

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Génie des Procédés.

Spécialité : Pétrochimie

Présenté par :

- FERHAT Oussama

- BOULIFA Mohammed Adnane

Thème :

***LE POINT OPTIMUM DE FONCTIONNEMENT
DE COMPRESSEUR CENTRIFUGE***

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Mr.	MAA	Président	UKM Ouargla.
Mr.	Pr	Examineur	UKM Ouargla.
Mme. ZIGHMI Souad	MCB	Rapporteur	UKM Ouargla.

Année universitaire : 2019/2020

Remerciements

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons adresser ici tous nos remerciements aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont ainsi contribué à l'élaboration de ce mémoire. Tout d'abord à notre encadreur- Dr. ZIGHMI pour l'aide et le temps qu'il a bien voulu nous consacrer,

Nous remercions aussi le jury, pour nous avoir fait honneur et plaisir en acceptant d'examiner ce travail ;

à tous nos professeurs durant notre cycle universitaire, aux cadres et responsables des directions SONATRACH, HMD.

Compression 2.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à nos amis.

A nos deux familles, nous remercions de tout notre cœur nos pères, nos mères, nos frères. La liste de personnes ci-dessus, n'étant pas exhaustive, nous réclame l'indulgence de toutes celles qui n'y retrouveront pas leurs noms. Nous les assurons que leur souvenir restera, toutefois, à jamais gravé dans notre mémoire.

Dédicas

Je dédie ce travail à ceux qui sont la source de mon inspiration et mon
courage.

A ma très chère mère, qui ma donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a
jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements et son soutien,
Et surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de
mes études.

Mes chers frères

Tous mes amis

O U S S A M A

Dédicas

Je dédie ce travail à ceux qui sont la source de mon inspiration et mon
courage.

A ma très chère mère, qui ma donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a
jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements et son soutien,
Et surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de
mes études.

Mes chers frères

Tous mes amis

MOHAMMED ADNAN

Sommaire

Sommaire.....	I
Liste des Figures.....	IV
Liste des Tableaux.....	VI
Liste des Symboles.....	VII
Résumé.....	VIII
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I: LE PETROLE BRUTE	
I.1. INTRODUCTION.....	3
I.2. APERÇU HISTORIQUE.....	3
I.3. DEFINITION DU PETROLE BRUT (CRUDE OIL)	3
I.4. COMPOSITION DU PETROLE BRUT.....	3
I.4.1. Les hydrocarbures.....	3
I.4.2. Les composés soufrés.....	4
I.4.3. Les autres composés.....	4
I.5. PROPRIETES DU PETROLE BRUT.....	4
I.5.1. La masse volumique, la densité et le degré API.....	4
I.5.2. Teneur en sel (Salt content).....	5
I.5.3. Teneur en soufre (Sulfur content)	5
I.5.4. Point d'écoulement (Pour point)	5
I.5.5. Taux de cendres (Ash content)	5
I.6. CLASSIFICATION DES BRUTS.....	5
I.6.1. Classification selon la densité.....	5
I.6.2. Classification selon la teneur en soufre.....	6
I.6.3. Classification selon la composition chimique.....	6
I.7. LES BRUTS DE REFERENCE.....	6
I.8. DES DERIVES DU PETROLE.....	7
I.9. CONCLUSION.....	7
CHAPITRE II: GENERALITE SUR LES COMPRESSEURS	
II.1. INTRODUCTION.....	8
II.2. DEFINITION DE COMPRESSEUR.....	8
II.3. DIFFERENTES CLASSES DE COMPRESSEURS.....	8

II.3.1. Les compresseurs volumétriques alternatifs.....	9
II.3.1.1. Compresseur à piston.....	9
II.3.1.2. Compresseur à membrane.....	11
II.3.2. Les compresseurs volumétriques rotatifs.....	11
II.3.2.1. Le compresseur à palettes.....	11
II.3.2.2. Le compresseur à vis.....	12
II.3.2.3. Compresseur à lobes (Roots)	14
II.3.3. Les compresseurs centrifuges.....	15
II.3.4. Les compresseurs dynamiques axiaux.....	17
II.4. LES DIFFERENTES APPLICATIONS.....	18
II.5. LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS DES DIFFERENTS TYPES DE COMPRESSEURS.....	19
II.6. CONCLUSION.....	20
CHAPITRE III: CALCULS, RESULTATS ET DISCUSSIONS	
III.1. INTRODUCTION.....	21
III.2. PROBLEMATIQUE.....	21
III.2. UNITE DE COMPRESSION.....	22
III.2.1. Présentation générale.....	22
III.2.2. Alimentation.....	23
III.2.3. Description du procédé.....	25
III.2.3.1. Section de séparation préliminaire.....	25
III.2.3.2. Section de compression basse pression (BP).....	26
III.2.3.3. Ligne de banalisation.....	27
III.2.3.4. Section de compression haute pression (HP).....	29
III.2.3.5. Section fuel gaz.....	31
III.2.3.6. Système de torche.....	31
III.2.3.7. Circuit condensat.....	31
III.2.3.8. Circuit d'huile de graissage.....	32
III.2.3.9. Circuit d'huile hydraulique.....	35
III.2.3.10. Circuit d'huile d'arrêt.....	35
III.2.3.11. Circuit d'huile d'étanchéité.....	36
III.2.4. Sections principales de la turbine à gaz MS 5002C.....	40
III.2.5. Principe de fonctionnement de turbine.....	40

III.2.6. Principe de fonctionnement de compresseur centrifuge.....	41
III.3. Les aéro-réfrigérants.....	42
III.3.1.Généralités aéro réfrigérants.....	42
III.3.2. Les faisceaux tubulaires.....	43
III.3.2. Organisation de la circulation	44
III.3.3. Les systèmes de ventilation	45
III.4. LA SIMULATION ET LE SIMULATEUR HYSYS.....	47
III.5. Description du logiciel HYSYS.....	48
III.5.1 Simulation et vérification du cas désigné.....	49
III.5.2. Simulation et vérification de cas actuel.....	50
III.5.3. Simulation et optimisation des paramètres.....	51
III.6. SOLUTIONS POUR REFROIDISSEMENT DE GAZ AVEC LES AERO- REFRIGERANT	60
III.7. LES FACTEURS QUI INFLUE SUR LA TURBINE.....	62
III.7.1. La température ambiante.....	62
III.7.2. La pression ambiante.....	62
III.7.3. L'humidité relative.....	62
III.7.4. La poussière.....	62
III.8. LES TECHNIQUES DE REFROIDISSEMENT D'AIR D'ADMISSION DES TURBINES A GAZ.....	63
III.8.1.Généralités.....	63
III.8.2. Refroidisseur évaporatif (Evaporative).....	65
III.9. CONCLUSION.....	66
CONCLUSION GENERALE.....	67
LES RÉFÉRENCES.....	67
LES ANNEXES.....	/

Liste des Figures

Figure II.1 :	Les différents types de compresseurs.....	8
Figure II.2 :	Exemple d'une pompe à vélo.....	9
Figure II.3 :	Exemple de soupapes.....	10
Figure II.4 :	Schéma de principe d'un piston à double effet.....	10
Figure II.5 :	Compresseur à membrane.....	11
Figure II.6 :	Compresseur a palette.....	12
Figure II.7 :	Vis male et femelle.....	12
Figure II.8 :	Cycle de compression.....	13
Figure II.9 :	Lobe.....	14
Figure II.10 :	Principe de fonctionnement du compresseur à lobes.....	15
Figure II.11 :	Les étapes de fonctionnement du compresseur à lobes.....	15
Figure II.12 :	Compresseur centrifuge.....	16
Figure II.13 :	Roue d'un compresseur centrifuge (2).....	16
Figure II.14 :	Diffuseur et volute.....	17
Figure II.15 :	Principe de la roue axiale.....	18
Figure II.16 :	Roue axiale.....	18
Figure II.17 :	Courbe représente les différentes applications des compresseurs.....	18
Figure III.1 :	Schéma de gaz d'alimentation.....	24
Figure III.2 :	Schéma section de séparation préliminaire.....	26
Figure III.3 :	Premier groupe (BP) SC 09.....	28
Figure III.4 :	Deuxième groupe (HP) SC 09.....	30
Figure III.5 :	Schéma circuit de condensat.....	32
Figure III.6 :	Schéma huile de graissage.....	34
Figure III.7 :	Schéma Circuit d'huile de commande.....	36
Figure III.8 :	Schéma circuit huile d'étanchéité 1 ^{er} groupe (BP).....	37
Figure III.9 :	Schéma circuit huile d'étanchéité 2 ^{ème} groupe (HP).....	39
Figure III.10 :	Turbine à gaz MS 5002C.....	40
Figure III.11 :	Corps du compresseur.....	42
Figure III.12 :	Rotor de compresseur multi étagés.....	42
Figure III.13 :	Position des faisceaux.....	43
Figure III.14 :	Tube à ailettes circulaires	44

Figure III.15 :	Collecteurs manifold	44
Figure III.16 :	Courants croisés à contre-courant d'ensemble	45
Figure III.17 :	Tirage forcé	46
Figure III.18 :	Tirage induit	47
Figure III.19 :	Les types de système de ventilation	47
Figure III.20 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température.	51
Figure III.21 :	Photo de HYSYS montre le problème de : formation de gouttelettes...	52
Figure III.22 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de pression d'entrée	53
Figure III.23 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de débit	54
Figure III.24 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température et pression d'entré.....	55
Figure III.25 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de débit et température d'entré.....	56
Figure III.26 :	Courbe de variation de pression de sortie de en fonction de débit et pression d'entrée.....	57
Figure III.27 :	Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température et débit et pression d'entré.....	58
Figure III.28 :	résultats d'optimisation.....	59
Figure III.29 :	Circuit de gaz d' un réfrigérateur	60
Figure III.30 :	Banc semi-automatisé AX Système	60
Figure III.31 :	Aéro-réfrigérant	61
Figure III.32 :	Arrangements d'aéro-réfrigérants	61
Figure III.33 :	Représentation schématique d'une installation d'une turbine à gaz avec refroidissement de l'air de combustion	63
Figure III.34 :	Refroidisseur évaporatif	64
Figure III.35 :	Refroidissement par pulvérisation d'eau	65

Liste des Tableaux

Tableau II.1:	Les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs.....	19
Tableau III.1 :	Les données de constricteur.....	44
Tableau III.2 :	Les résultats de simulation du cas désignent avec les données de constricteur.....	44
Tableau III.3 :	Les données de salle contrôle.....	45
Tableau III.4 :	Les résultats de simulation avec les données de salle contrôle.....	45
Tableau III.5 :	Les variations de pression de sortie en fonction de température.....	46
Tableau III.6 :	Les variations de pression de sortie en fonction de pression d'entré.....	47
Tableau III.7 :	Les variations de pression de sortie en fonction de débit.....	48
Tableau III.8 :	Les variations de pression de sortie en fonction de pression et température d'entré.....	49
Tableau III.9 :	Les variations de pression de sortie en fonction de débit et température d'entré.....	50
Tableau III.10 :	Les variations de pression de sortie en fonction de débit et pression d'entré.....	51
Tableau III.11 :	Les variations de pression de sortie en fonction de débit, température et débit d'entré.....	52
Tableau III.12 :	Les variations de pression de sortie en fonction de débit.....	59

Liste des Symboles

T : Température K

T₀ : Température ambiante K

P : Pression bar

P₀ : Pression ambiante bar

P : La densité

C : La vitesse m/s

R : La masse volumique Kg / m^3

P_u : Puissance utile k w

Manifold : Collecteur de plusieurs lignes

G P L 1/2 : Installation gaz du pétrole liquéfié deux installation N° 1 et N° 2

PRODUITSFINIS : Essence, gasoil, butane

Section S P : Section de séparation préliminaire

Section C BP : Section de compression basse pression

Section C H : Section de compression haute pression

الملخص :

في هذه الأعوام الأخيرة لعب "الضاغط المركزي" دورا هاما في ضغط الغاز الطبيعي لدرجات مرتفعة جدا وذلك لإعادته إلى الآبار لزيادة مردوديتها. وبالرغم من أن هذا الأخير يملك خصائص جيدة عديدة ولكنه حساس ويتأثر كثيرا بالتغيرات المناخية الطارئة عليه والتي تتبدل من الليل إلى النهار ومن الصيف إلى الشتاء ومن هذا المنطلق حاولنا في هذه المذكرة إيجاد النقاط الجيدة لعمل الضاغط وذلك عن طريق المحاكاة والتحسين. وفي الأخير توصلنا إلى خصائص وظروف السريان الجيدة وقدمنا لذلك بعض الاقتراحات العملية.

الكلمات المفتاحية: الضاغط المركزي -الغاز الطبيعي -المردودية -الآبار -التحسين.

Résumé:

Durant ces dernières années, les compresseur centrifuges ont joué un rôle très important dans les systèmes de compression de gaz naturel sous haut pression pour faire la réinjection de gaz dans les puits, bien que ces équipements possèdent de nombreux avantages, leur haute sensibilité à l'influence de température à l'aire ambiante, qui change considérablement entre le jour et la nuit, l'été et l'hiver, fait que le rendement d'exploitation de ces machines se trouve affecté, dans ce mémoire on a fait une simulation d'un compresseur centrifuge et on a obtenu les points optimum de fonctionnement et l'influence de ces paramètres. Enfin, on a donné des propositions pour un bon fonctionnement de la machine.

Mots clés : Compresseur centrifuge - Gaz naturel - Rendement - Puits - Optimisation.

Abstract :

During this last year, centrifugal compressors played very important role in the natural gas compression system under right pressure to reinjection gas into the wells although these equipments have many advantage their high sensitivity to the influence of temperature in the ambient air, which change considerably between night and day, that the operating efficiency of these machines is affected. In this thesis we did a simulation of a centrifugal compressor and we obtained the optimum points of operation. Under the influence of these parameter at the end we gave suggestion for good fundioning of the machine.

Keywords: Centrifugal compressor - Natural gas - Performance - Well - Optimisation.

INTRODUCTION

GENERALE

INTRODUCTION GENERALE :

Actuellement l'Algérie se trouve en force de grands changements dans l'économie nationale. Le développement de différentes industries (lourde, légère, de l'énergie, de la chimie et de la pétrochimie, etc...) ainsi que l'économie de l'agriculture exigent un système d'appareillage qui permet d'améliorer le travail, accélérer les rythmes de productivité, augmenter le volume des produits finis.

Parmi les machines ayant un rôle primordial dans les domaines d'activité industrielle, on peut citer par exemple les compresseurs. Pour être en mesure de choisir des compresseurs selon les exigences technologiques et de les exploiter d'une façon compétente, un spécialiste doit parfaitement connaître les constructions de ces machines, leurs principes de fonctionnement et la base théorique qui sert à expliquer leurs caractéristiques.

Les compresseurs sont des appareils qui fournissent de l'énergie. Cette énergie permet au fluide de couler dans des conduites et de monter aux niveaux les plus élevés.

Ajoutons aussi que chaque entreprise doit être en mesure de choisir des compresseurs selon les exigences technologiques, les paramètres principaux, les règles de l'entretien et la base théorique pour prévoir l'état de la machine dans les différentes conditions d'exploitation.

Ces progrès, qui sont d'un apport considérable, ne mettent guère les compresseurs à l'abri des inconvénients. L'un des inconvénients majeurs des compresseurs leur haute sensibilité à la température ambiante qui varie considérablement, selon que l'on est en été ou en hiver ou qu'il fait jour ou nuit, d'une région à une autre (sud, nord), et d'un climat à un autre (climat humide, aride, sec, chaud, etc...).

Au sein de notre étude, on va poser un problème lié au compresseur centrifuge et on essaye de donner le point optimum de fonctionnement de ce dernier et de donner des idées pour arriver à une bonne résolution du problème.

On a relevé les données réelles du compresseur centrifuge utilisée dans les stations de compression de la région de Hassi Messaoud grâce à un stage pratique à SONATRACH.

Le présent travail est réparti en trois chapitres :

- Le premier chapitre comporte les informations principales sur le pétrole brut (propriétés, composition, classificationect.)
- Le deuxième chapitre nous attèlerons à une brève présentation des compresseurs en termes de constitution, de domaine d'utilisation et de principe de fonctionnement ...ect.
- Enfin, le troisième chapitre comporte :
 - Une description de l'unité de compression II, là où notre stage a eu lieu, tout en expliquant les différentes sections qui la compose.
 - Une description détaillée de la turbine à gaz MS5002C et de compresseur centrifuge, utilisée au niveau du champ de Hassi Messaoud, où l'on a passé au revu tous les organes constitutifs de la turbine et de compresseur, tout en détaillant leurs technologie, leurs fonctionnalité et les mécanismes de fonctionnement.
 - Description du logiciel HYSYS et les modèles thermodynamiques utilisé.
 - La simulation et les résultats.
 - Les propositions et les solutions pour le problème.

Pour être efficace et rapide, le logiciel utilisé est : ASPEN HYSYSV10 et le modèle thermodynamique : Peng Robinson.

CHAPITRE I:

LE PETROLE BRUTE

I.1. INTRODUCTION :

Dans ce chapitre on va donner quelques informations très importantes pour avoir les notions de base sur le pétrole brut.

I.2. APERÇU HISTORIQUE:

Le pétrole est repéré la première fois au Moyen-Orient à la surface de la terre. Dès 1852 croissance de l'utilisation du pétrole avec la découverte du Kérosène ou «pétrole lampant» et l'utilisation de ce dernier pour l'éclairage [1].

En 1859 forage du premier puits destiné à la production de pétrole par le «Colonel Drake» dans l'état de Pennsylvanie en USA. Dès les années 1950 le pétrole constitue la première source d'énergie dans le monde [1].

I.3. DEFINITION DU PETROLE BRUT (CRUDE OIL):

Le mot «Pétrole» est issu des deux mots latins «Petra» et «oléum» et signifié «huile de pierre»; dès l'antiquité il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre [2].

Le pétrole brut est un mélange liquide complexe d'hydrocarbures, c'est-à-dire de combinaisons chimiques de carbone (C) et d'hydrogène (H). Le pétrole est généralement extrait du sous-sol «bassins sédimentaires» où il occupe les vides de roches poreuses appelés «roches réservoirs». Le pétrole brut contient de faibles quantités de soufre, ainsi que des traces d'azote, d'oxygène et de métaux [2].

I.4. COMPOSITION DU PETROLE BRUT:

Le pétrole est composé de plusieurs éléments qui sont : les hydrocarbures, les composés soufrés et des autres composés.

I.4.1. Les hydrocarbures :

Le pétrole brut est formé essentiellement d'hydrocarbures «combinaison exclusive de carbone et d'hydrogène», où le carbone présente 83 à 87% en volume et l'hydrogène 10 à 14%. Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont regroupés en trois familles :

a) *Les paraffines (Alcanes) C_nH_{2n+2}*

Ce sont des hydrocarbures saturés ayant la formule C_nH_{2n+2} avec n le nombre d'atomes de carbone dans la chaîne d'hydrocarbures.

b) *Les naphènes (Cyclo-alcanes) C_nH_{2n}*

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés, leurs appellations sont celles des paraffines précédées du préfixe **Cyclo**.

c) *Les aromatiques Les Aromatiques (Benzènes) C_nH_{2n-6}*

Ce sont des structures insaturées cycliques avec trois doubles liaisons dans chaque cycle[2].

I.4.2. Les composés soufrés :

Les composés soufrés sont présents dans le pétrole brut sous forme de composés organiques soufrés, le sulfure d'hydrogène H_2S est le seul composé non organique présent dans le brut. La présence des composés soufrés dans le brut est nuisible à cause de leurs caractères corrosifs [2].

- **Les composés acides R-SH**

Les thiols sont des composés corrosifs de forte odeur.

- **Les composés non acides**

Ce sont les thiophènes, les sulfites et les disulfures.

I.4.3. Les autres composés :

Il y a d'autres composés tel que:

- **Les composés oxygénés :** 0.05 à 1.5% en masse.
- **Les composés azotés :** 0.1 à 2% en masse.
- **Les métaux :** 0.005 à 0.015 % en masse (dont 75% du Nickel et de Vanadium), on peut aussi trouver le Sodium, Calcium, Magnésium, Aluminium, et le fer [2].

I.5. PROPRIETES DU PETROLE BRUT :**I.5.1. La masse volumique, la densité et le degré API :**

La masse volumique ρ d'une substance est le rapport de la masse sur le volume de la substance à une température déterminé.

La densité d est le rapport de la masse volumique ρ de la substance sur la masse volumique d'un fluide de référence (l'eau pour les liquides et les solides) ρ_{ref} dans des conditions déterminées de T et de P.

$$d_{15/15} = \rho_{brut}(15^\circ c) / \rho_{eau}(15^\circ c)$$

$$d_{4/15} = \rho_{brut}(15^\circ c) / \rho_{eau}(4^\circ c)$$

Le degré API (du nom de "American pétroleum institue") est un autre moyen pour exprimer la densité d'un brut .plus le pétrole est lourd sont degré API est faible15.5 C.

$$\text{API} = (141.5/d) - 131.5$$

Avec **d** la densité du pétrole brut par rapport à l'eau mesuré à 15.5 C. [3]

I.5.2. Teneur en sel (Salt content) :

La teneur en sel est exprimée en milligrammes de chlorure de sodium NaCl par litre de pétrole brut ou en (pounds/baril) de brut, cette teneur représente la quantité de sel dissoute dans l'eau présente dans le brut. Une teneur élevée de sel dans le brut provoque de graves problèmes de corrosion.

Généralement une teneur de NaCl supérieur à **10lb/1000 baril** nécessite un dessalage [2].

I.5.3. Teneur en soufre (Sulfur content):

La teneur en soufre du pétrole brut est importante car cette teneur est utilisée pour la détermination du prix du brut [2].

I.5.4. Point d'écoulement (Pour point) :

Le point d'écoulement pour un brut est la température la plus basse à laquelle le brut s'écoule (reste fluide) dans les conditions de test. Le but de ce test est d'indiqué la quantité des longues chaines paraffinées (la cire de pétrole ou pétroleur Wax) contenues dans le brut [2].

I.5.5. Taux de cendres (Ash content) :

Le test indique la quantité des composés métalliques présents dans le pétrole brut. Le taux de cendres est déterminé par la combustion complète (calcination) d'un échantillon de pétrole brut [2].

I.6. CLASSIFICATION DES BRUTS:

I.6.1. Classification selon la densité:

- Pétrole léger "light" : Le degré API est supérieur à 31.1 ; $\text{API} > 31.1$
- Pétrole moyen "medium" : °API compris entre 22.3 et 31.1 ; $22.3 < \text{API} < 31.1$
- Pétrole lourd ("heavy") : °API compris entre 10 et 22.3 ; $10 < \text{API} < 22.3$
- Pétrole extra lourd ("extra heavy") : °API inférieur à 10 ; $\text{API} < 10$

Les pétroles les plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphtha). À l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut

soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène) [2].

