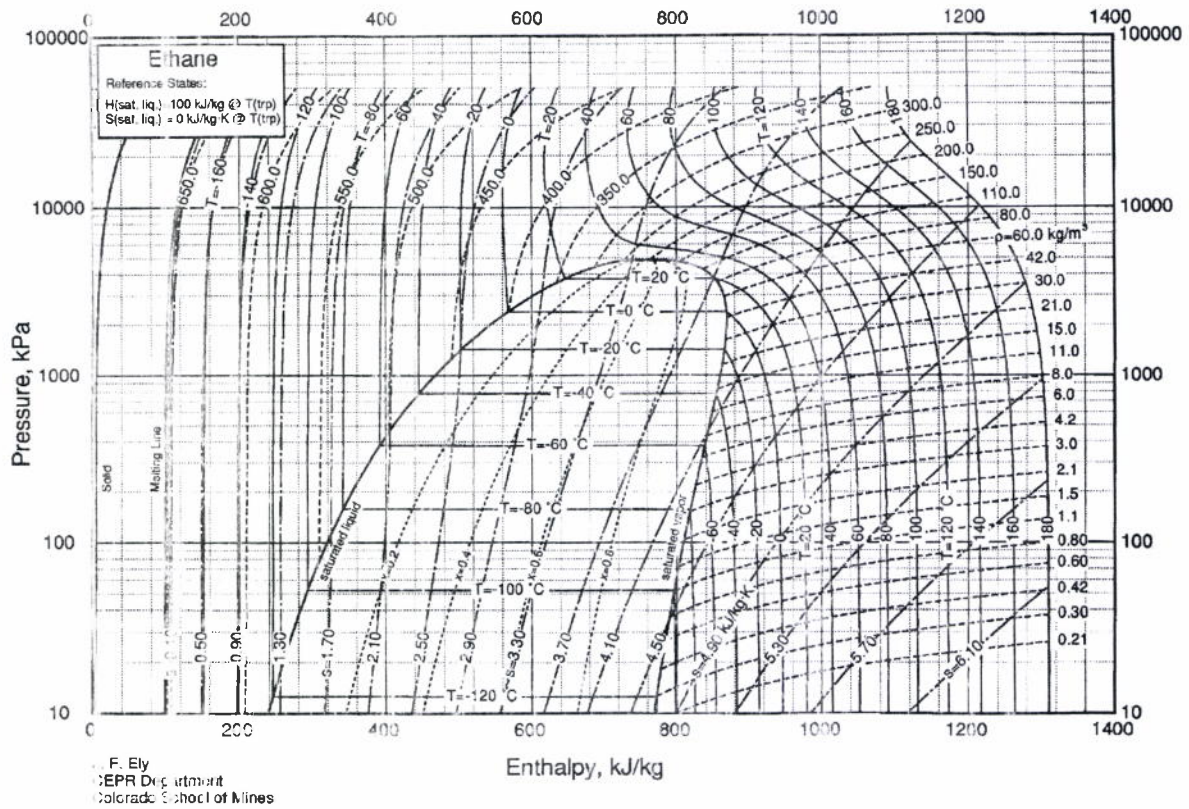
Ethane P- H Diagram