I.6.2. Classification selon la teneur en soufre:

Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% en poids) sont qualifiés de «sweet» ou «doux»; au-delà, les pétroles sont qualifiés de «sour» ou «soufrés». Ceci est important car le soufre est un «polluant-corrosif et poison» que les raffineurs doivent retirer. Ceci a un coût et il diminue donc la valeur du brut [2].

I.6.3. Classification selon la composition chimique:

- Les pétroles paraffiniques : Le pourcentage des hydrocarbures paraffiniques est supérieur à 50%.
- Les pétroles naphthéniques: Le pourcentage des hydrocarbures naphthéniques est supérieur à 50% dans le brut.
- Les pétroles aromatiques: Le pourcentage des hydrocarbures benzéniques [2].

I.7.LES BRUTS DE REFERENCE:

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

- **Le WTI (*West Texas Inter médiate*):** (40 °API et 0,3% S) Ce type de brut est utilisé comme référence en Amérique du Nord. C'est un brut léger, non sulfuré. C'est le prix du WTI qui est habituellement cité dans les articles de journaux.
- **Le Brent:** (38 °API et 0,3% S) Le Brent est un type de pétrole brut (léger et non sulfuré) issu de champs de la Mer du Nord. D'après l'International Petroleum Exchange où le prix du Brent est coté, ce prix est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.
- **Le Dubaï light:** (environ 32 °API et 2% S) Un brut (léger sulfuré) dans le golfe Persique, le Dubaï light est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie, le Moyen-Orient et l'Asie.

NB : Le brut algérien est appelé «saharablend», c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs de la région de Hassi Messaoud. Densité entre 43 et 47 °API, un brut léger. Teneur en soufre 0.1% «faible teneur en soufre».

I.8. DES DERIVES DU PETROLE:

Le pétrole comme matière première ne peut pas être utilisé et consommé qu'après la liquidation ou la répétition en le convertissant à un autre des produits pétroliers des produits de base, car il contient et en tire beaucoup de différents produits pétroliers dans la nature, la forme ou la valeur ou de l'utilisation de la lumière non-concordance pour démontrer la légèreté du poids et de la vitesse de volatilisation ou moyen ou lourd.

Ces produits pétroliers sont les suivants:

- Gaz naturel;
- Essence d'aéronefs;
- Produits légers;
- Essence pour les automobiles;
- Kérosène;
- Huile de gaz;
- Produits intermédiaires ;
- Huile diesel;
- Huile de lubrification ;
- Huile de carburant;
- Produits lourd [3].

I.9. CONCLUSION:

On conclue que le pétrole a beaucoup de types selon leurs propriétés. On fait le traitement et le raffinage du pétrole permet d'obtenir des différents produits pétroliers, parmi lesquels se trouve le gaz. Ce dernier est pour la réinjection à haute pression dans les puits.

CHAPITRE II:
GENERALITE SUR
LES COMPRESSEURS

II.1. INTRODUCTION:

Dans ce chapitre on va présenter les types de compresseur et leurs principes de fonctionnement, ainsi ces avantages, ces inconvénients et ces différentes applications.

II.2. DEFINITION DE COMPRESSEUR:

Du latin *compressor*, un compresseur est ce qui comprime (presse, opprime, réduit à un plus faible volume). Le terme est utilisé pour désigner toute machine qui, grâce à une augmentation de pression, est en mesure de déplacer des fluides compressibles tels les gaz.

Le compresseur non seulement parvient à déplacer les fluides, mais aussi à modifier la densité et la température du fluide compressible. Les compresseurs sont utilisés dans différents domaines, tels que dans les conditionneurs (appareils d'air climatisé), les réfrigérateurs, les turboréacteurs et certains systèmes de production d'électricité.

Selon la méthode d'échange d'énergie, les compresseurs peuvent être groupés en différents types, tels que les compresseurs alternatifs ou à pistons (dont les valves s'ouvrent et se ferment pour aspirer ou comprimer le gaz), les compresseurs rotatifs (avec des vis en rotation) ou les compresseurs centrifuges (qui font appel un rotor-dynamique), parmi d'autres [4].

II.3. DIFFERENTES CLASSES DE COMPRESSEURS :

On distingue deux grandes familles de compresseurs :

Les compresseurs à déplacement ou volumétriques et les compresseurs dynamiques.

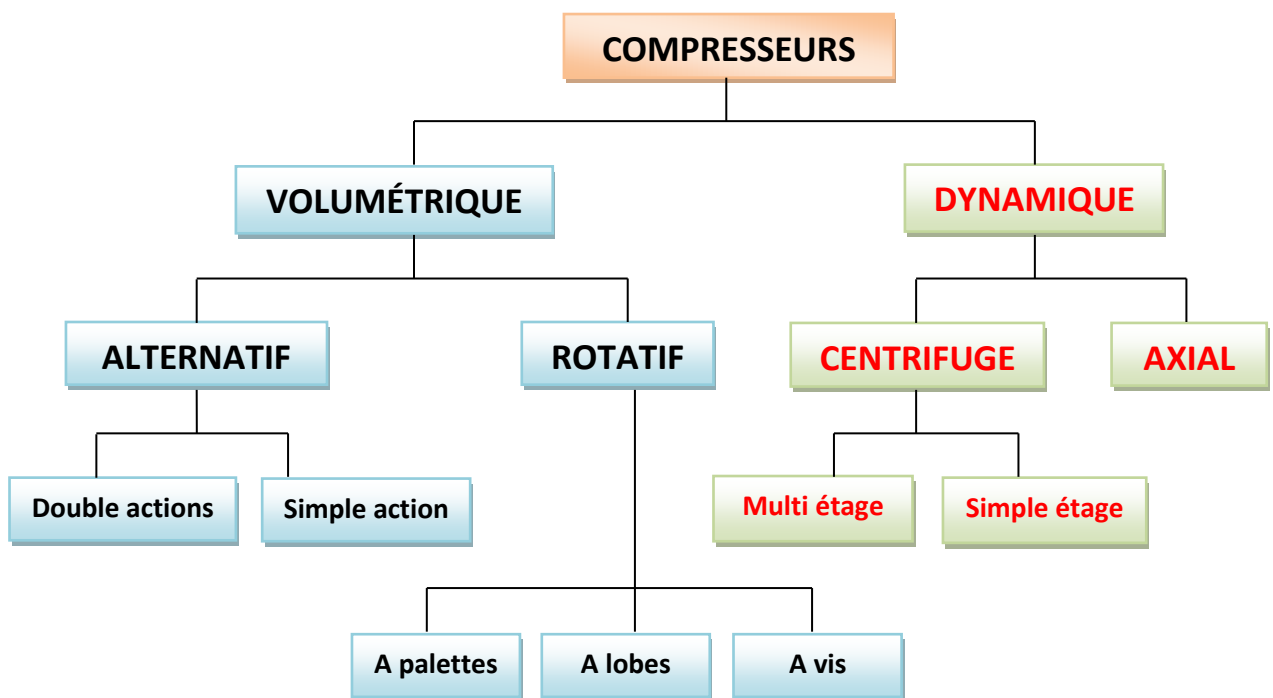


Figure II.1: Les différents types de compresseurs

II.3.1. Les compresseurs volumétriques alternatifs :

II.3.1.1. Compresseur à piston :

Les compresseurs à mouvement alternatif sont constitués de 1 ou plusieurs pistons qui se déplacent dans un cylindre, en déplaçant le piston, un volume de gaz est aspiré, côté opposé au déplacement du piston. Ils sont largement utilisés dans la pétrochimie où les débits de gaz sont faibles à moyens et les taux de compression élevés. L'exemple typique du principe alternatif est la pompe à vélo. (Le corps de la pompe est appelé **CYLINDRE** et la partie en mouvement à l'intérieure du cylindre est le **PISTON** [5].

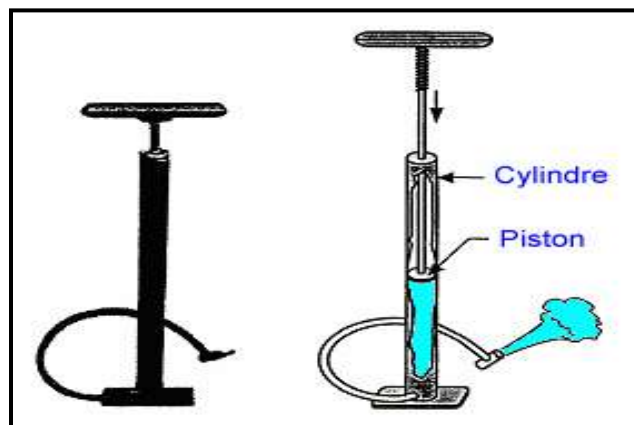


Figure II.2: Exemple d'une pompe à vélo

Lorsque le mouvement du piston est initié vers le bas, l'air contenu dans le cylindre est expulsé du cylindre, par le flexible reliant la pompe au vélo. La pression de l'air dans le pneu augmente tant que l'opération est répétée [4].

Lorsque le piston se déplace vers le haut un nouveau volume d'air est entraîné dans le cylindre, si le piston comprime le gaz seulement sur une course (mouvement aller) alors on dit que le compresseur est à simple effet, si le piston comprime le gaz sur les deux courses (aller et retour) on dit que le compresseur est à double effet [5].

Dans un compresseur alternatif à pistons, la compression est réalisée dans un ou plusieurs cylindres, chacun des cylindres se déplace un piston selon un mouvement alternatif transmis par le vilebrequin et par la tige de piston depuis la partie mouvement. Notons que le piston délimite dans le cylindre deux chambres (ou effets) dont le volume varie lors du déplacement du piston[5].

L'aspiration et le refoulement du gaz dans chacun des effets sont contrôlés respectivement par des soupapes ou clapets d'aspiration et de refoulement.

L'ouverture de ces soupapes est réalisée par la différence de pression qui règne de chaque côté de la soupape considérée.

Selon la taille du cylindre on trouve par effet de 1 à 4 soupapes d'aspiration et autant de soupapes de refoulement.



Figure II.3 : Exemple de soupapes

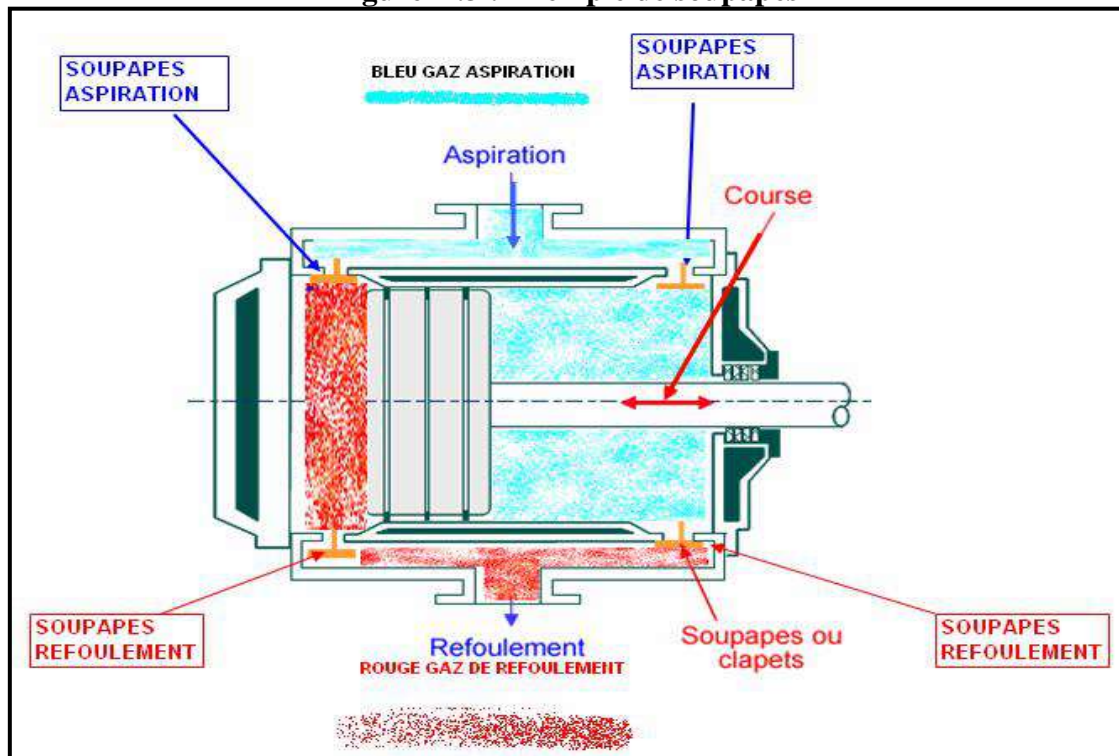


Figure II.4 : Schéma de principe d'un piston à double effet

II.3.1.2. Compresseur à membrane :

C'est la déformation élastique d'une membrane qui assure l'aspiration et la compression du gaz. Un système hydraulique permet d'assurer la flexion de la membrane : un piston se déplace dans le cylindre et agit sur le fluide hydraulique qui transmettra son mouvement oscillatoire à la membrane [5].

Le rôle du plateau à trous est d'assurer une bonne répartition du fluide sous la membrane. Celle-ci est souvent constituée de trois disques métalliques : ce système a l'avantage de permettre la détection de la rupture de la membrane par une mesure de pression. La membrane assure une étanchéité statique côté gaz procédé. De ce fait, les compresseurs à membrane sont utilisés pour des gaz dangereux, nocifs et corrosifs. La membrane permet également de réaliser l'étanchéité vis à vis de la partie mécanique [5].

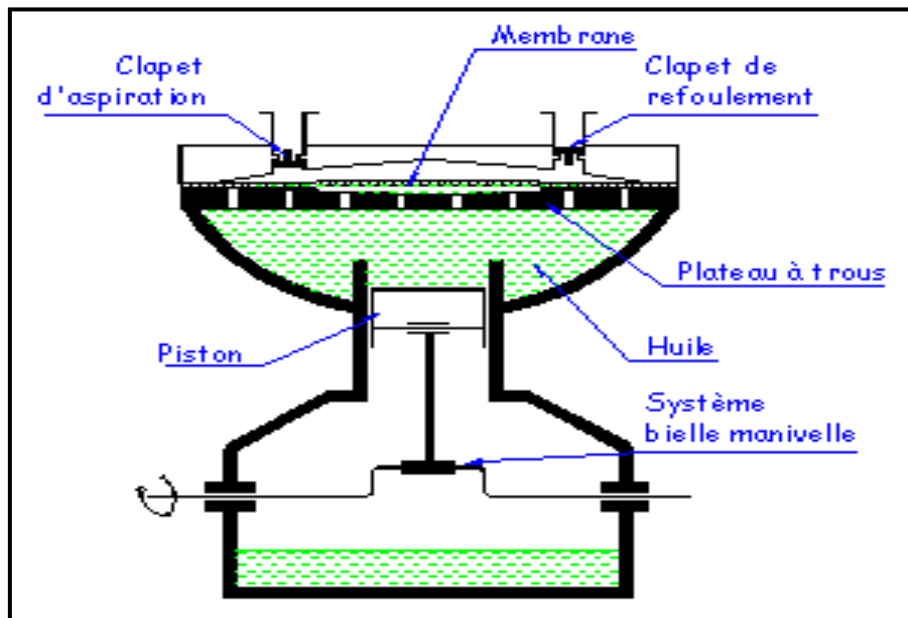


Figure II.5: Compresseur à membrane

II.3.2. Les compresseurs volumétriques rotatifs :

II.3.2.1. Le compresseur à palettes :

Ce type des compresseurs (Figure II.6) est constitué d'un stator dans lequel tourne un rotor excentré. Ce dernier est muni de rainures dans lesquelles coulisent des palettes qui sont plaquées contre la paroi du stator par la force centrifuge. Sous l'action de la force centrifuge, les palettes sont continuellement appliquées contre le cylindre. Le volume compris entre deux palettes est variable [5].

Le gaz aspiré par augmentation progressive du volume est ensuite emprisonné entre deux

palettes et transporté vers le refoulement. Dans cette zone refoulement, le volume diminue et le gaz comprimé s'échappe dans la tuyauterie de refoulement [5].

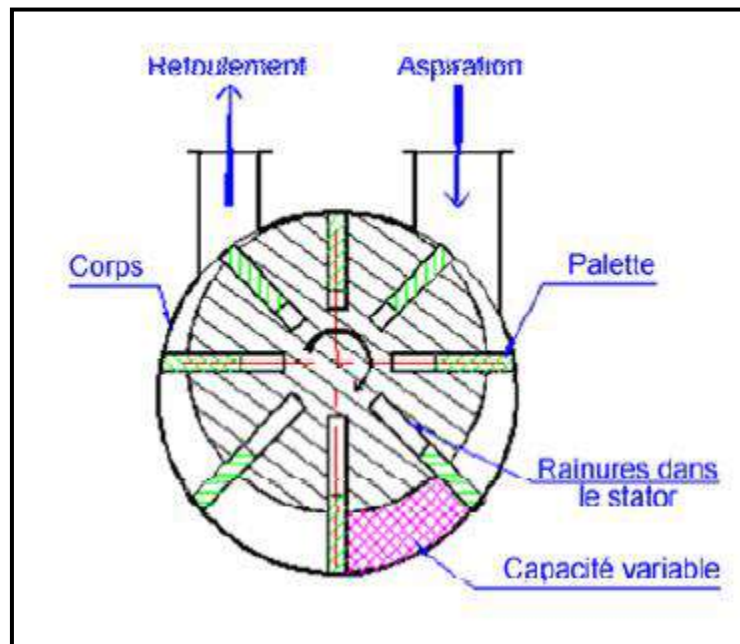


Figure II.7 : Compresseur a palette

II.3.2.2. Le compresseur à vis :

La partie mobile de ce compresseur (Figure II.8) est composée de deux vis s'engrenant l'une dans l'autre et tournent en sens contraire, le passage du gaz s'effectue parallèlement aux axes des deux vis et la vis femelle comporte toujours un pas de plus que la vis mâle avec un profil différent.



Figure II.9 : Vis male et femelle

Le gaz est comprimé progressivement en traversant des capacités de plus en plus petites jusqu'à la tubulure de refoulement (les chambres sont formées par les parois du corps et les filets des deux vis) comme la présente la figure suivante:

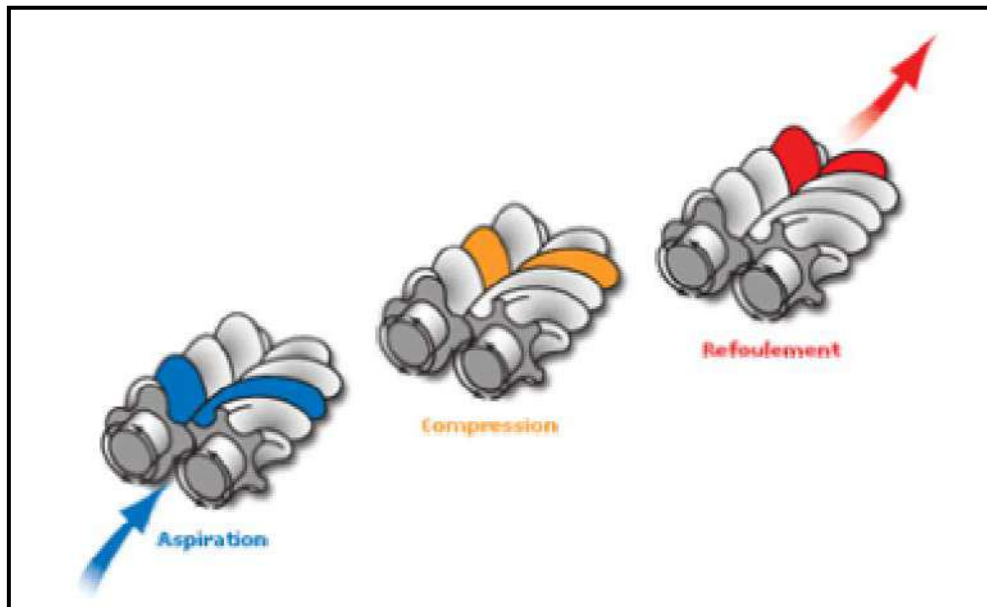


Figure II.10 : Cycle de compression

On peut dire qu'une cannelure joue le rôle d'un cylindre dont le volume est réduit progressivement par un lobe qui l'obstrue et remplit le rôle du piston.

✓ **1^{ère} phase : Aspiration**

Côté tubulure d'aspiration, une cannelure se remplit de gaz tant qu'elle est en contact avec la lumière d'aspiration.

✓ **2^{ème} phase : Compression**

Du fait de la rotation des rotors, la cannelure se trouve séparée de la lumière d'aspiration. Le gaz qui y est emprisonné est comprimé car le volume qui lui est offert est réduit par l'engrènement des lobes du rotor male avec le rotor femelle.

✓ **3^{ème} phase : Refoulement**

La compression se termine lorsque la cannelure atteint le bord de la lumière de refoulement. Le gaz comprimé est alors refoulé régulièrement jusqu'à ce que la lumière de refoulement soit à nouveau obstruée.

Pour assurer un débit de gaz continu au refoulement, le système est conçu de telle sorte qu'il y ait toujours 2 cannelures en contact avec la lumière d'aspiration et de refoulement. Une cannelure communique donc avec la lumière de refoulement avant que la précédente ne se soit

complètement vidée et soit passée au-delà [5].

II.3.2.3. Compresseur à lobes (Roots) :

Ce genre des compresseurs (figure) comprennent deux rotors engrenés qui ont le profil d'un lobe. Ils sont logés dans un corps muni de deux orifices, un pour l'aspiration, l'autre pour le refoulement.

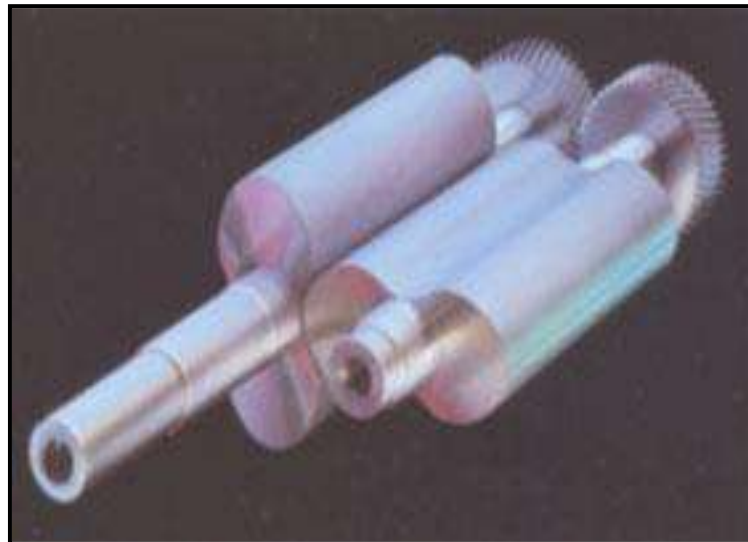


Figure II.11 : Lobes

L'engrenage des deux rotors est réalisé à l'aide d'un couple de pignons de synchronisation placé à l'extérieur de la machine. Le jeu entre les rotors peut varier de 0,1 à 1mm suivant le type de machine. Les arbres des rotors sont portés par des roulements placés à l'extérieur. L'étanchéité vers l'extérieur est assurée soit par des presses étoupes, soit par des garnitures mécaniques [5]. L'entraînement des deux rotors se fait en sens inverse l'un de l'autre.

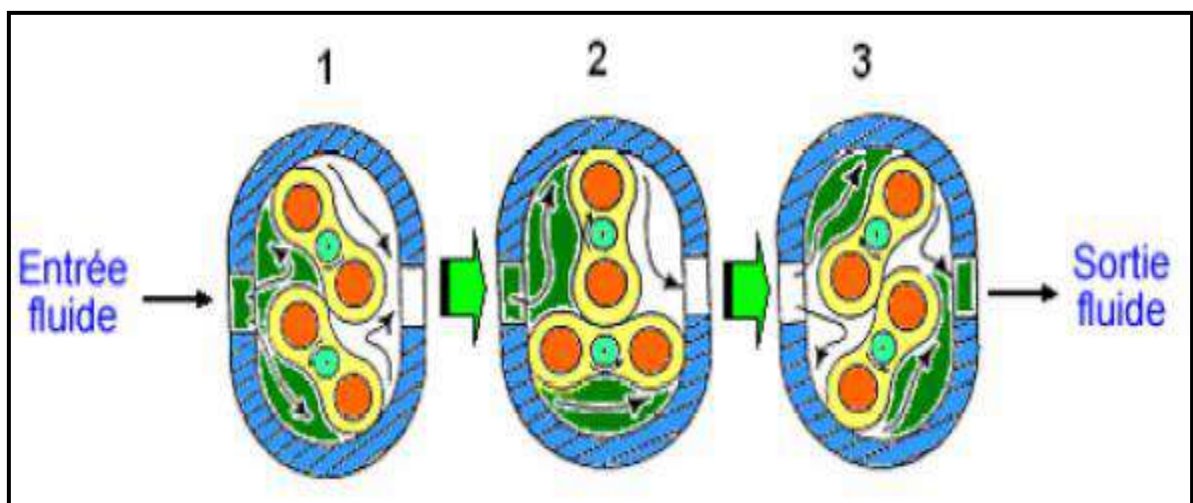


Figure II.12 : Principe de fonctionnement du compresseur à lobes

Le gaz est entraîné par la rotation des lobes de l'aspiration vers le refoulement, sans variations de volume au cours du passage de l'aspiration vers le refoulement.

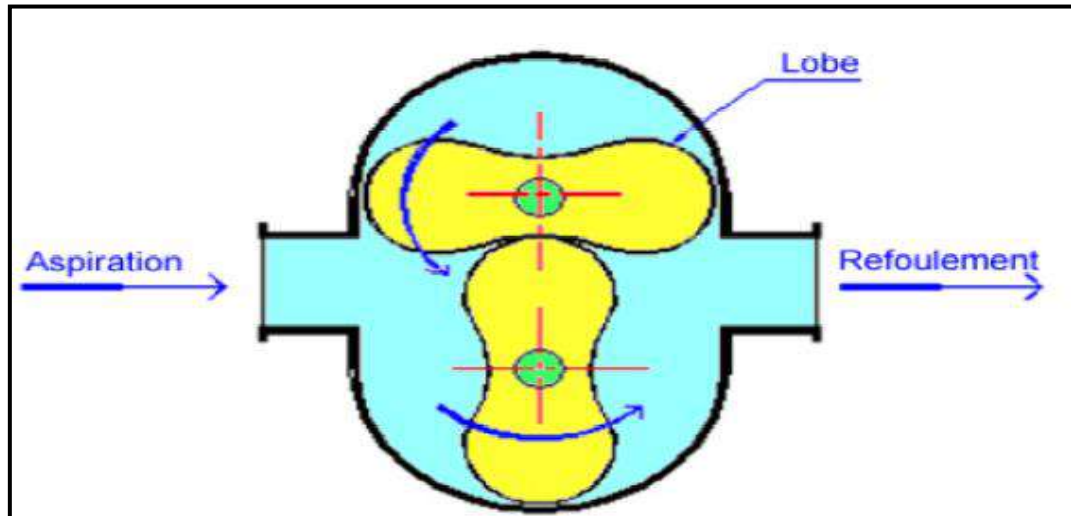


Figure II.13 : Les étapes de fonctionnement du compresseur à lobes

La rotation des rotors se faisant sans contact, il n'est pas nécessaire de les lubrifier et la compression est donc exempte d'impuretés.

Caractéristiques générales:

- Débit : De 200 à 30 000 m³/h.
- Taux de compression usuel : De 1,2 à 1,8.
- Vitesse de rotation courante : 1500 à 2000 tr/mn.

II.3.3. Les compresseurs centrifuges :

Ce sont des machines (Figure II.12) dans lesquelles l'échange d'énergie a lieu entre un rotor muni d'aubages tournant autour d'un axe et un fluide en écoulement permanent.

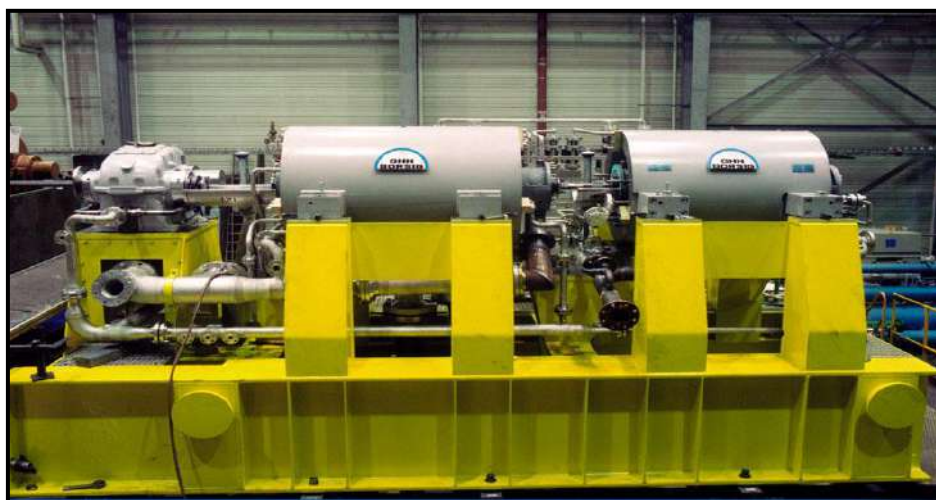


Figure II.14 : Compresseur centrifuge

Un compresseur centrifuge est un dispositif de compression dynamique qui utilise la force centrifuge pour augmenter la pression du gaz d'un point à un autre.

La photo montre une roue CENTAC (roue ouverte). Généralement les roues sont fermées.

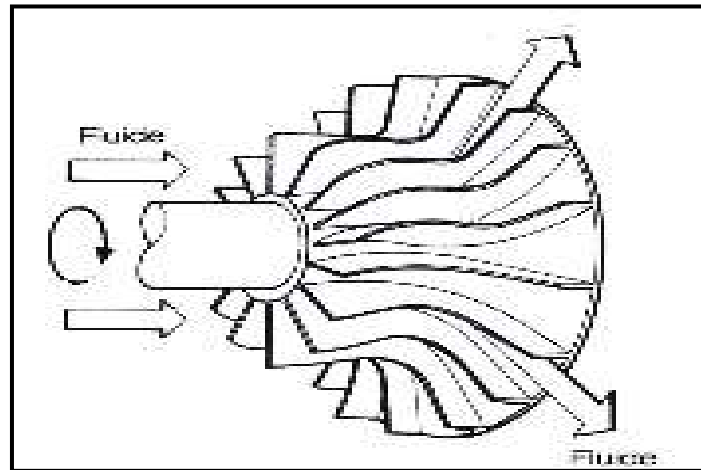


Figure II.15 : Roue d'un compresseur centrifuge (2)

Le compresseur centrifuge est classifié comme dynamique par opposition à un déplacement positif (machine alternative).

Il est constitué par:

- Une roue à aubes tournant autour de son axe ;
- Un distributeur dans l'axe de la roue ;
- Un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute.

Le gaz arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et ensuite la force centrifuge, générée par la rotation de la roue à aubes, le projette vers l'extérieur de la roue. Il acquiert une grande énergie cinétique qui se transforme en énergie de pression dans la volute où la section est croissante.

A l'entrée et la sortie de chaque roue le gaz est guidé par des pièces du stator qui sont constitué de :

- **Le canal d'entrée** du gaz de la bride d'aspiration à l'entrée de la première roue ;
- **Le diffuseur** à la sortie de chaque roue. Dans le diffuseur se produit une augmentation de pression de gaz par ralentissement ; due à l'augmentation de section ;
- **Le canal de retour** qui guide le fluide a la sortie du diffuseur et l'amène à l'entrée de la roue suivante ;

- La volute d'évacuation du gaz vers la bride de refoulement [5].

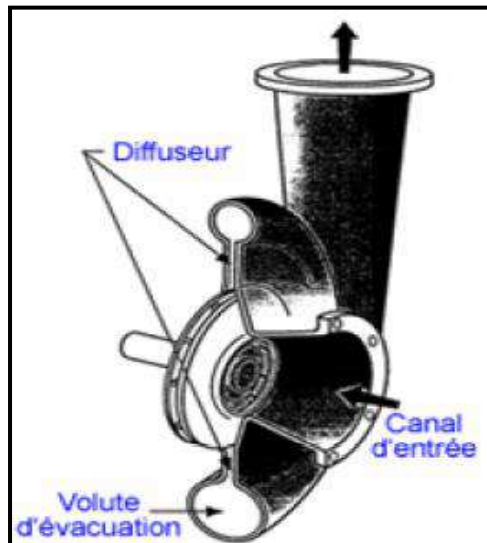


Figure II.16 : Diffuseur et volute

II.3.4. Les compresseurs dynamiques axiaux :

Dans ces compresseurs (Figure II.17) le gaz traverse le compresseur parallèlement à l'axe de la roue mobile, et le rotor aspire et accélère le gaz. Ce dernier, est alors ralenti dans le stator. Cette chute de vitesse provoque une augmentation de la pression du gaz.

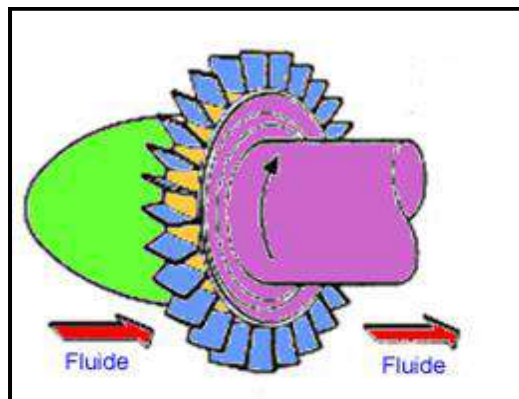


Figure II.18 : Principe de la roue axiale



Figure II.19 : Roue axiale

II.4. LES DIFFERENTES APPLICATIONS:

Le choix d'un compresseur alternatif ou centrifuge sera tributaire des débits et pressions que l'on souhaite obtenir. D'autres paramètres seront à prendre en compte pour le choix final (taille, poids, prix, etc...).

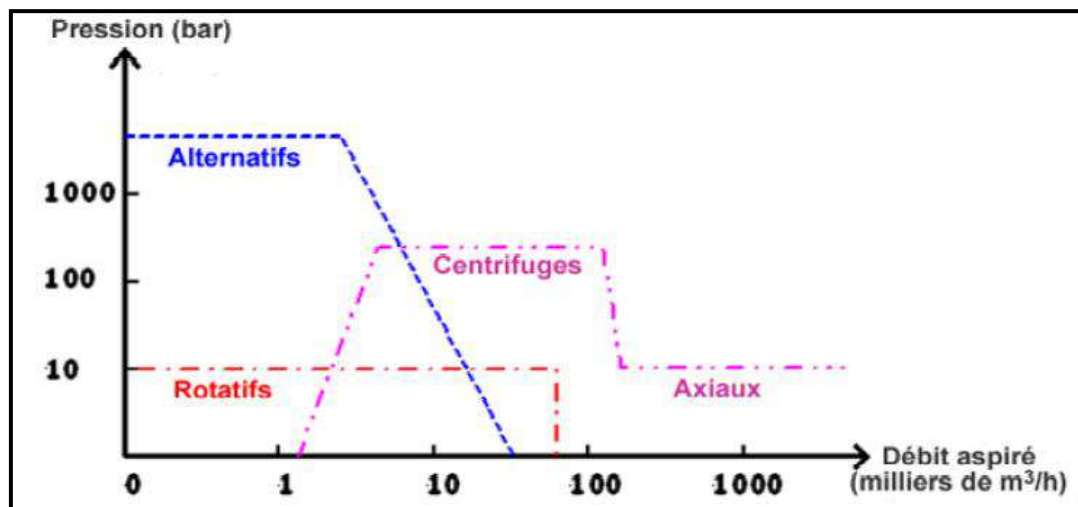


Figure II.20 : Courbe représente les différentes applications des compresseurs

II.5. LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS DES DIFFERENTS TYPES DE COMPRESSEURS:

Le tableau suivant regroupe les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs:

Tableau I.1: Les avantages et les inconvénients des différents types de compresseurs

Type de compresseur	Compresseur volumétriques		Compresseur dynamiques	
	Alternatifs	Rotatifs	Centrifuge	Axiaux
Avantages	<p>Bien adaptés aux petits débits</p> <p>Peuvent véhiculer du gaz à toutes les pressions</p> <p>Relativement souple à exploiter</p>	<p>Peuvent véhiculer de gaz dans une large plage de débit</p> <p>Débit régulier</p> <p>Fiabilité satisfaisante</p> <p>Débit plus régulier que les compresseurs alternatifs</p>	<p>Bien adaptés aux moyens et grands débits de gaz</p> <p>Relativement souple à exploiter</p> <p>Excellente fiabilité</p>	<p>Très bon rendement</p> <p>Bien adaptés aux très grands débits et aux pressions modérées</p> <p>Excellente fiabilité</p>
Inconvénients	<p>Débit puisé</p> <p>Fiabilité moyenne au niveau des soupapes</p> <p>Avoir une machine en secours</p>	<p>Pas appliqué aux hautes pressions (maxi 50 Bars)</p>	<p>Pas adapté aux faibles débits</p> <p>Pompage à faible débit rend l'exploitation délicate</p> <p>Prix élevé</p>	<p>Rotors de grande taille, délicats à construire et coûteux</p>

II.6. CONCLUSION :

La compression en générale, peut être imposée par la nécessité technique de déplacer une quantité de gaz d'un système à une certaine pression, vers un autre système à une autre pression plus élevée .dans ce chapitre nous avons passé en revue les différents types d'appareils qui permettent d'effectuer cette opération.

Ces appareils appelés compresseurs sont très variés et leur utilisation dépend du niveau de pression, de débits souhaités par l'utilisateur.

CHAPITRE III:
CALCULS, RESULTATS ET
DISCUSSIONS

III.1. INTRODUCTION:

Dans cette partie de notre étude, on va présenter l'unité de compression 2. Notre deuxième étape consiste à faire une simulation et optimisation des paramètres de fonctionnement avec l'utilisation de simulateur HYSYS V10.

III.2. PROBLEMATIQUE :

Depuis plusieurs années et dès l'arrivée de l'été, accompagné avec un changement des paramètres, on observe une perturbation et une baisse franche de la pression sortante de compresseurs ce qui engendre une diminution de l'afflux du gaz ce qui incite plusieurs interrogations parmi eux:

- Comment le degré de température agit sur la pression ?
- Quels sont les autres facteurs qui agissent sur la pression ?
- Est-ce que la hausse de la température a un effet sur l'énergie donné par la turbine ?
- Quels sont les points optimaux de fonctionnement de compresseur centrifuge?
- Quels sont les solutions proposées pour résoudre ce problème ?

A la fin en faisant une simulation pour trouver la réponse face à ces interrogations

III.2. UNITE DE COMPRESSION:**III.2.1. Présentation générale:**

On désigne par la compression les installations qui permettent de comprimer le gaz à haute pression afin de la réinjecter dans les puits.

En effet, pour maintenir la pression des puits, la SONATRACH dispose deux techniques [7]:

- Réinjecter de gaz à haute pression;
- Réinjecter d'eau à haute pression.

Les gaz résiduels issus des deux unités GPL, additionnés du gaz de la séparation LDHP, et d'un appoint soutiré des pipes GR1 et GM1, alimentent à partir du manifold 28 bars les stations de réinjection.

Celles-ci aspirent le gaz à 28 bars et le compriment à 420 bars en quatre étages, pour la réinjection dans le gisement.

Il existe onze (11) stations de compression opérationnelles au centre sud et sont constitués principalement de groupes turbocompresseurs contrôlés par un système électronique (MARK IV, MARK V) [7]:

1- La station de compression I composée de sept stations (2/3/4/5/6/7/8):

- La SC2 est une unité de réinjection réalisée en 1972 pour comprimer un débit de 3.5 millionsNm³/j;
- Les SC3/4 sont des unités de réinjection réalisées en 1976 pour comprimer chacune un débit de 5.5 millionsNm³/j;
- Les SC5/6 sont des unités de réinjection réalisées en 1987 pour comprimer chacune un débit de 5.5 millionsNm³/j;
- Les SC7/8 sont des unités de réinjection réalisées en 1991 pour comprimer chacune un débit de 5.5 millionsNm³/j.

2- La station de compression II composée de quatre stations (9/10/11/12):

- Chaque station réinjecter 10 millionsNm³/j,
- Chaque unité est composée de deux groupes turbocompresseurs bi arbres à deux étages et comprime le gaz de 28 à 420 bars;
- Le gaz à comprimer est un mélange de gaz local et d'appoint du gaz commercial GR1/GR2.

III.2.2. Alimentation :

Le gaz d'alimentation provenant du manifold BP à pression de 28 bars et température ambiante. Le manifold BP est composé de [7]:

- La ligne d'arrivée 24''LDHP;
- La ligne d'arrivée 24'' manifoldGPL1/2;
- La ligne d'arrivée 24''Gassi-Touil;
- La ligne d'arrivée 24''GR1;
- La ligne d'arrivée 32''GPL2;
- La ligne d'arrivée 24'' SC5/6;
- La ligne d'arrivée 24'' SC7/8;
- La ligne d'alimentation 24'' SC5/6;
- La ligne d'alimentation 24'' SC7/8;
- La ligne d'alimentation SC9/10;
- La ligne d'alimentation SC11/12;
- La ligne d'équilibrage32'';
- La ligne d'alimentation 12'' Gaz combustible;
- Ligne d'alimentation ZCINA.

Vois ci le schéma de gaz d'alimentation représenté dans la Figure III.1 :

Gaz résiduel GPL ZCINA

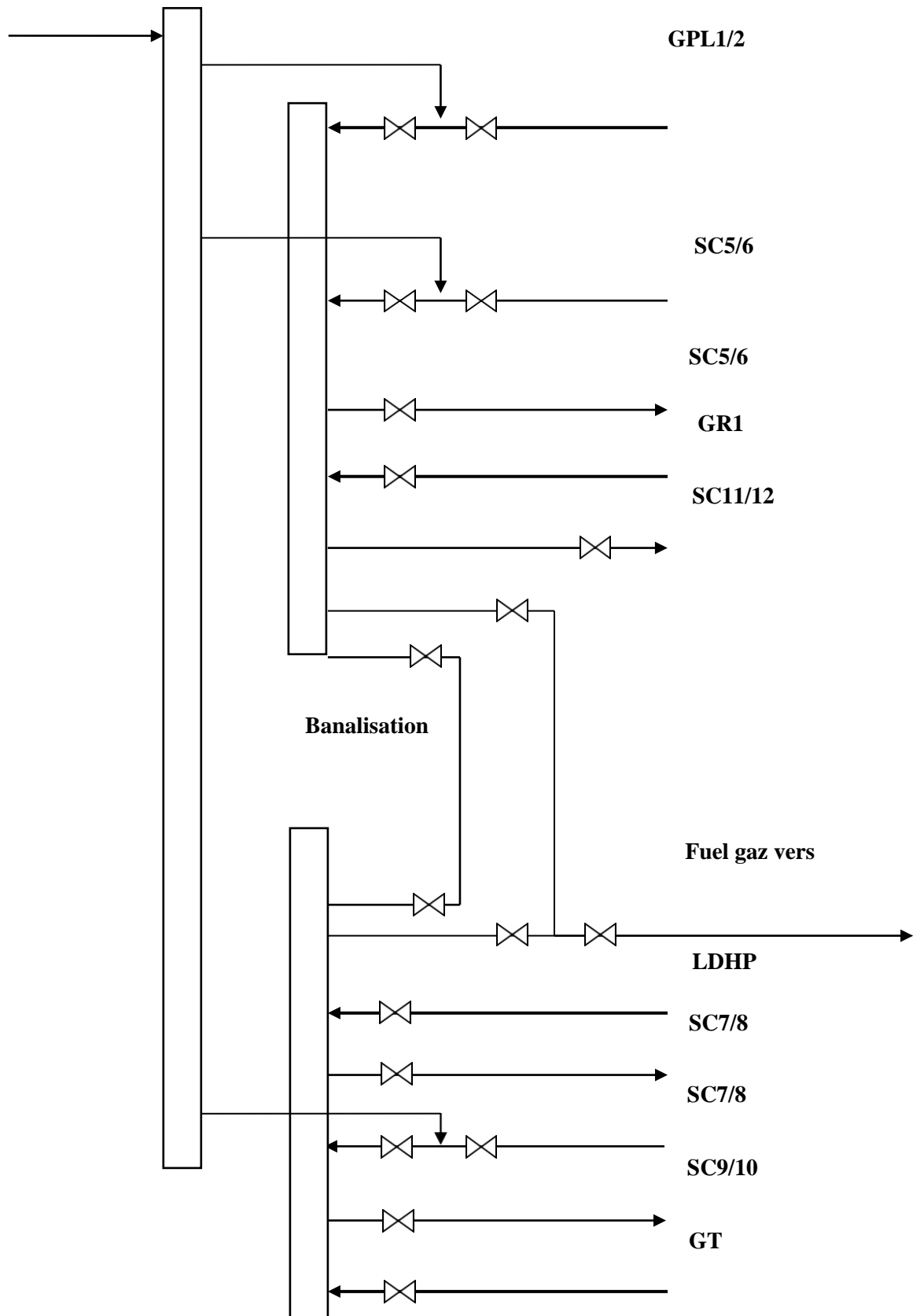


Figure III.1:Schéma de gaz d'alimentation

III.2.3. Description du procédé :

Le processus de la station de compression se compose des sections suivantes [7]:

- Section de séparation préliminaire;
- Section de compression basse pression;
- Section de compression haute pression;
- Section fuel gaz;
- Système de torche;
- Collecteur condensât;
- Circuit d'huile dégraissage;
- Circuit d'huile d'étanchéité;
- Système antiincendie.