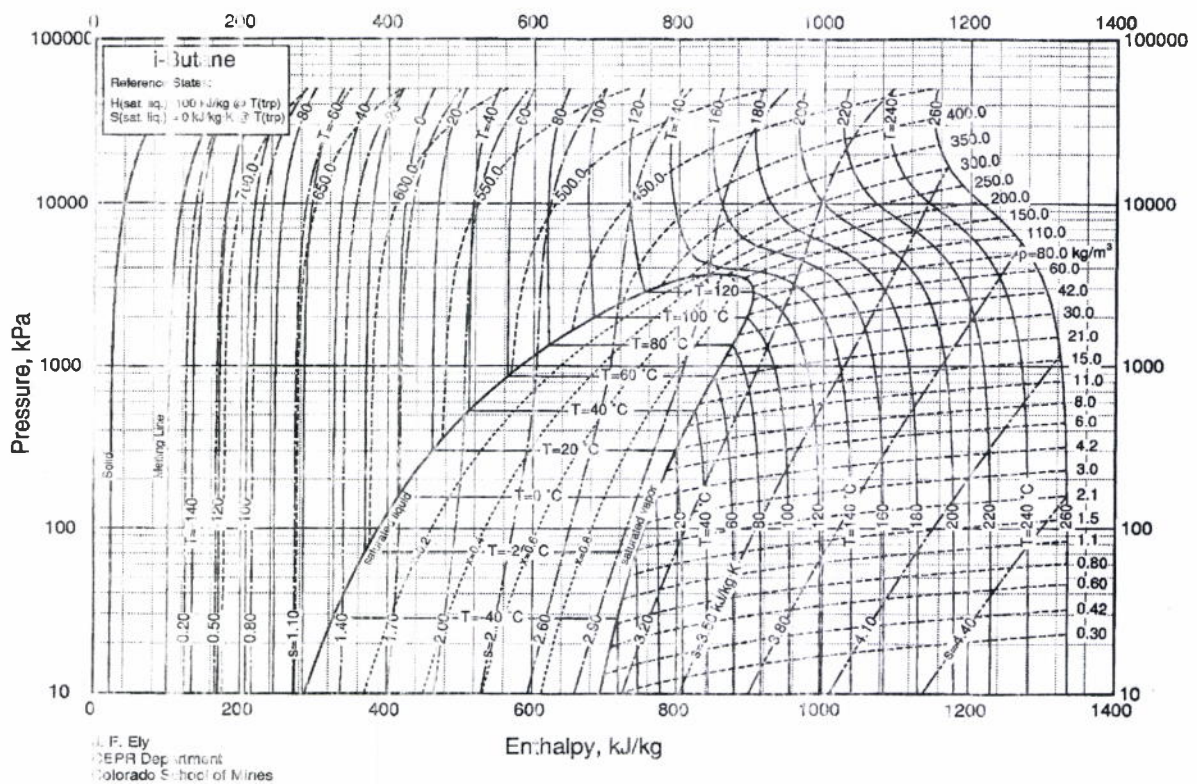
J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