III.2.3.1. Section de séparation préliminaire :

Cette section est commune à deux stations Figure III.2. Pour les stations (09/10), elle est composée de 02 ballons FA1301/1302. Le gaz à comprimer venant du manifold BP à 27barsG passe au ballon de séparation FA1301/1302 via la vanne ROV 2101 pour se débarrasser des liquides. La pressurisation des ballons se fait par une vanne 2'' ROV 2102. Les condensats sont renvoyés vers un ballon de récupération de condensât V1301 puis vers le centre de traitement(UFC).

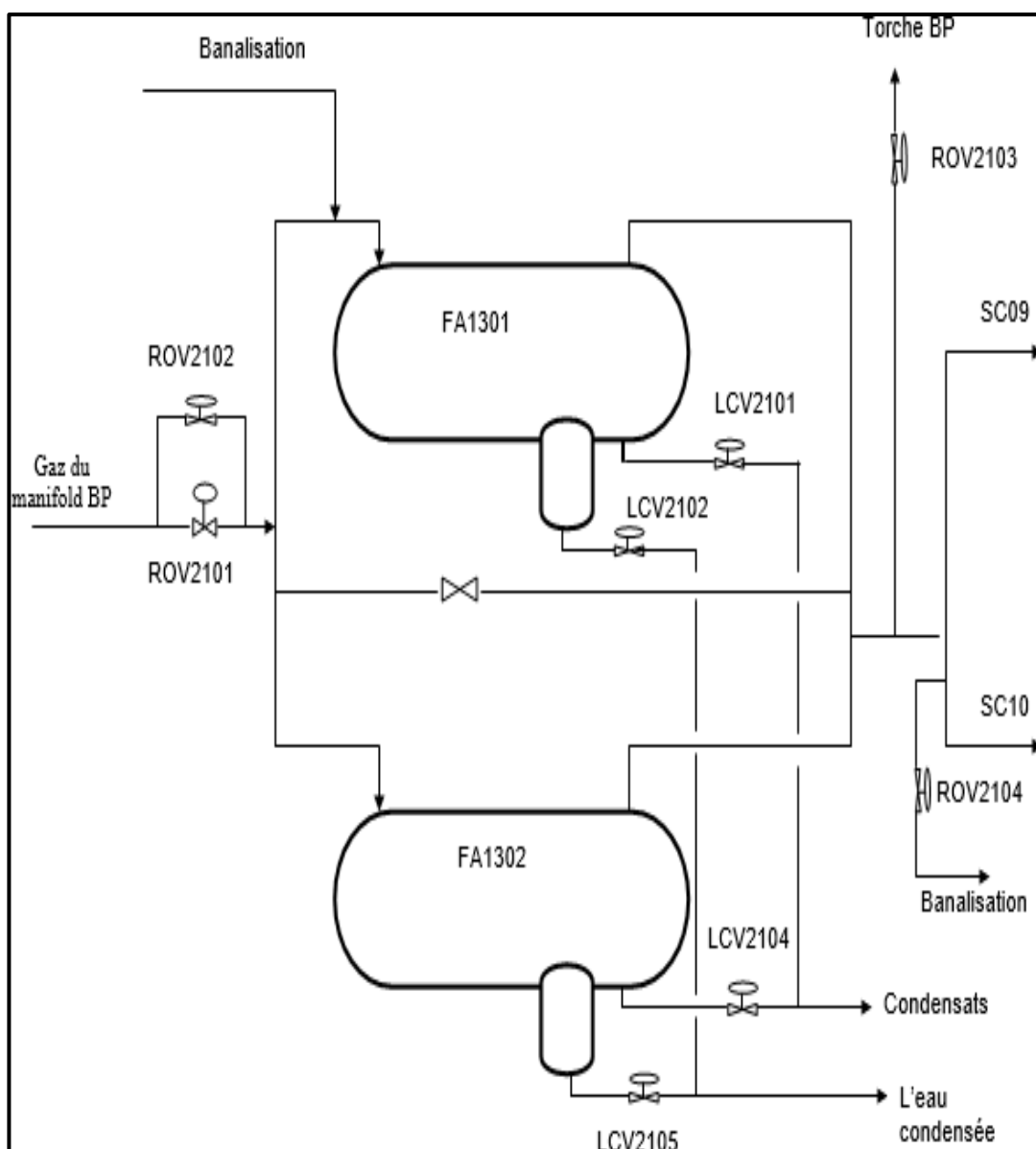


Figure III.2:Schéma section de séparation préliminaire

III.2.3.2. Section de compression basse pression (BP) :

Les gaz provenant des séparateurs préliminaires sont envoyés vers la section de compression basse pression (Figure.III.3). Cette section est composée d'une turbine à gaz et d'un compresseur à 2 étages. Le gaz subit une première compression dans le 1^{er} étage jusqu'à 60bars ET 120°C, avant de passer au 2^{ème} étage, le gaz subit un refroidissement dans une batterie d'aéros-réfrigérant jusqu'à 55° C'est une séparation dans le ballon FA1304 pour se débarrasser des éventuels hydrocarbures liquides. Le gaz est ensuite comprimé dans le 2^{ème} étage de compression jusqu'à 110 bars et 120°C. Avant de passer à la section haute pression de compression, le gaz subit un refroidissement suivi d'une séparation dans le ballon FA1305.

Le procès de cette section est composé des éléments suivants :

- Une vanne automatique ROV2201 qui s'ouvre lorsque la pression différentielle entre l'amont et l'aval sera de 2bars, cette pression différentielle est mesurée par un PDSL;
- Une vanne de pressurisation ROV2202 faisant monter la pression graduellement dans le groupe afin de protéger le compresseur des effets de coups de béliers;
- Une vanne de recyclage FCV2200;
- 2 ballons FA 1303 /1304 à l'aspiration 1^{er} et 2^{eme} étage;
- 2 soupapes de sécurité à l'aspiration 1^{er} étage PSV 2201A/B tarées à 70bars;
- 2 soupapes de sécurité à l'aspiration 2^{eme} étage PSV 2202 A/B tarées 74bars;
- 2 soupapes de sécurité au refoulement 2^{eme} étage PSV2203 A/B tarées à 170bars;
- 2 batteries d'aero aux refoulements 1^{er} et 2^{eme} étage EA1301/02.

III.2.3.3. Ligne de banalisation :

Les sections basses pression des stations 9, 10,11 et 12 refoulent le gaz dans un collecteur appelé ligne de banalisation, c'est pour avoir une meilleure flexibilité d'exploitation des machines. Au niveau des SC 9/10 cette ligne est pressurisée par la vanne ROV2104 à partir de la sortie des bouchons liquides. La décompression se fait par la vanne de torche ROV2107.

Une vanne de sectionnement ROV2108 isole les sections basses pression des unités SC9/10 des unités SC11/12.

CHAPITRE III : CALCULS, RESULTATS ET DISCUSSIONS

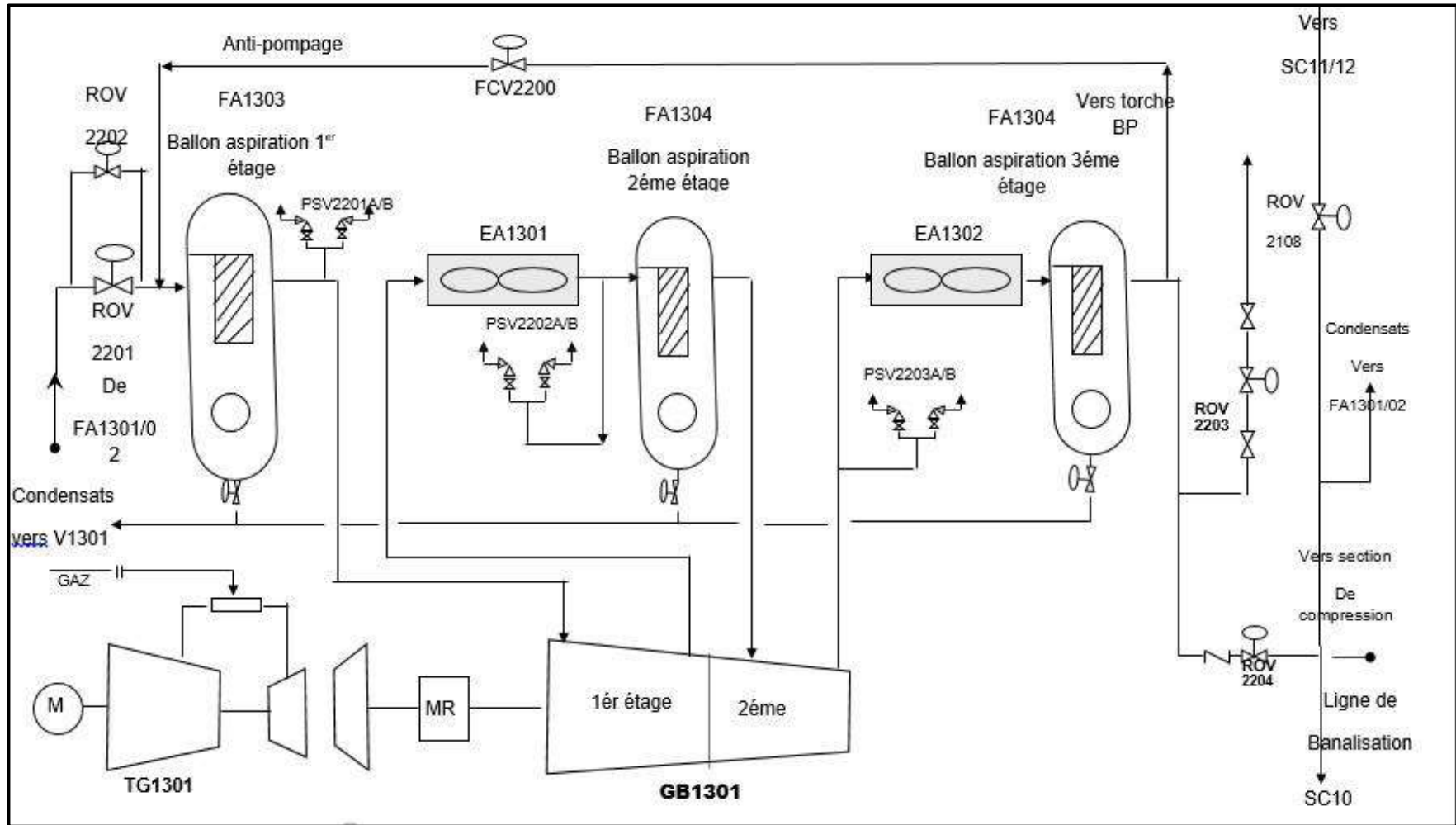


Figure III.3: Premier groupe (BP) SC 09

III.2.3.4. Section de compression haute pression (HP) :

Elle est composée d'une turbine et deux compresseurs. Le gaz aspiré du collecteur de banalisation à 106 Bar à travers la vanne ROV2401 est comprimé dans le compresseur 3^{ème} étage jusqu'à 220barsG et 120°C, ce gaz subit un refroidissement jusqu'à 55°C et une séparation dans le ballon FA1306 avant d'être comprimé dans le compresseur 4^{ème} étage jusqu'à 420 bars et 120°C. Après ce dernier étage de compression, le gaz est refroidit à une température de 90°C avant d'être envoyé vers les zones de réinjection

Les gaz refoulés à 420barsG des 04 unités de compression, sont collectés dans un manifold haut pression avant d'être envoyés vers les zones de réinjection et ensuite vers les puits de réinjection.

Le procès de cette section est composé des éléments suivants (Figure.III.4):

- Une vanne automatique ROV2401 qui s'ouvre lorsque la pression différentielle entre l'amont et l'aval sera de 205bars, cette pression différentielle est mesurée par un PDSL ;
- Une vanne de pressurisation ROV2402 faisant monter la pression graduellement dans le groupe afin de protéger le compresseur des effets de coups de béliers ;
- Une vanne de recyclage FCV2400 ;
- 2 Ballons FA 1305 /1306 à l'aspiration 3^{ème} et 4^{ème} étage ;
- 2 Soupapes de sécurité à l'aspiration 3^{ème} étage PSV 2401A/B tarées à 170bars ;
- 2 Soupapes de sécurité à l'aspiration 4^{ème} étage PSV 2402 A/B tarées à 284, 3 bars ;
- 2 Soupapes de sécurité au refoulement 4^{ème} étage PSV 2403 A/B tarées à 445,9bars ;
- 2 Batteries d'aéro aux refoulements 3^{ème} et 4^{ème} étage EA1303/1304.

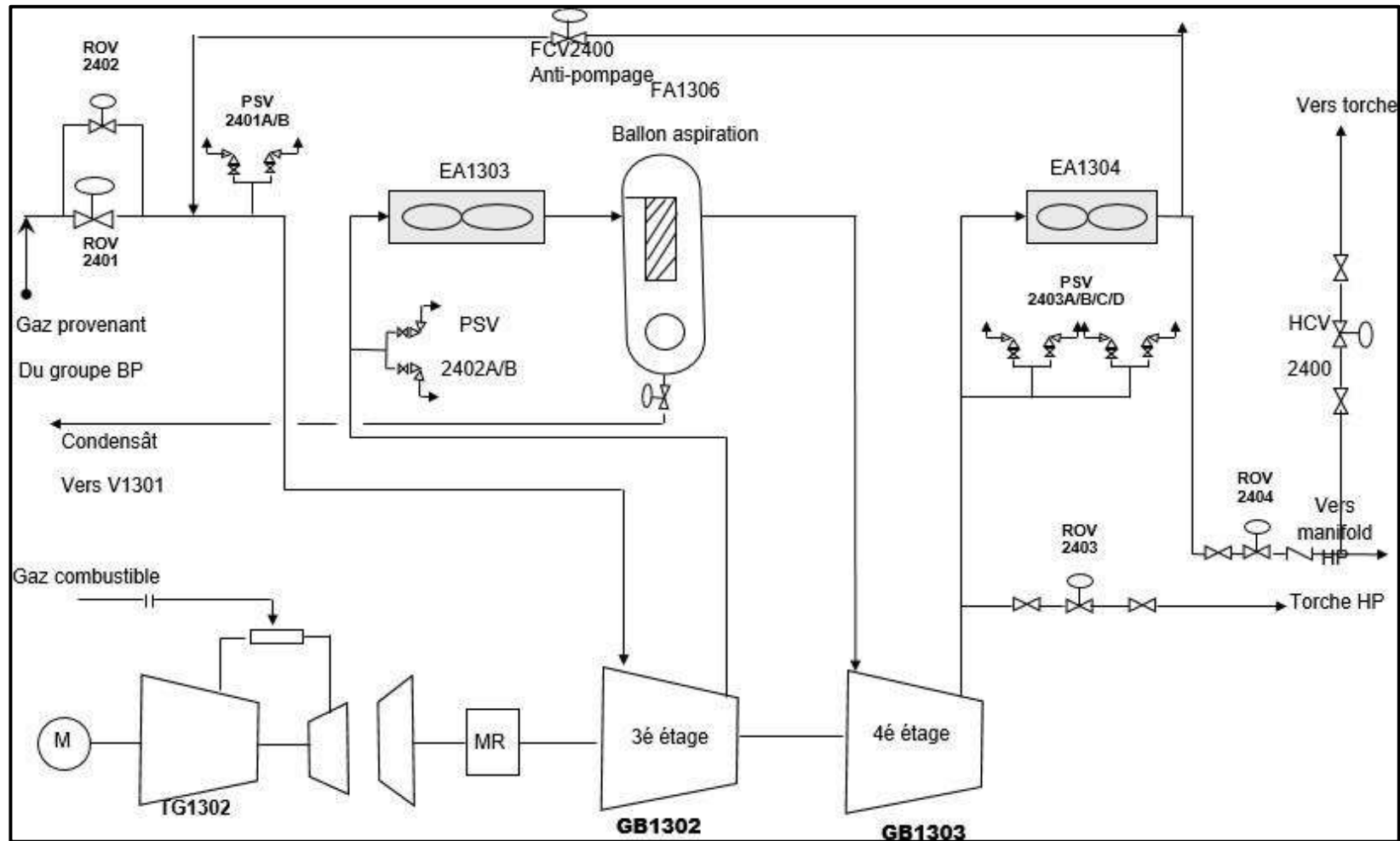


Figure III.4 : Deuxième groupe (HP) SC 09

III.2.3.5. Section fuel gaz :

Le gaz nécessaire au lancement des turbines et à la combustion est soutiré à partir du gaz GR1 avec une possibilité de balancement sur le gaz local grâce à une vanne manuelle. Ce gaz est détendu de la pression de 28 bars à 17 bars par deux vannes régulatrices de pression PCV 2601/2603. Le gaz est débarrassé des liquides dans le ballon FA 1307 et chauffé par une résistance électrique RE 1305. Le gaz est ensuite détendu dans le poste fuel gaz des turbines à 11 et 8 bars à l'aide de la vanne GE avant son admission dans les chambres de combustion.

Notons que le circuit compte une vanne régulatrice de pression PCV 2602 et 2 Soupapes de sécurité PSV 2602A/B tarées à 21,6 bars.

III.2.3.6. Système de torche :

Il est composé de 2 collecteurs BP et HP de dimension 22'' 24'' respectivement. Le collecteur BP recueille le gaz torché par les équipements suivants côté SC 9 :

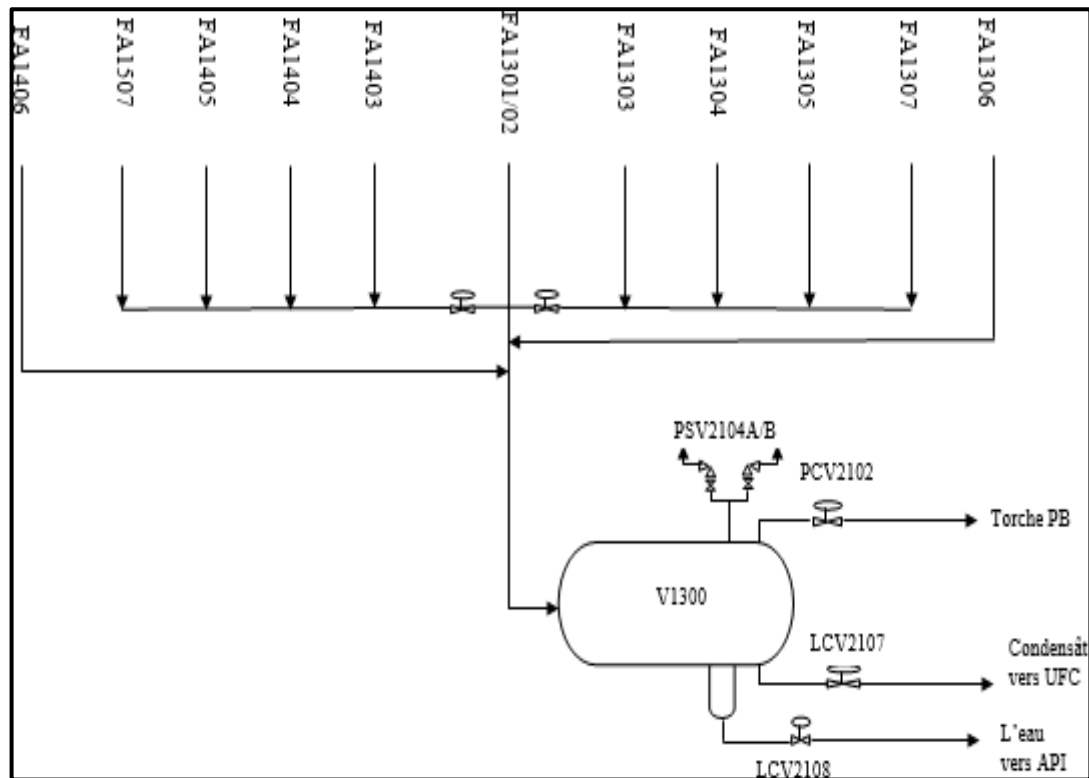
- Les soupapes de la section basse pression ;
- Les soupapes de la section fuel gaz ;
- La vanne de régulation de pression fuel gaz PCV2602 ;
- La vanne de torche de la section basse pression ROV2203 ;
- Les soupapes des scrubbers PSV2101/02 ;
- La vanne de décompression des scrubbers ROV2103 ;
- La vanne de décompression de la ligne de banalisation ROV2107 ;
- La vanne de régulation de pression du ballon de récupération de condensat V1301 ;
- Les soupapes du ballon de condensat PSV2104A/B ;
- Les orifices des purgeurs V 1304A/B, V1303A/B ;
- Le collecteur HP recueille le gaz torché par les équipements suivants côté SC9 ;
- Les soupapes de la section haute pression ;
- La vanne de torche de la section haute pression ROV2403.

III.2.3.7. Circuit condensat :

Les condensats retenus dans les différents ballons de séparation sont collectés dans le ballon de récupération des condensât V1301. Les condensât retenus sont envoyés vers l'unité de fractionnement de condensat (UFC).

Les condensât retenus viennent des ballons suivants (Figure.III.5):

- Les ballons inter étages ;
- Les scrubbers entrée stations ;
- Le ballon fuel gaz FA1307 ;
- Ballon fuel gaz FA1507.



FigureIII.5 : Schéma circuit de condensat

III.2.3.8. Circuit d'huile de graissage :

Chaque groupe de turbocompresseurs est doté d'un système de graissage composé des éléments suivants :

- Une caisse d'huile d'une capacité de 13m³ ;
- Une pompe de graissage principal entraîné par l'engrenage du réducteur, dotée d'une soupape de régulation de pression VR1 tarée à 12bars ;
- Une pompe de graissage auxiliaire, entraînée par un moteur électrique à courant alternatif ;
- Une pompe de secours entraînée par moteur électrique à courant continu ;
- Deux corps de filtres d'huile dégraissage ;
- Une batterie de 3 aéro réfrigérant assurant une température d'huile de 60°C maximum.

La pompe de graissage principale aspire l'huile de la caisse principale et le refoule à une

pression de 12 bars. L'huile comprimée est refroidie à moins de 60°C dans les aéros, cette huile est ensuite filtrée et détendue jusqu'à 2 bars avant d'être envoyée dans le collecteur de distribution d'huile de graissage aux différents paliers de la turbine et des compresseurs.

La pompe de graissage auxiliaire intervient pendant la phase du démarrage jusqu'à la fin de séquence et en cas de chute de pression à 9 bars.

La pompe de secours se met en route en cas de problème sur la pompe auxiliaire et en cas de problème d'électricité en cas de déclenchement ou arrêt normal de la machine.

La pompe de secours refoule l'huile à 2 Bars.

Le Schéma ci-dessous présente le circuit d'huile de graissage (figure.III.6):

CHAPITRE III : CALCULS, RESULTATS ET DISCUSSIONS

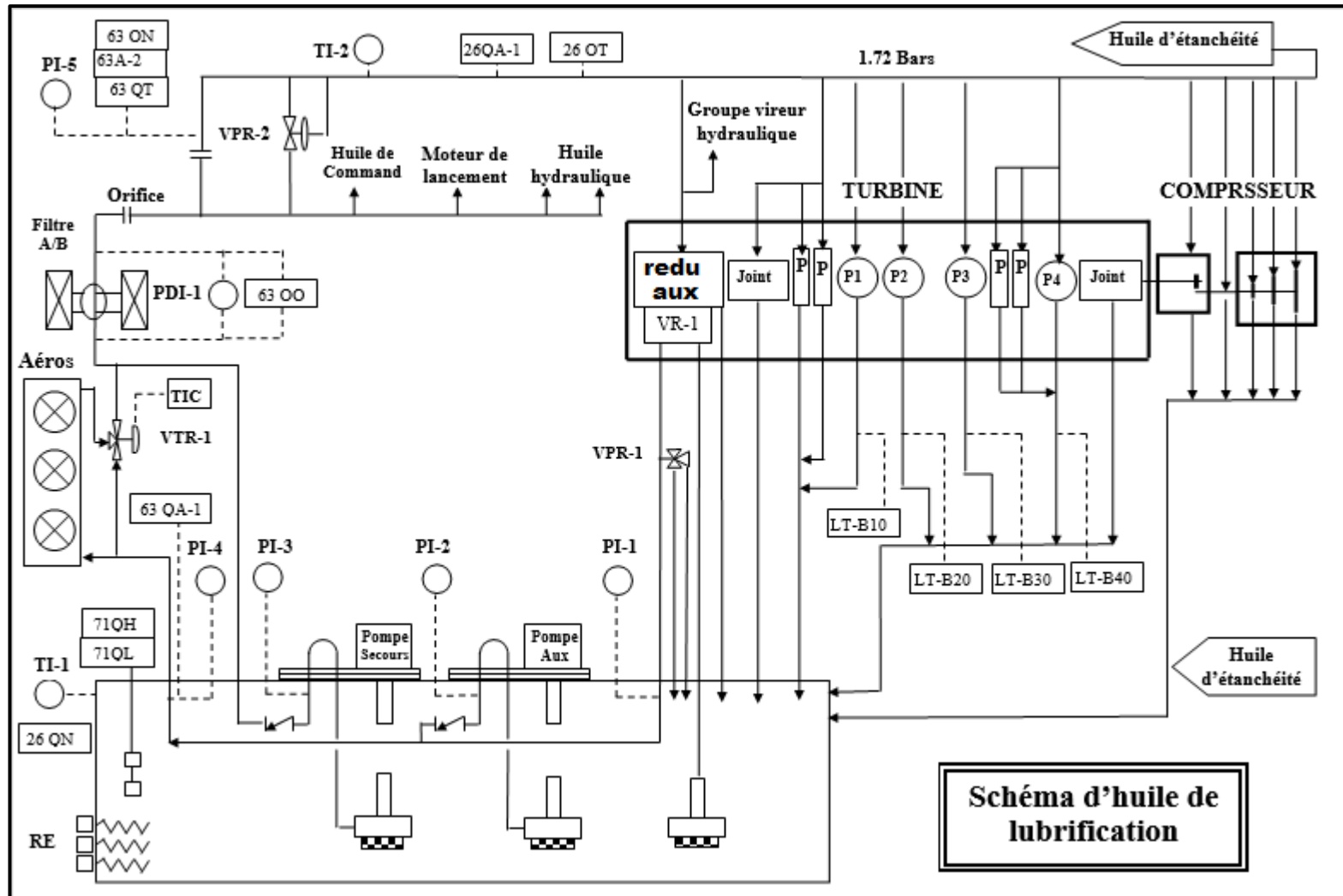


Figure III.6 : Schéma huile de graissage

III.2.3.9. Circuit d'huile hydraulique:

Le système d'huile hydraulique est composé de :

- Une pompe hydraulique principale entraînée par l'engrenage du réducteur ;
- Deux régulateurs de pression, un pour la pompe auxiliaire et l'autre pour la pompe mécanique ;
- Une pompe hydraulique auxiliaire GA 1303 entraînée par un moteur électrique à courant alternatif ;
- Un filtre d'huile hydraulique ;

L'huile hydraulique assure la régulation des vannes du poste fuel gaz (SRV et GCV) des Nozzles et des IGV.

La pression d'huile hydraulique normale est de 88 bars. La pompe auxiliaire HP intervient en cas de basse pression d'huile hydraulique à 74.7 bars et le système de sécurité de la machine provoque son arrêt à 60 bars.

III.2.3.10. Circuit d'huile d'arrêt :

Sa fonction est la protection de la machine en cas de grave problème ou de non-respect des paramètres de marche .L'arrêt brusque de l'unité est provoqué par la fermeture instantanée des vannes du poste fuel gaz en évacuant l'huile par l'ouverture de l'électrovanne 20 HD.

Le Circuit d'huile de commande est schématisé dans la Figure.III.7 :

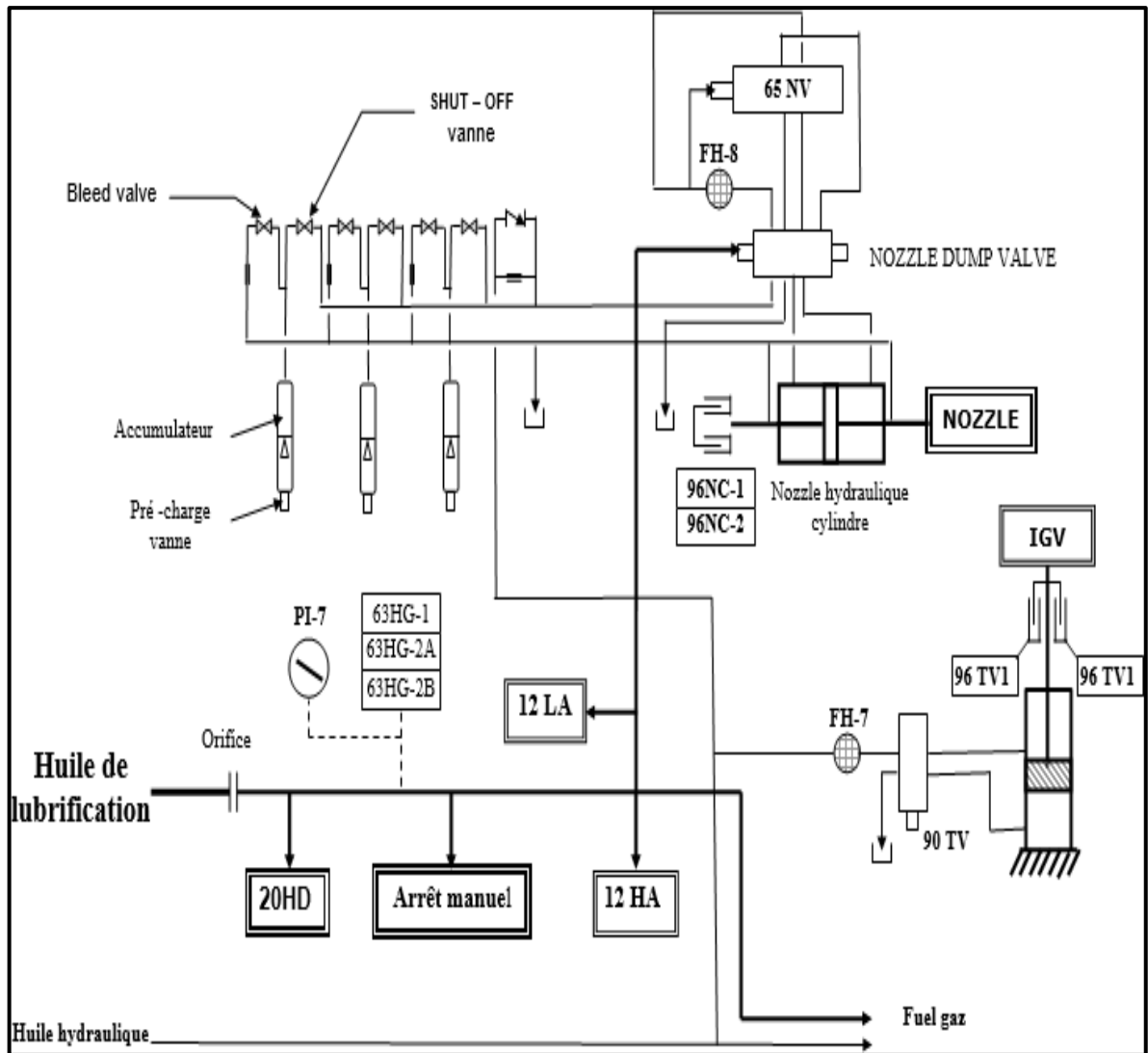


Figure III.7 : Schéma Circuit d'huile de commande

III.2.3.11. Circuit d'huile d'étanchéité :

IL est composé des éléments suivants :

1^{er} groupe (BP) (Figure.III.8) :

- Un ballon surélevé d'huile d'étanchéité ;
- Une vanne régulatrice de niveau ;
- Un orifice calibré pour évacuation de gaz vers atmosphère ;
- Une caisse de dégazage doté d'un agitateur et une résistance.

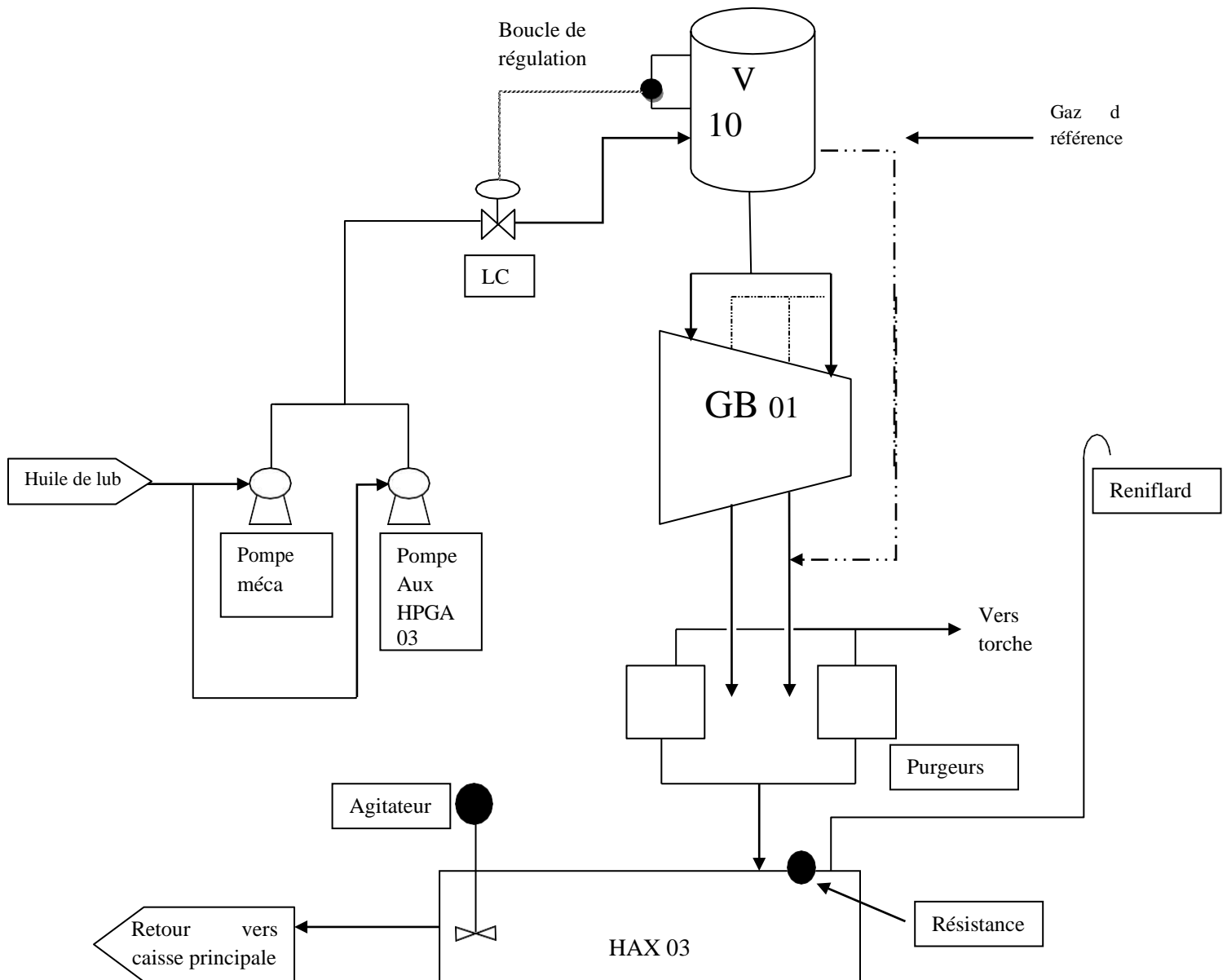


Figure III.8 : Schéma circuit huile d'étanchéité 1^{er} groupe (BP)

2^{ème} groupe (HP) :

- Trois pompes d'étanchéité ;
- Deux filtres (un en service et l'autre en stand bay) ;
- Une vanne de régulation de la pression différentielle ;
- Deux ballons surélevés d'huile d'étanchéité ;
- Deux vannes régulatrices de niveaux ;
- Quatre purgeurs automatiques, composé d'une vanne automatique de contrôle de niveau, un orifice calibré et un by- passe.

A partir du collecteur de graissage, un piquage parvient à l'aspiration des pompes d'étanchéité pour assurer l'étanchéité des compresseurs au niveau des bagues MP et HP en maintenant une pression différentielle huile /gaz de 700 g/cm^2 ($P_{\text{huile}} > P_{\text{Gaz}}$) afin d'empêcher le gaz de sortir.

Un niveau de 60% est maintenu dans les ballons surélevés grâce à la régulation des vannes régulatrices de niveau et de la vanne régulatrice de pression différentielle DPCV3.2469. Cette dernière évacue le surplus d'huile vers la caisse de graissage.

Le retour de l'huile d'étanchéité des compresseurs est déchargé vers des purgeurs automatiques, de ces purgeurs, l'huile est envoyée vers une caisse de dégazage dotée d'une résistance et d'un agitateur, l'huile dépourvue de gaz est ensuite dirigée vers la caisse principale.

CHAPITRE III :CALCULS, RESULTATS ET DISCUSSIONS

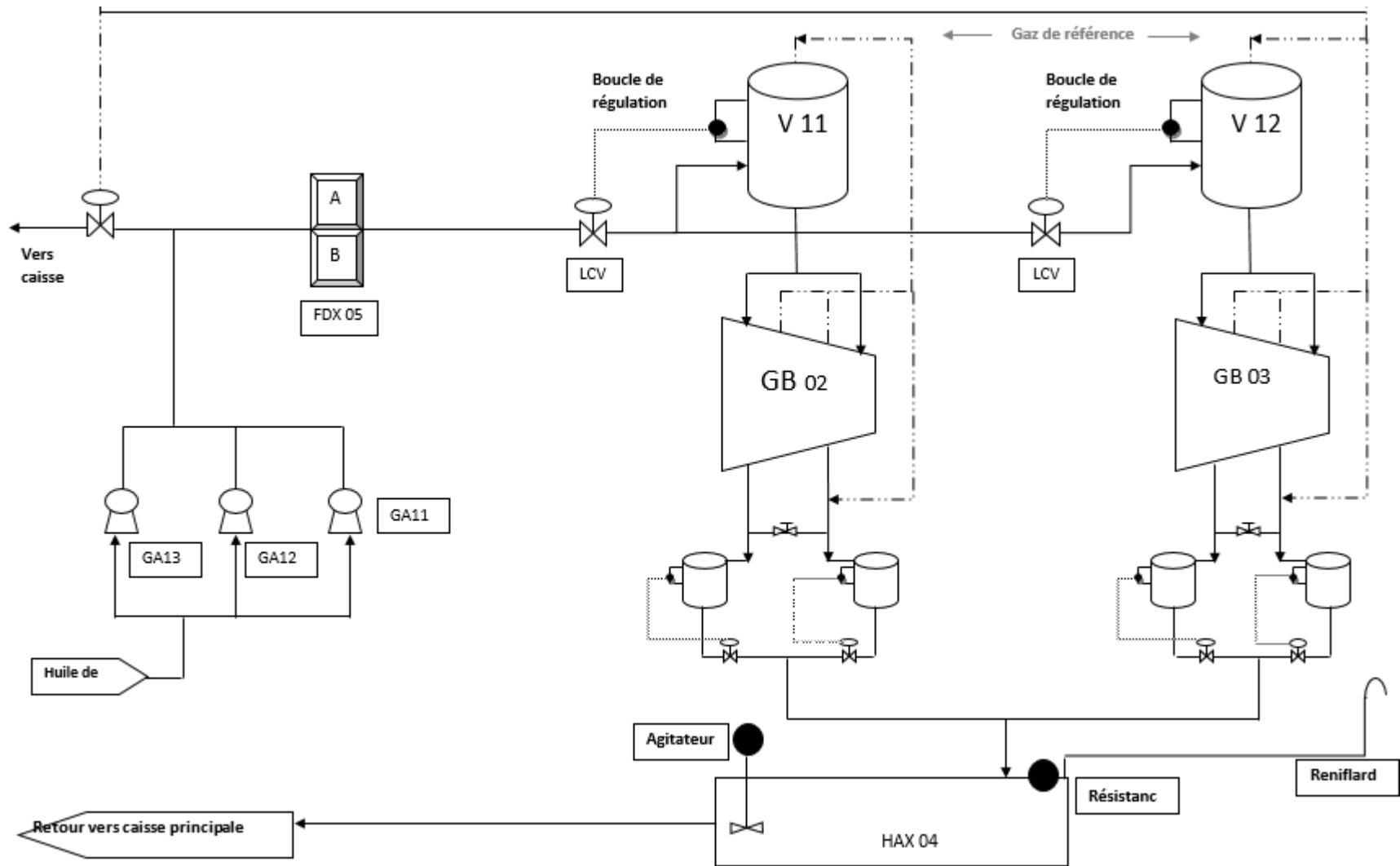


Figure III.9: Schéma circuit huile d'étanchéité 2^{ème} groupe (HP)

Le danger permanent et potentiel que guette toute unité de production est l'incendie ou fuite de gaz, ce risque devient plus élevé quand il s'agit de stations comprimant de gaz à 420 bars.

Pour cela les unités sont dotées d'un système de surveillance permanent :

- Détection de gaz;
- Détection de feu et extinction.

Protégées par un système utilisant du gaz carbonique pour les compartiments turbines et de la poudre pour les groupes multiplicateurs compresseurs.

III.2.4. Sections principales de la turbine à gaz MS 5002C:

Les principaux composants d'une turbine à gaz MS5002c sont :

- ❖ Section de compression.
- ❖ Le système de combustion (ensemble des chambres de combustion).
- ❖ Section turbine (HP et BP).
- ❖ La partie auxiliaire.

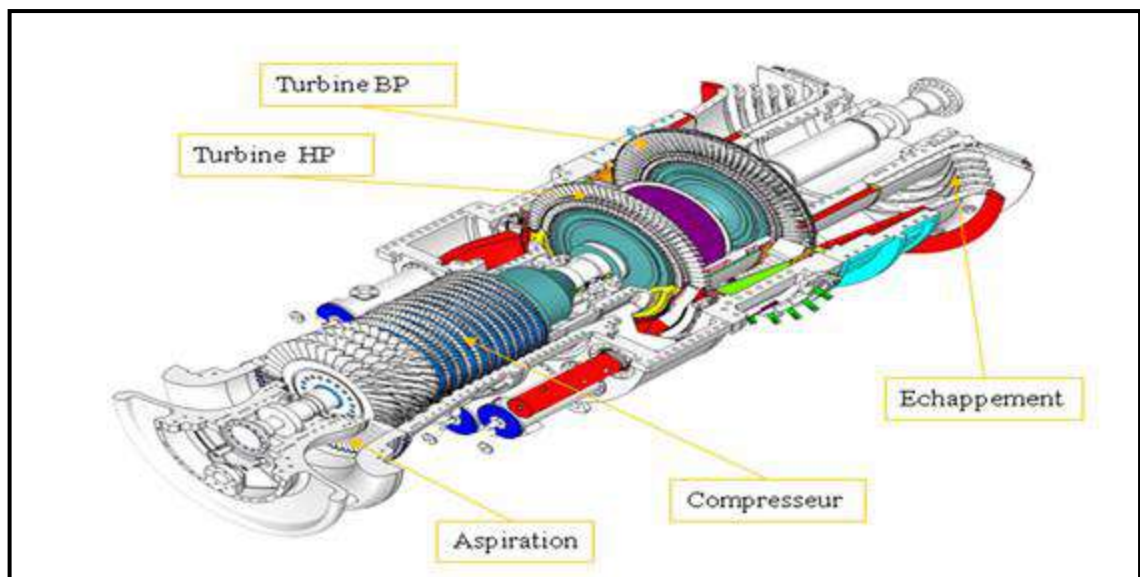


Figure.III.10 : Turbine à gaz MS 5002C

III.2.5.Principe de fonctionnement de turbine:

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- Extrait de l'air du milieu environnement.
- Comprime à une pression plus élevée.
- Augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé, en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.

- Achemine l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre.
- Ceci, sert d'un côté à fournir l'énergie utile soit à un compresseur centrifuge ou à un alternateur couplé au moyen d'un accouplement et de l'autre côté, à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, au compresseur axial relié directement à la section turbine.
- Décharge à l'atmosphère les gaz à pression et température basses, résultants de cette transformation.