Annexe

Propane P - H Diagram

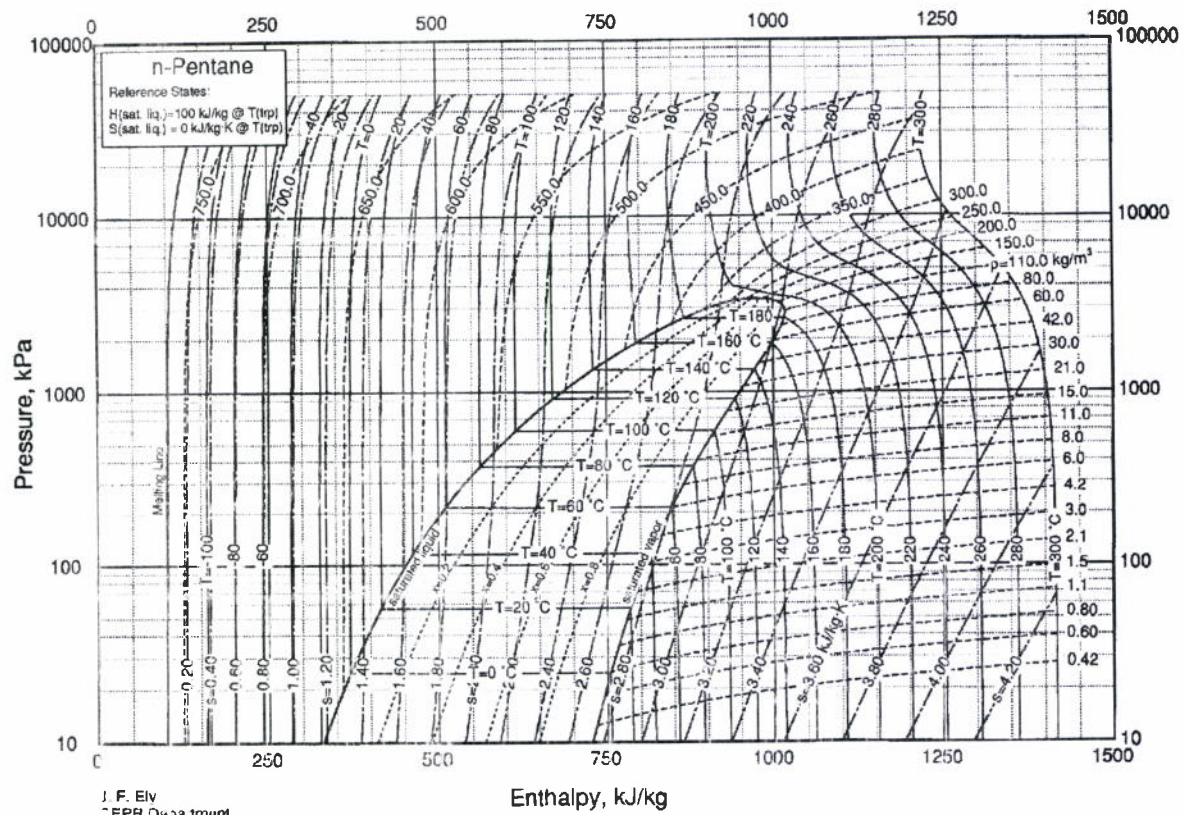


i Butane P - H Diagram



Annexe

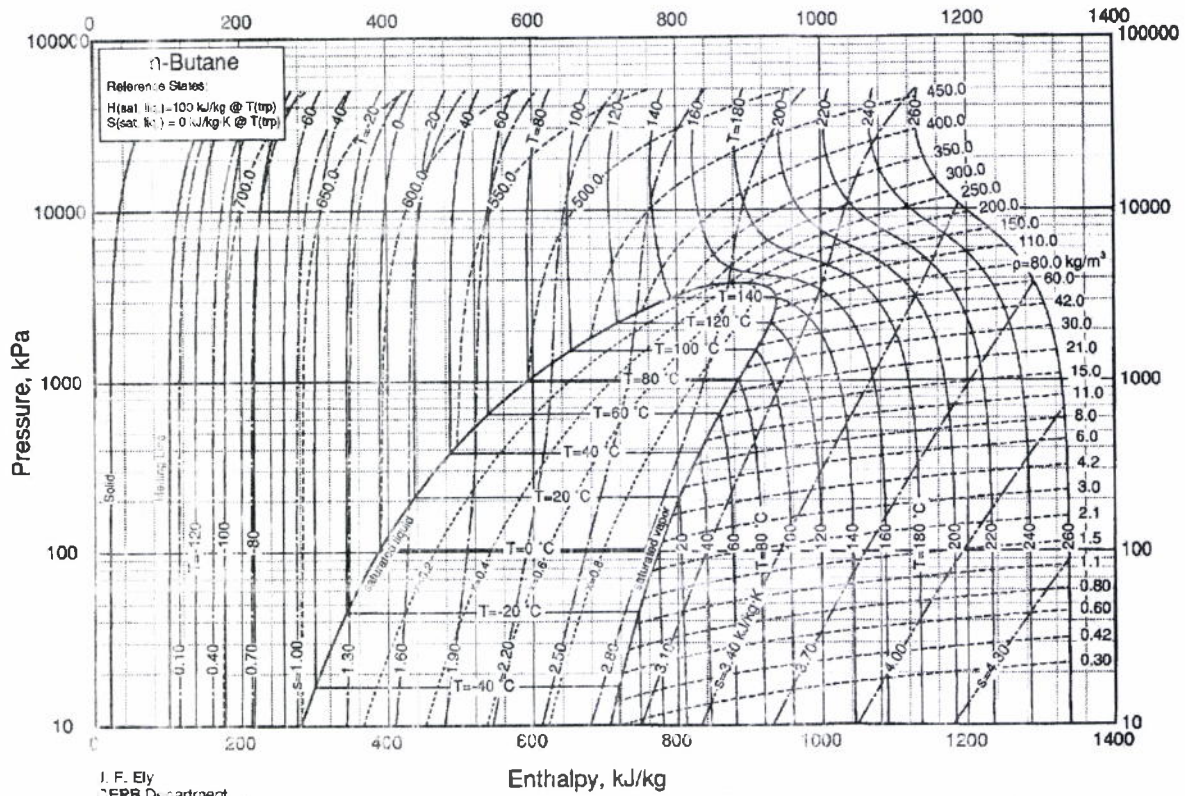
N Pentane P - H Diagram



J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