III.2.6. Principe de fonctionnement de compresseur centrifuge :

Le gaz est aspiré par le compresseur à travers la bride d'aspiration, il entre dans une chambre annulaire appelé volutes d'aspiration et converge uniformément vers le centre de toutes les directions radiales. Dans la chambre annulaire du coté opposée par rapport à la bride d'aspiration, il existe une ailette pour éviter la formation de tourbillons du gaz.

Le gaz entré dans le diaphragme d'aspiration et donc aspiré par la première roue. La roue pousse le gaz vers la périphérie en augmentant sa vitesse et sa pression ; la vitesse à la sortie aura une composante radiale et une composante tangentielle.

Ensuite, d'un mouvement en spirale, le gaz parcourt une chambre circulaire formée d'un diffuseur où la vitesse diminue avec une augmentation de la pression.

Puis le gaz parcourt le canal de retour ; celui-ci est une chambre circulaire délimitée par deux anneaux formant le diaphragme intermédiaire où se trouvent les aubes qui ont à tâche de diriger le gaz vers l'aspiration de la roue suivante.

La disposition des aubes est telle qu'elle permet de redresser le mouvement en spirale du gaz de manière à obtenir une sortie radiale et une entrée axiale vers la roue suivante. Ensuite le gaz est aspiré par la deuxième roue et, pour chaque roue, le même parcours se répète.

La dernière roue de l'étage envoie le gaz dans un diffuseur qui mène à une chambre annulaire appelée volute de refoulement qui collecte le gaz de la périphérie des diffuseurs et le dirigeant vers la bride de refoulement, près de cette dernière il y a une autre ailette qui empêche le gaz de continuer à retourner dans la volute et qu'il envoie à la bride de refoulement.



Figure III.11 : Corps du compresseur



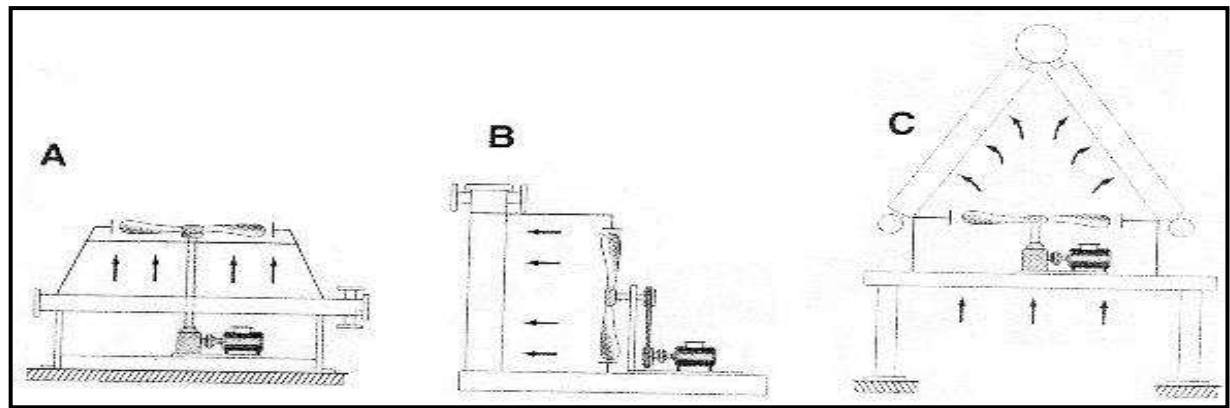
Figure III.12: Rotor de compresseur multi étagés

III.3. Les aéro-réfrigérants :

III.3.1. Généralités aéro réfrigérants :

Les aéro-réfrigérants utilisent comme fluide réfrigérant l'air froid ambiant qui, après aspiration par des ventilateurs, traverse des faisceaux de tubes généralement ailetés à l'intérieur desquels circule un fluide à refroidir ou à condenser [9].

Les faisceaux peuvent être horizontaux, verticaux ou inclinés (Figure III.13). Les circulations de l'air et du fluide côté tubes s'effectuant à courants croisés horizontaux.



A. Horizontale

B. Verticale

C. Inclinée

Figure .III.13: Position des faisceaux

III.3.2. Les faisceaux tubulaires:

Les faisceaux sont constitués de tubes généralement ailettes, de boîtes de distribution et de châssis assurant la rigidité de l'ensemble.

a. Tubes ailettes et disposition:

Les tubes nus de base sont choisis parmi les tubes d'échangeurs normalisés, le diamètre nominal le plus utilisé est 1 in avec une épaisseur minimum définie par une jauge BWG 14 pour les aciers au Carbone, BWG 16 pour les aciers inoxydables. Des diamètres plus élevés (1¼ in, 1½in, 2 in) peuvent être utilisés aux exigences de pertes de charge. La jauge est choisie en fonction de la pression de service.

Les longueurs usuelles sont de 20, 24, 30ft. Avec le gigantisme de certaine unité, telle que la liquéfaction de gaz naturel, des longueurs de 40 et 50ft peuvent être fournies par certains constructeurs.

La résistance côté air étant prédominante ; ce qui justifie l'utilisation de surface étendue sous forme d'ailettes transversales installées sur les tubes.

Ces ailettes apportent une surface d'échange complémentaire intéressante côté air. Toutefois, les ailettes constituent une résistance thermique à la conduction dont il faut prendre compte lors des calculs thermiques (géométrie et matériau de l'ailette).

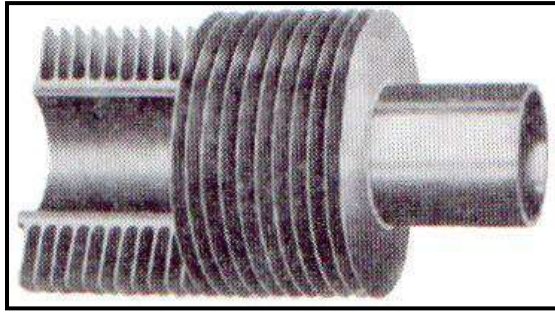


Figure III.14: Tube à ailettes circulaires

b. Boîtes de distribution ou collecteurs:

Les boîtes ou collecteurs permettent d'introduire et de répartir le fluide chaud à l'intérieur des tubes et de récupérer le fluide réfrigérant ou condensé à la sortie. Sauf pour les collecteurs cylindriques, les boîtes comprennent chacune une plaque tubulaire dans laquelle sont fixées les extrémités des tubes par dudgeon nage ou par soudage (pour les pressions élevées).

La répartition du fluide en une ou plusieurs passes est assurée par des plaques de séparation soudées. Les tubulures d'entrée et de sortie du fluide sont soudées sur les boîtes ou collecteurs.

Différents types de boîtes ou collecteurs peuvent être adaptés.

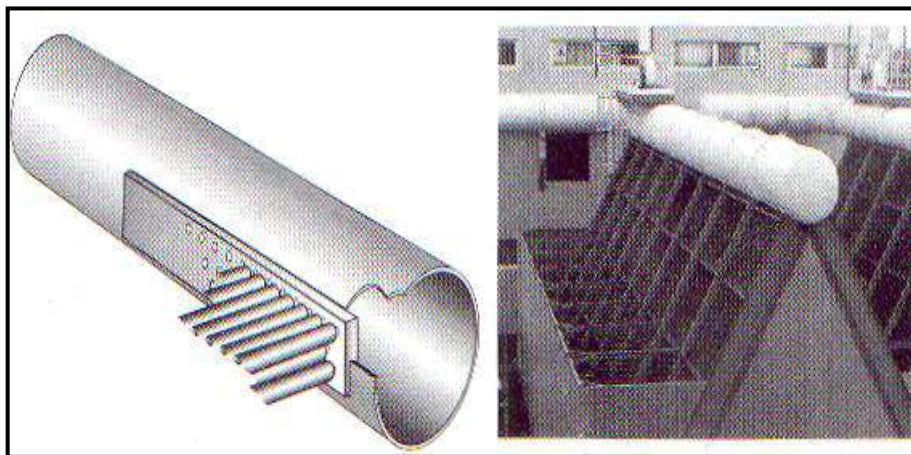


Figure III.15: Collecteurs manifold

III.3.3. Organisation de la circulation:

Pour une meilleure efficacité la circulation à courants croisés doit être à contre-courants d'ensemble (**Figure III.16**). L'air circulant de bas en haut, l'entrée du produit à réfrigérer ou à condenser est aménagée du côté de la sortie de l'air.

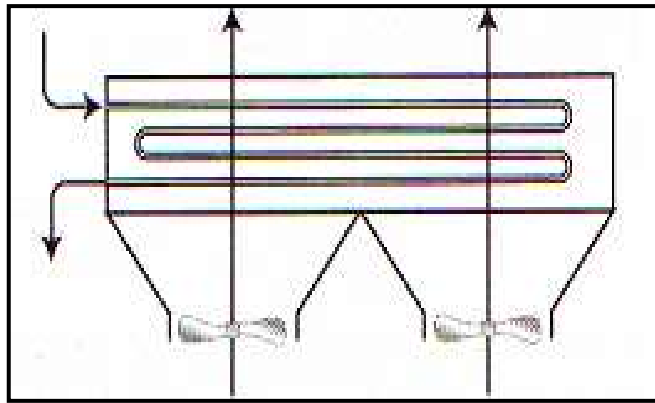


Figure III.16 : Courants croisés à contre-courant d'ensemble

L'organisation à Co-courant d'ensemble moins performante du point de vue de l'échange thermique peut néanmoins présenter un intérêt dans certains cas spéciaux.

III.3.4. Les systèmes de ventilation:

Les systèmes de ventilation comportent des ventilateurs entraînés par des moteurs et des dispositifs de réglage de débit d'air. Les ventilateurs sont installés dans une chambre de séparation de l'air qui dirige ce dernier sur la surface faciale du faisceau du tube à ailettes.

Chaque ventilateur est entraîné par courroie au moyen d'un moteur électrique monté verticalement, l'ensemble moto ventilateur est placé suivant le type de tirage monté. Le ventilateur peut soit souffler l'air à travers le faisceau (tirage forcé), soit au contraire (tirage induit).

1) Comparaison entre tirage induit et tirage forcé :

a) Tirage forcé :

a-1) Avantages :

- Meilleure disposition de l'ensemble moto ventilateur, le ventilateur n'est pas dans l'air chaud.
- Plus grande facilité d'entretien, pas nécessaire de démonter le ventilateur et la chambre pour changer un élément de faisceau.
- Le tirage forcé consomme théoriquement moins de puissance.

a-2) Les inconvénients :

- Plus de risques de circulation d'air chaud refoulé par les ventilateurs.
- Exposition totale des tubes au soleil et aux intempéries (plus de risques d'avarie des faisceaux par agression verticales).

- Pauvre distribution d'air le long des sections.

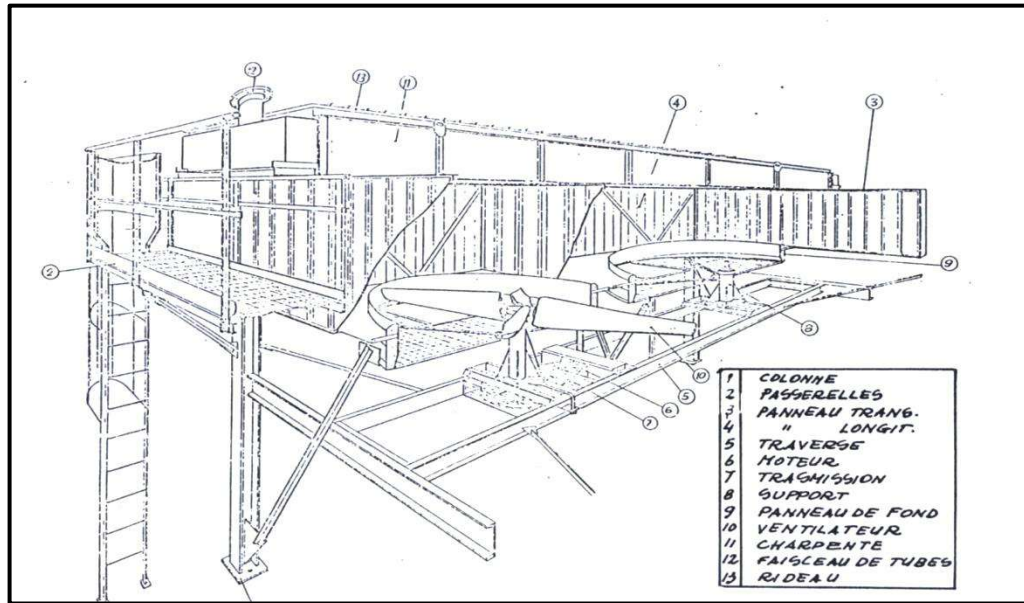


Figure.III.17 : Tirage forcé

b) Tirage induit :

b-1) Avantage :

- Faisceau protégé par hotte.
- Convection naturelle plus important.
- Meilleure répartition de l'air à travers le faisceau

b-2) Les inconvénients :

- Utilisation de plus de puissance surtout si l'air ambiant est chaud ;
- La température maximale de l'effluent d'air est limitée à 95°C ;
- Les composants mécaniques sont moins accessibles par le mécanicien lors des réparations de l'aéro réfrigérant, pour les procédés où la température du fluide excède les 175°C, le refoulement d'air dans ce cas pourra endommager les hélices, dans ce cas de figure, le tirage forcé est conseillé ;
- Encombrement plus important et structure de support plus lourds et plus chère.

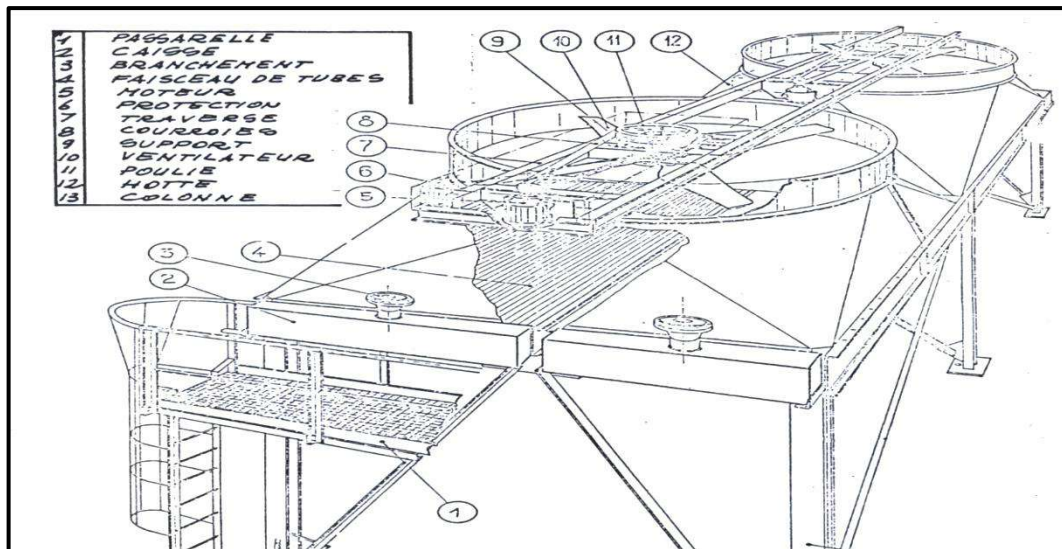


Figure III.18: Tirage induit

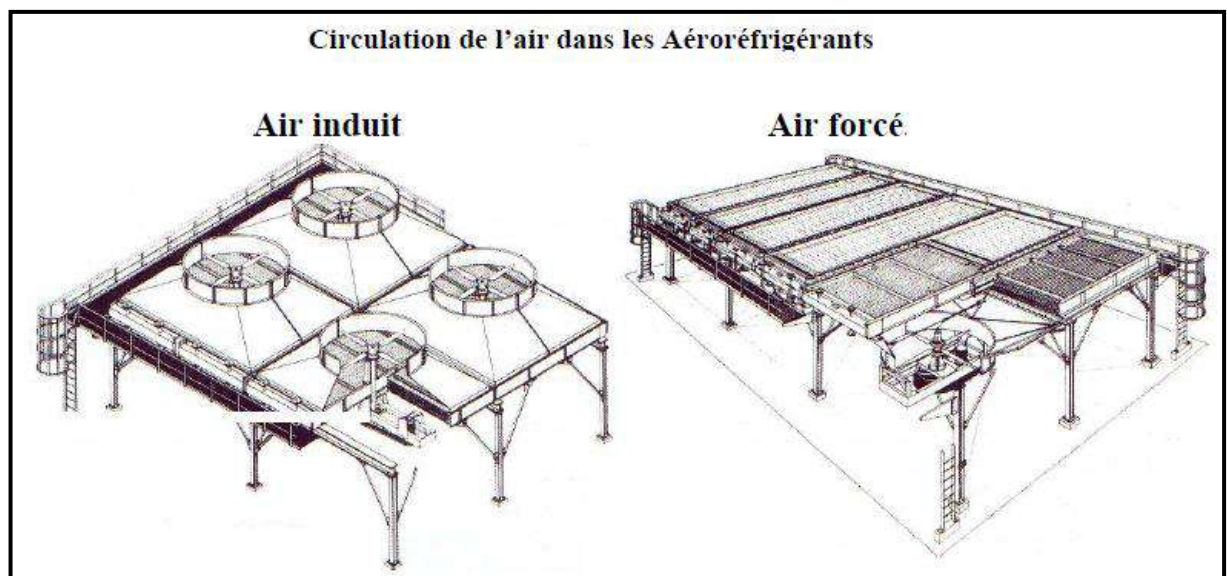


Figure III.19: Les types de système de ventilation

III.4. LA SIMULATION ET LE SIMULATEUR HYSYS :

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, autrement dit, la simulation permet de représenter les différents phénomènes : transfert de matière et de chaleur dans les différentes opérations unitaires par des modèles thermodynamiques, qui sont composés par une série d'équations développées dans l'objectif de décrire le comportement d'un système en évolution (opération unitaire : séparation de phases, fractionnement de composants, compression,

détente, échange de chaleur...etc.), ce sont des équations de conservation de masse, d'énergie et de quantités de mouvement, ces équations peuvent être algébriques ou différentielles [7].

La simulation des procédés industriels (et spécialement ceux du pétrole et du gaz) peut se réaliser par plusieurs simulateurs tels que: Aspen Plus, Chem CAD, HYSIM, HYSYS, Pro-II.

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devrait effectuer sont [7]:

- ✓ La résolution des bilans de matière et énergétique;
- ✓ L'optimisation du procédé;
- ✓ Le dimensionnement des équipements;
- ✓ L'évaluation économique du procédé;
- ✓ Choix du modèle thermodynamique.

Les logiciels de simulation donnent accès à plusieurs modèles thermodynamiques pour la prédiction de l'équilibre liquide-vapeur, d'enthalpie et d'entropie ainsi que des propriétés de transport.

Ces modèles utilisent des outils très divers tels que [7]:

- ✓ Les équations d'états de Peng-Robinson (PR), Chao-Seader, (CS), Soave-Redlick-Kwong (SRK);
- ✓ Les corrélations empiriques et semi empiriques de Chao-Seader (CS) et Braun-Grayon(BG);
- ✓ Les lois des états correspondants.

Parmi ces logiciels on trouve HYSYS, c'est quoi HYSYS ?

III.4.1. Description du logiciel HYSYS:

HYSYS est un logiciel de simulation de procédé de génie des procédés, de génie chimique et d'énergétique développé par la société Hyprotech (canada) il est l'un des plus performants logiciels de simulation. Le simulateur HYSYS peut être utilisé lors de la conception d'un procédé industriel afin d'établir des bilans de matière et d'énergie d'un procédé industriel et de dimensionner les équipements de ce procédé ou bien dans le suivi des procédés qui sont déjà installés afin de réajuster les paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de compositions de l'alimentation ou des conditions de fonctionnement de certains équipements et de déterminer les performances des équipements [7].

Aspen HYSYS est le premier logiciel de simulation de processus de l'industrie de l'énergie utilisé par les principaux producteurs de pétrole et de gaz, les raffineries et l'ingénierie

- ✓ L'utilisation des simulateurs HYSYS se fait de la façon suivante:
- ✓ L'utilisateur doit spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange;
- ✓ Il choisit un modèle thermodynamique;
- ✓ Il doit établir le schéma du procédé (PFD);
- ✓ Il doit aussi spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération;
- ✓ Le simulateur résout le schéma de procédé;
- ✓ Le simulateur peut aussi dimensionner quelques équipements;
- ✓ Le simulateur peut faire des études technico économiques des procédés simulation et ver.

III.4.2. Simulation et vérification du cas désigne :

- **Les données de constructeur**

Vois ci les paramètres d'entré dans le deuxième étage de compresseur (température, pression, débit et énergie) du cas désigne dans le tableau suivant[8]:

Tableau III.1 : Les données de constructeur

	Température °C	Pression Bars	Débit millions nm3/j	Energie k w
Entrée	60	109	10	31500
Sortie	120	420	10	31500

- **Les résultats de simulation :**

On a fait une simulation des paramètres du cas désigne avec le HYSYS et on a trouvé les résultats suivants : (Tableau.III.2).

TableauIII.2: Les résultats de simulation du cas désigne avec les données de constructeur

	Température °C	Pression Bars	Débit millions nm3/j	Energie k w
Entrée	60	109	10	31500
Sortie	201	478	10	31500

- **L'écart à la sortie:**

La différence	81 °C	58 bars	0 millions nm3/j	0 k w
----------------------	-------	---------	------------------	-------

A partir des résultats obtenus, on remarque que les paramètres de simulation sont proches aux paramètres de constricteur, donc on peut faire la simulation pour obtenir des bons résultats.

III.4.3.Simulation et vérification de cas actuel :

- **Les données actuel:**

Les données d'entrée de compresseur (température, pression et débit) du cas actuel dans le tableau ci-dessous (Tableau.III.3) :

TableauIII.3 : Les données actuel

	Température	Pression	Débit	Energie
Entre	45.6 C	98.8bars	303 knm3/h	/
Sortie	88.1C	323.9 bars	303 KNM3/H	/

- **Les résultats de simulation :**

Pour faire la simulation de cas actuel de compresseur on a besoin toutes les données nécessaires, mais dans ce cas on n'a pas l'énergie qui alimente le compresseur, donc il faut changer les valeurs jusqu'à atteindre l'énergie.

TableauIII.4: Les résultats de simulation avec les données actuelles

	Température	Pression	Débit	Energie
Entré	45.6 C	98.8bars	303 knm3/h	16000 K W
Sortie	155 C	322.4bars	303 knm3/h	16000 K W

- **L'écart:**

La différence	- 66.9	1.5 bars	0 knm3/h	/
----------------------	--------	----------	----------	---

Après plusieurs expériences par la simulation avec les paramètres réels, on a obtenu la valeur approximative de l'énergie consommer par le compresseur (pu=16000 kW).Pour s'approcher plus de la réalité et pour confirmer son influence sur le compresseur et donner des solutions pratique pour améliorer la production.

III.5. Simulation et optimisation des paramètres :

A- Optimisation de température de gaz dans l'entrée de compresseur :

Dans le tableau ci-dessous (Tableau.III.5) les résultats de simulation et d'optimisation des données à l'entrée de compresseur.

On va utiliser les données qui sont proche du cas actuel et on va essayer de simuler et obtenir le point optimum de fonctionnement.

- Pression d'entrée = 100 bars
- Débit = 300 km³/h
- Energie = 16000 KW

Tableau.III.5:Les variations de pression de sortie en fonction de température

T. entré °C	38	40	45	50	55	60	65
P. sortie (bar)	343	339	331	324	316	310	304

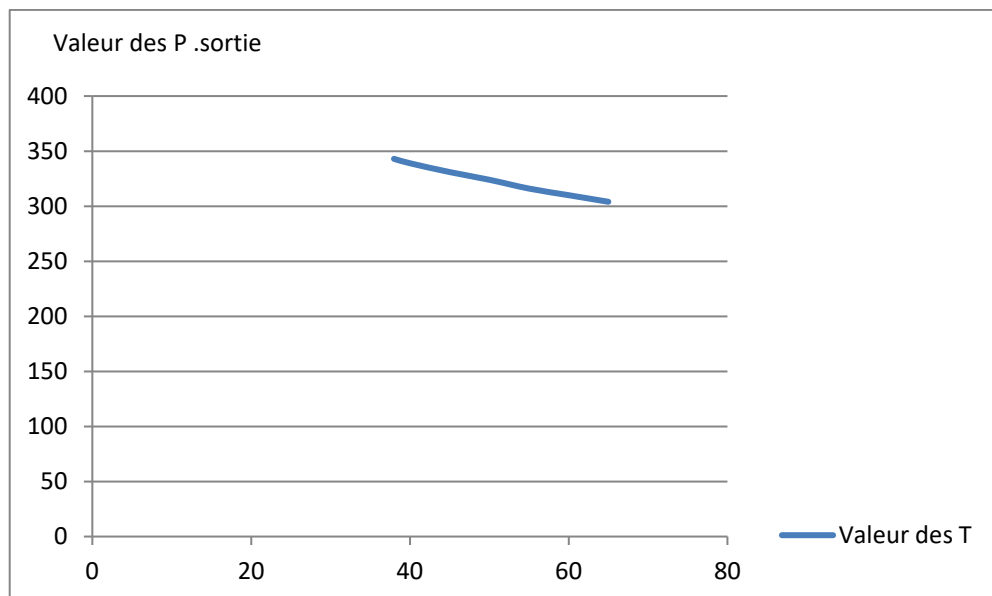


Figure III.20: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température

De l'analyse des résultats présentés sur au figure III.20, On remarque que la température d'entrée de gaz influe sur la pression de sortie. En effet, cette dernière diminue avec l'augmentation de la température d'entrée donc ce paramètre est très important pour la compression et le compresseur.

Les températures moins de $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ provoque "la formation des gouttelettes d'eau", ce phénomène est dangereux sur le compresseur **Figure III.21** (le compresseur ne converge pas)
Donc la température optimale pour le bon fonctionnement de compresseur dans ce cas est de : $40\text{ }^{\circ}\text{C}$

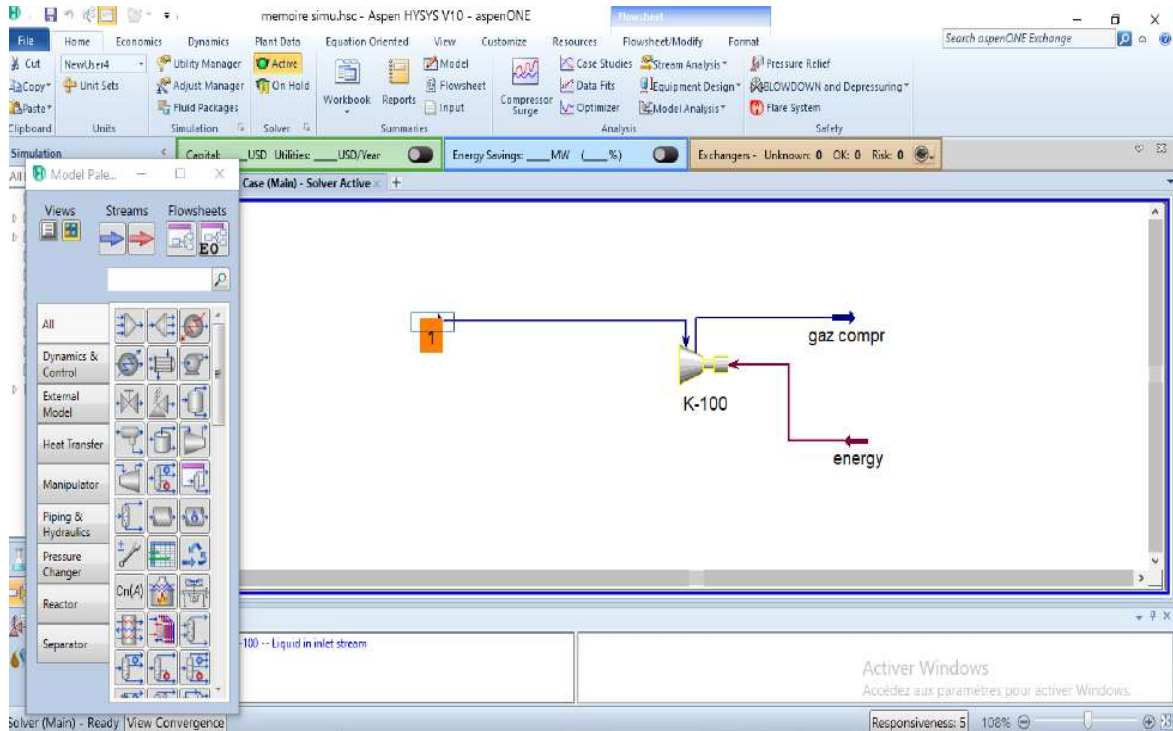


Figure III.21: Photo de HYSYS montre le problème de formation de gouttelettes

B- Optimisation de pression de gaz dans l'entrée de compresseur:

Dans le tableau ci-dessous (Tableau.III.6) les résultats de simulation et d'optimisation de la pression à l'entrée de compresseur.

On utilise la température ($40\text{ }^{\circ}\text{C}$), mais le débit et l'énergie de cas actuel.

Remarque : La pression maximale d'aspiration de 2^{ème} groupe de compresseur est 110 bars.

- Température = $40\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Débit = $300\text{ Knm}^3/\text{h}$
- Energie = 16000 K W

Tableau III.6 : Les variations de pression de sortie en fonction de pression d'entré

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	272	289	306	323	340	356	372

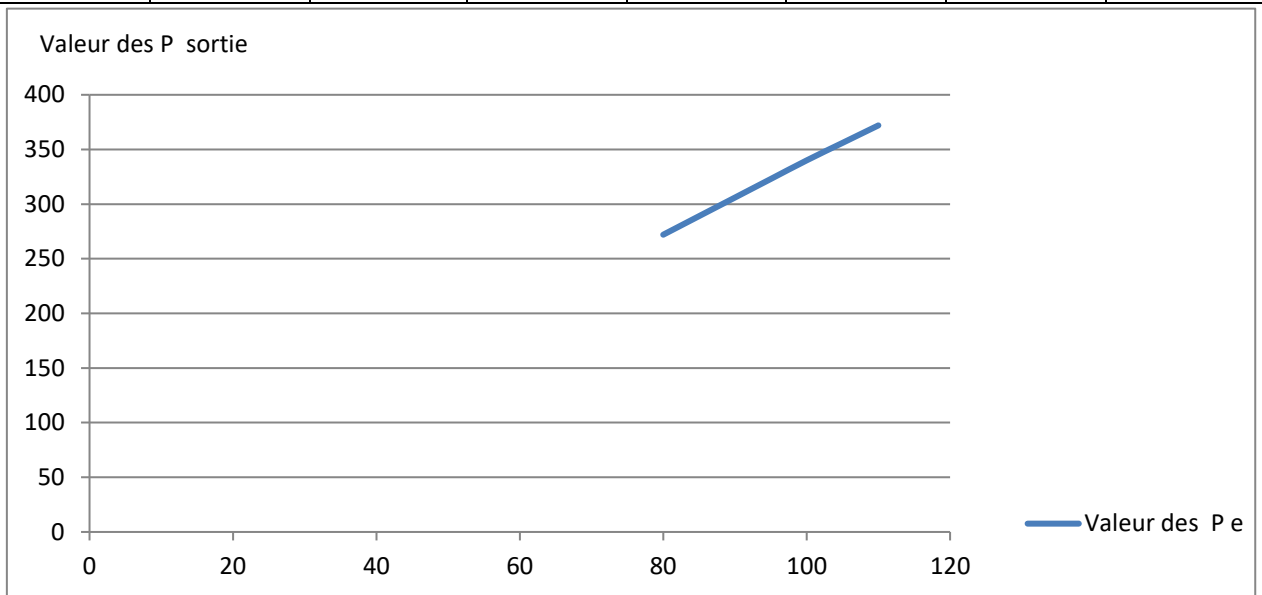


Figure III.22: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de pression d'entrée

Selon les résultats présentés sur la figure.III.22, On remarque que la pression de sortie augmente en parallèle avec l’augmentation de la pression d'entrée (proportionnalité direct), on constate donc que, ce paramètre est très important pour la compression et le compresseur.

La pression d' entré optimum pour une bonne pression de sortie est : **110 bars**.

C- Optimisation de débit de gaz à l'entrée de compresseur:

On va utiliser les paramètres optimums (température et pression) et on va essayer de simuler pour connaitre l'effet de débit d'enter sur la pression de sortie.

Température = 40 °C

Pression = 110 bars

Energie = 16000 k w

Tableau III.7: Les variations de pression de sortie en fonction de débit

Débit km³/h	220	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	490	446	410	381	356	335	317	302	288

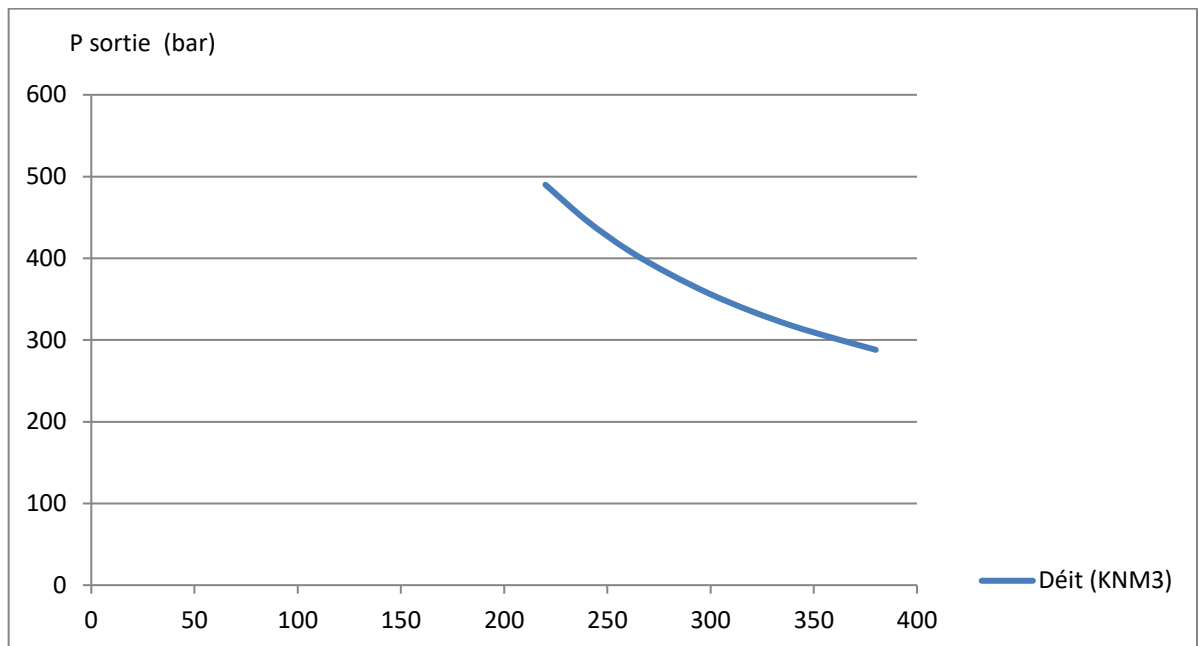


Figure III.23: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de débit

L’analyse des résultats présentés à la figure III.23 ci-dessous, nous montre que le débit d’entrée de gaz influe inversement sur la pression de sortie. En effet, la pression de sortie diminue avec l’augmentation de débit, on constate donc que, ce paramètre est très important pour la compression et le compresseur.

Tous les débits utilisé avec la température 40 et la pression 110 provoque la formation des gouttelettes d'eau.

- **Remarque** : La production des puits influe sur le débit de gaz.

D- Optimisation de température et de pression d entrée :

Dans le tableau ci-dessous (Tableau.III.8) les résultats de simulation et d’optimisation de la pression et de température à l’entrée de compresseur.

- Débit : 300km³/h

Tableau III.8 : Les variations de pression de sortie en fonction de pression et Température d'entrée.

T. entré °C	36	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	277	289	298	308	316	325	333

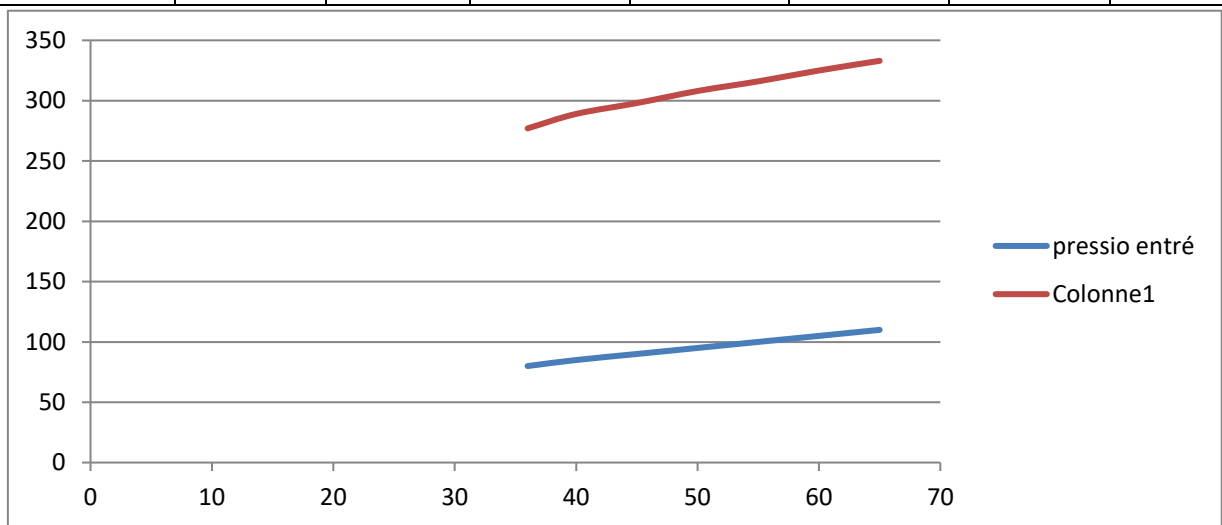


Figure III.24: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température et pression d'entré

- Suite au changement de pression d'entré, le degré de température s'affecte, et pour cela, il faut prendre ce rapport en considération.
- Si la pression diminue, on remarque une baisse de la température qui influe sur le fonctionnement de compresseur (qui diminue lui aussi).

E- Optimisation de température et débit d entré :

On va fixer la pression d'entré à 110 bars et on va changer les températures et les pressions de l'entré de compresseur.

Tableau III.9 : Les variations de pression de sortie en fonction de débit et température d'entrée.

T. entré °C	35	40	45	50	55	60	65
Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	524	465	418	379	347	321	299

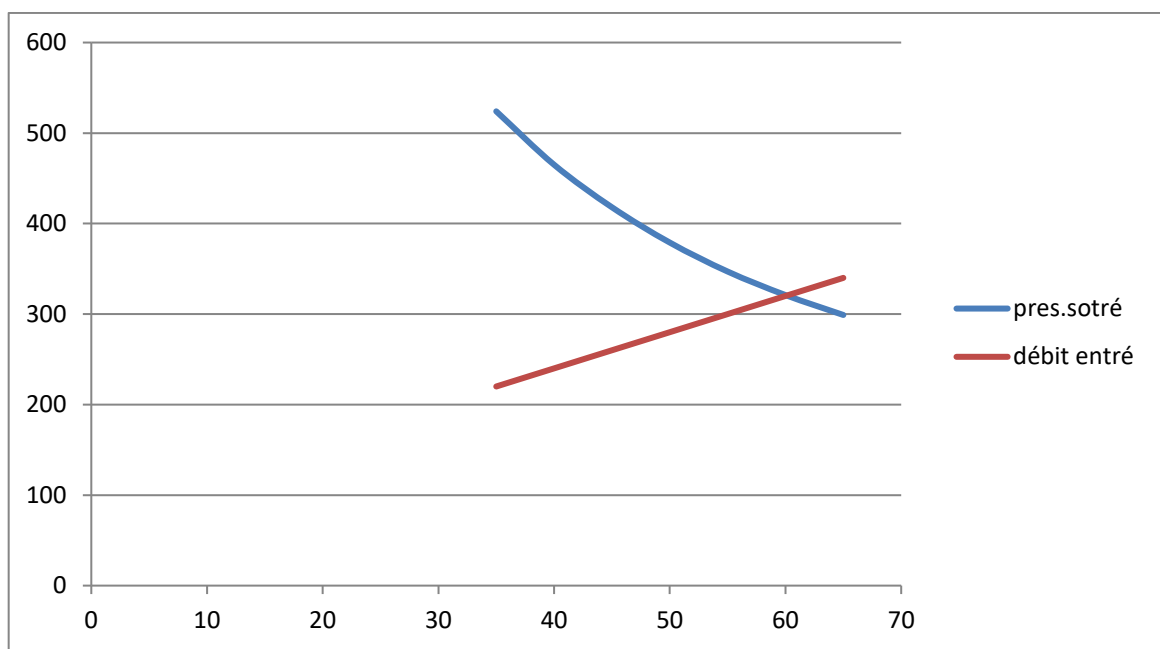


Figure.III.25: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de débit et température d'entrée

- L'augmentation de débit et de température d'entrée nous donne une basse pression dans la sortie.
- Le point de température de la marche de compresseur s'échange lorsque on change la pression d'entrée (moins de 40 degré provoque la formation des gouttelettes)

F- Optimisation de débit et pression d'entrée :

On va fixer la température d'entrée a 40 C et on va changer les débits et les pressions de l'entrée de compresseur.

Tableau III.10: Les variations de pression de sortie en fonction de débit et pression d'entrée.

Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320	340
P .entrée (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	379	365	354	345	340	335	332

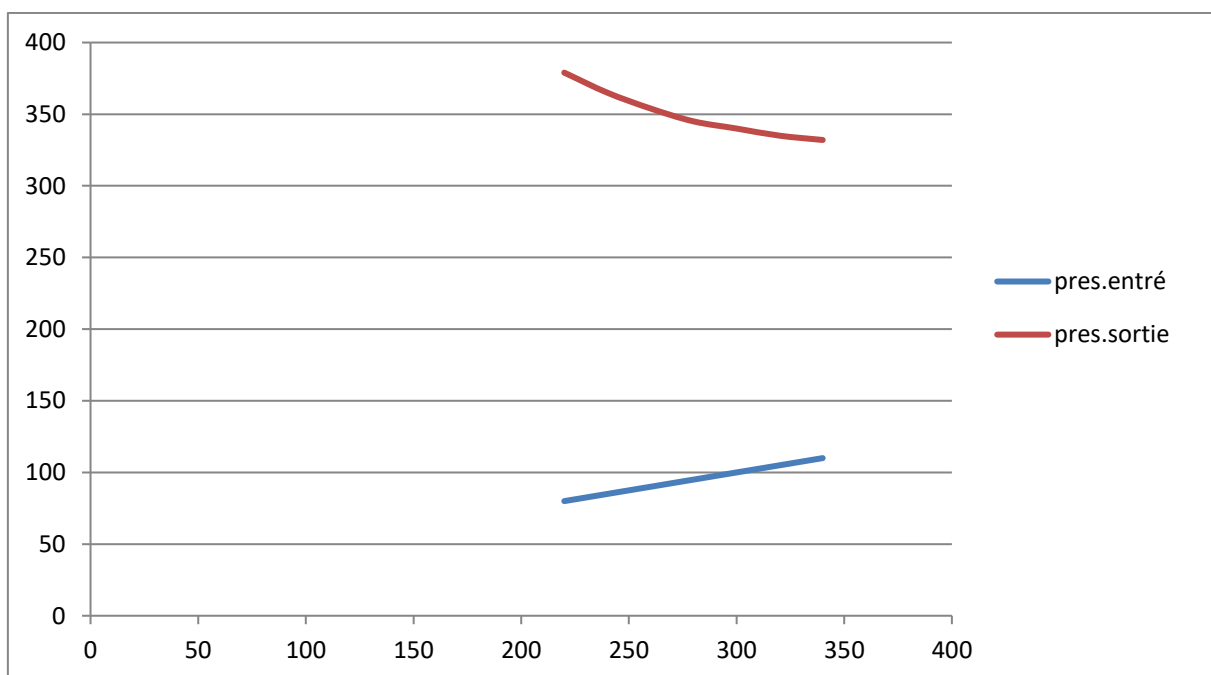


Figure III.26: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de débit et pression d'entrée.

- Dans ce cas, lorsque la pression de gaz augmente plus de 110 bars se forme de une quantité d'eau qui est risque pour le compresseur. (Figure III.26).

G- Optimisation de débit et température et pression d'entrée :

On va optimiser tous les paramètres d'entrée de compresseur (pression, température, débit).