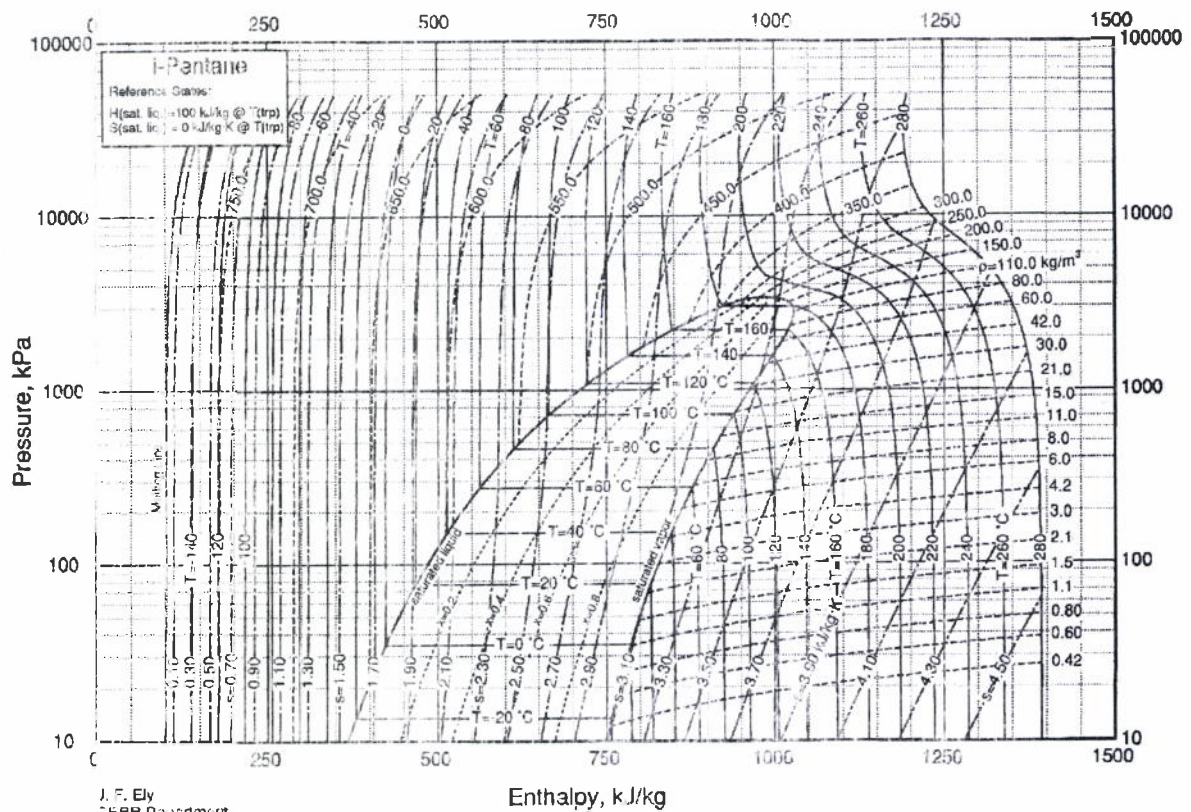
Annexe

N Butane P - H Diagram



J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines

i-Pentane P - H Diagram



J. F. Ely
 CEPR Department
 Colorado School of Mines