Tableau III.11 : Les variations de pression de sortie en fonction de débit, température et débit d'entrée

Débit Km3	220	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
T. entré °C	35	40	45	50	55	60	65
P .sortie (bar)	390	365	345	329	316	307	299

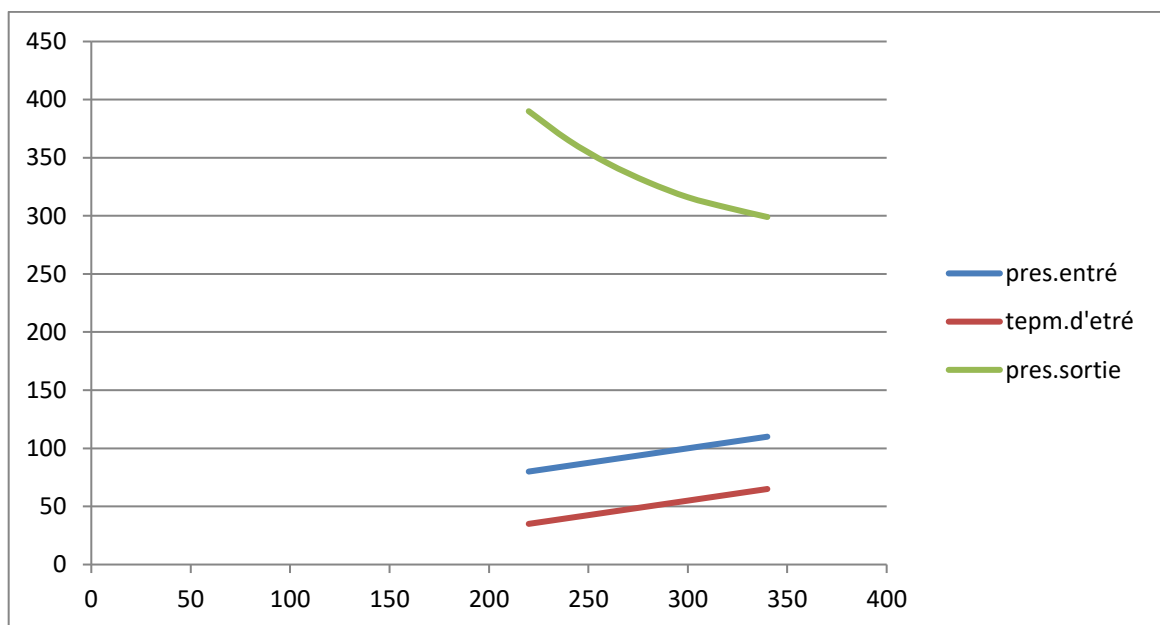


Figure III.27: Courbe de variation de pression de sortie en fonction de température et débit et pression d'entrée.

Tous les paramètres influents sur le compresseur, donc il faut travailler avec des bons paramètres.

h- Optimisation de point optimum de fonctionnement de compresseur :

Les variations des trois paramètres : température d’entrée, pression d’entrée et le débit, dans les différents cas étudiés, nous donne les résultats illustrés dans le tableau suivant :

Température = 41 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Tableau.III.12. Les variations de pression de sortie en fonction de débit

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	463	426	396	371	349	331	315	301

- La pression d'entré de 371 bars est la meilleure pression.

L'histogramme suivant faire connaitre le point optimum de fonctionnement de compresseur.

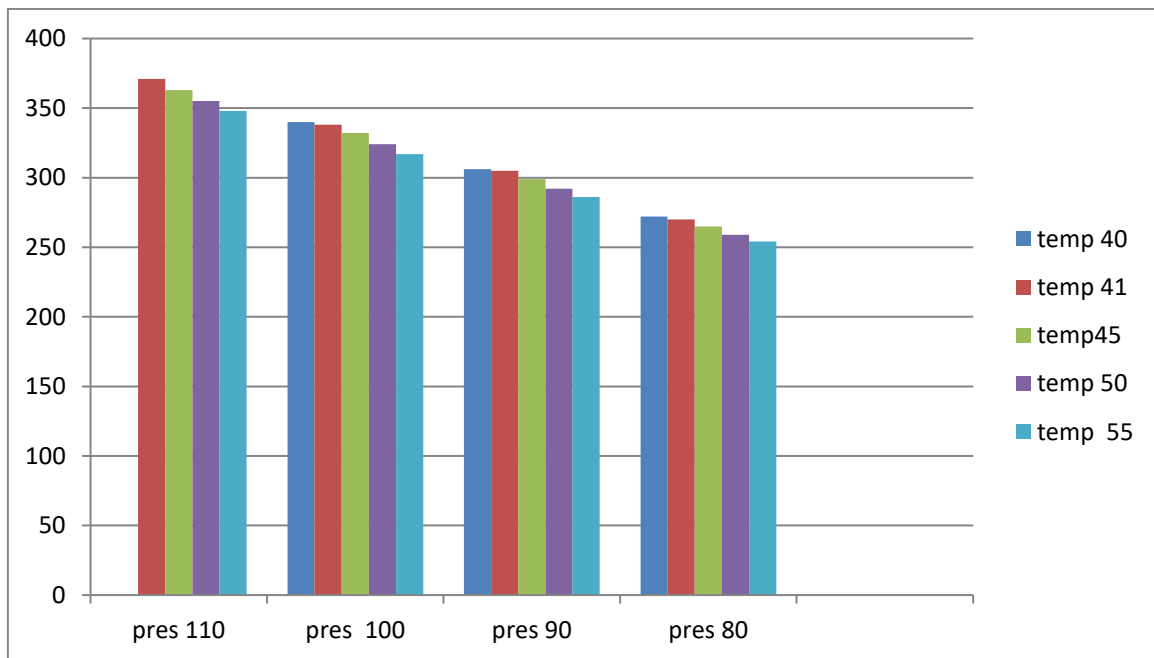


Figure III.28 : Résultats d’optimisation.

D’après la comparaison des résultats obtenus auparavant, qui sont présentés sur la **figure III.28**, on constate que, le cas optimum est celle N°= 1 dont les valeurs sont :

T opt = 41 c°

P opt = 110 bars

Débit Opt = 300 km/h

III.6. SOLUTIONS POUR REFROIDISSEMENT DE GAZ AVEC LES AERO-REFRIGERANT :

Les propositions pour diminuer la température de gaz :

1. **Un grillage:** Un grillage de métal pour la protection et pour absorber la chaleur, tel que le grillage de circuit de gaz de réfrigérateur.

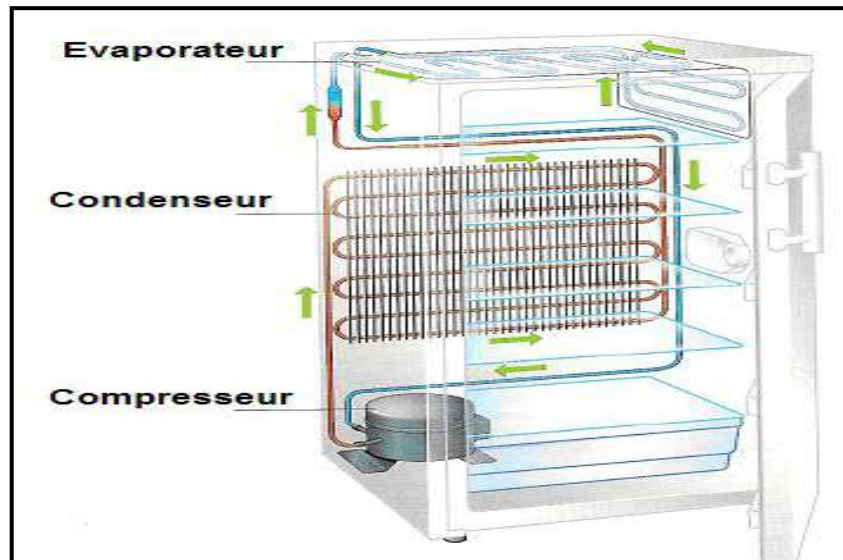


Figure III.29 : Circuit de gaz d'un réfrigérateur

2. Système de refroidissement et nettoyage:

Solution clés en main adaptable à toutes les utilisations, l'A X système est un procédé breveté innovant destiné au nettoyage par haute pression des aéroréfrigérant. Il est composé d'une pompe HP, d'un système semi-automatisé, de rampes un d'échelles et fonctionne avec une faible consommation d'eau claire.

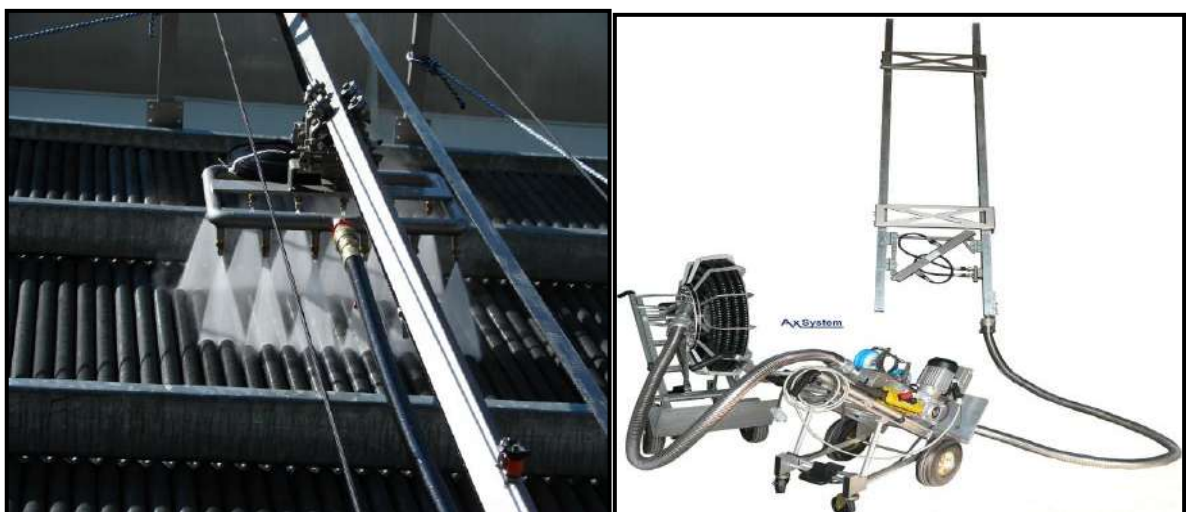


Figure III.30: Banc semi-automatisé AX Système

3. **Le type de système de ventilation:** Le tirage induit est le meilleur choix pour le refroidissement sur tout dans les endroits chauds. **Figure III.18/19**

4. **La hauteur entre le sol et les aéro:** Plus la hauteur est élevée plus la fonction des ventilateurs est élevée.



Figure III.31: Aéro-réfrigérant

5. **L'augmentation de la surface de contact:** L'augmentation de surface assurant la transmission de chaleur.

6. **L'arrangement des aéro-réfrigérants:** L'ensemble d'aéro-réfrigérant mis en place pour un service donnée est appelé unité; cet ensemble est constitué d'une ou plusieurs baies (section) en parallèle, chaque baie comprenant elle-même un ou plusieurs faisceaux en parallèles. Plusieurs unités regroupées constituent un bac

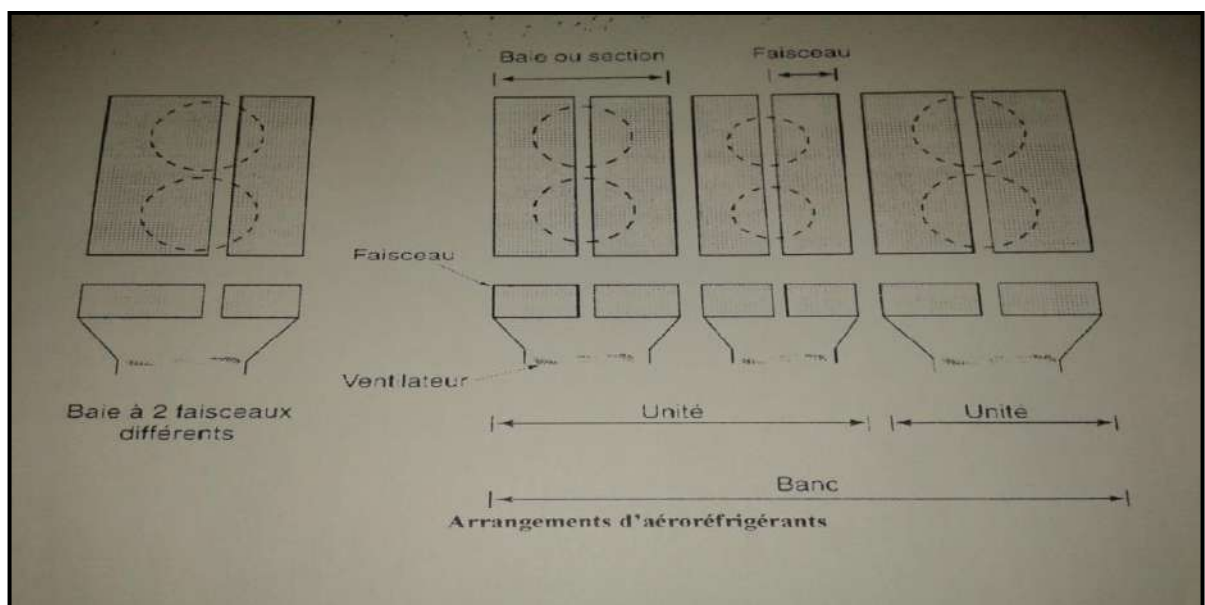


Figure III.32: Arrangements d'aéro-réfrigérants

III.7. LES FACTEURS QUI INFLUE SUR LA TURBINE :

Les caractéristiques des turbines à gaz (taux de compression, débit, puissance,...etc.) fabriquées par GE, sont données dans les conditions ISO. Dans ce partie on va essayer d'étudier l'influence des différents facteurs qui peuvent engendrés des problèmes lors du fonctionnement de la turbine, en limitant ainsi sa durée de vie et ces performances.

Une turbine à gaz emploie de l'air atmosphérique, donc ses performances sont considérablement influencées par tous les facteurs qui ont un effet sur le débit massique de l'air refoulé au compresseur.

Ces facteurs sont [9]:

- La température.
- La pression.
- L'humidité.
- Les poussières.

III.7.1. La température ambiante:

A mesure que la température d'admission du compresseur augmente, le débit massique d'air diminue (en raison d'une diminution de masse spécifique). En conséquence, le rendement de la turbine et le travail utile (et donc, la puissance) diminuent.

III.7.2. La pression ambiante:

Si la pression atmosphérique diminue par rapport à la pression de référence, le débit massique de l'air diminue (en raison d'une diminution de sa masse spécifique) et la puissance utile proportionnellement réduite parce que elle est proportionnelle au débit massique du gaz.

III.7.3. L'humidité relative:

L'air humide est moins dense que l'air sec, donc si l'humidité relative augmente, la puissance débitée diminué et la consommation spécifique augmente.

III.7.4. La poussière:

Lorsque la concentration de poussière dans l'atmosphère augmentée à cause du vent de sable la quantité d'air admise dans le compresseur diminue ce qui fait diminuer la puissance de notre turbine.

III.8. LES TECHNIQUES DE REFROIDISSEMENT D'AIR D'ADMISSION DES TURBINES A GAZ:

III.8.1. Généralités:

Les installations des turbines à gaz sont conçues pour fonctionner dans des conditions ambiantes ISO à savoir une température égale à 15°C une pression atmosphérique de 1.013bars et une humidité relative de 60 .cependant les conditions ambiantes ne sont pas stables pendant toute l'année (mémé entre le jour et la nuit) d'un côté et d'une région à une autre de l'autre côté. Alors les performances des installations de turbine à gaz sont toujours variées ou médiocres dans les périodes chaudes et sèches lorsque la masse d'air traversant l'installation est faible et la température à l'entrée du compresseur est plus élevée [9].

A cet effet on utilise des systèmes de refroidissement d'air en amont du compresseur afin d'améliorer les performances de ces installations par l'augmentation de la masse d'air qui passe par la machine. Ceci en abaissant la température de l'air à l'entrée du compresseur qui diminue par la suite les émissions des oxydes d'azote dans la chambre de combustion les systèmes utilisés actuellement sont les suivantes (**Refroidisseur évaporatif**):

- **Refroidissement par ruissellement d'eau**
- **Refroidissement par atomisation ou pulvérisation d'eau**

L'emplacement de ce système de refroidissement est montré sur **Figure III.33**

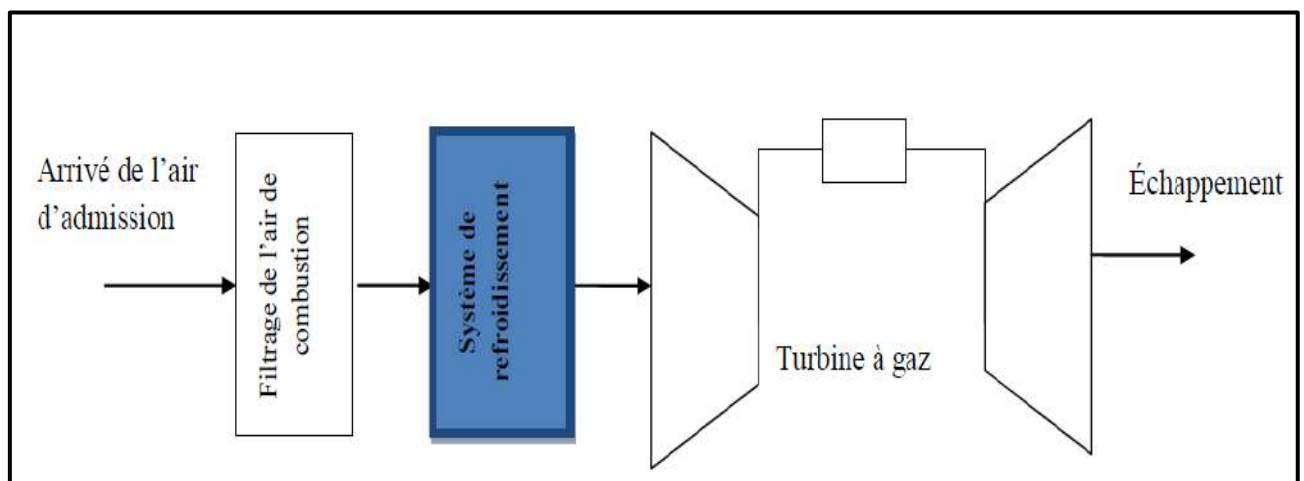


Figure III.33: Représentation schématique d'une installation d'une turbine à gaz avec refroidissement de l'air de combustion

III.8.2. Refroidisseur évaporatif (Evaporativecooler) :

Le principe de refroidissement évaporatif est le même que celui qui se déroule dans la nature. On évapore une masse d'eau traitée dans le canal d'admission, la chaleur latente nécessaire à l'évaporation provient de l'air lui-même. L'air qui sort après ce système de refroidissement est donc refroidi et humidifié. Le processus de refroidissement n'exige par un apport d'énergie.

Les refroidisseurs par évaporation d'eau sont appropriés dans les zones chaudes et sèches.

a) Refroidisseur évaporatif par module humidifié :

Le refroidissement par ruissellement d'eau comme montré sur la **Figure III.34** consiste à faire passer l'air après filtrage par un média humidifié composé de surface ondulées en papier de cellulose traité, ce média joue le rôle d'un évaporateur conventionnel, l'eau s'écoule sur la surface ondulée du panneau évaporant(Figure III.28)une partie de l'eau est évaporée sous l'action de l'air sec et chaud qui traverse la panneau évaporant. Le reste d'eau va tomber dans un bac situé en dessous de l'évaporateur. L'air à la sortie du refroidisseur est refroidi et avant de passer par le compresseur de la turbine à gaz, il passe par un système d'élimination des gouttelettes d'eau pour assurer un bon fonctionnement du compresseur de la turbine à gaz. L'élément principal du refroidisseur par ruissellement d'eau est le média humide, il est en papier ondulé sous forme d'un nid d'abeille. L'eau s'écoule par un système de distribution positionné en dessus du media.

L'efficacité des refroidisseurs évaporatifs avec média humidifié peut atteindre jusqu'à 90%.

Généralement, il est recommandé de placer le refroidisseur évaporatif après le filtre à air d'admission et non pas avant. Cet arrangement protégera les médias contre la poussière et d'autres contaminants aéroportés.

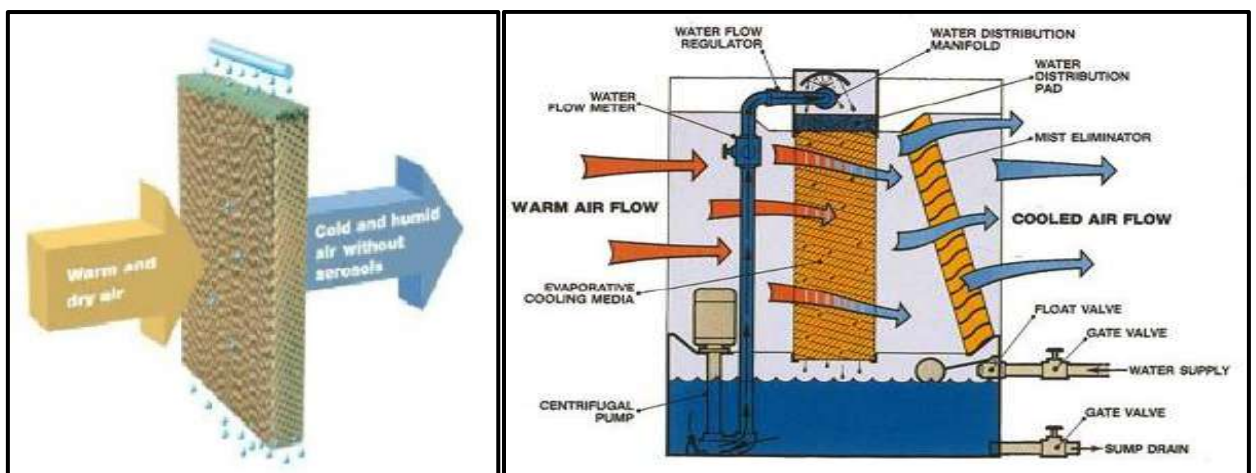


Figure III.34: Refroidisseur évaporatif

a-1) Les Avantages :

- Facile et rapide à installer.
- Le coût estimatif pour l'installation est de 1/8 à 1/2 par rapport au coût de climatisation frigorifiée.
- Le coût estimatif de l'opération (exploitation) est de 1/4 de celui d'air frigorifié.
- Il fonctionne comme un laveur et nettoyeur d'air d'admission.
- Une augmentation des puissances produites par la turbine à gaz permet de couvrir les pics de demande surtout dans les périodes chauds.

a-2) Inconvénients:

- L'imitation sur l'amélioration de capacité.
- Il n'est pas adapté aux sites humides.
- Consomme une quantité d'eau.
- L'eau doit être traitée avant utilisation.

b) Refroidissement par atomisation ou pulvérisation d'eau:

Dans ce système l'humidification est à partir de pulvérisation d'eau sous forme de petites particules au moyen de buses d'atomisation à haute pression (60 à 140 bars) (**Figure III.35**). L'eau s'évapore dans l'air, la température d'air diminue et l'humidité spécifique augmente. L'efficacité des tailles de gouttelette d'eau pulvérisée est très fine (environ $10\mu\text{m}$ à $20\mu\text{m}$) donc elle s'évapore facilement dans l'air.

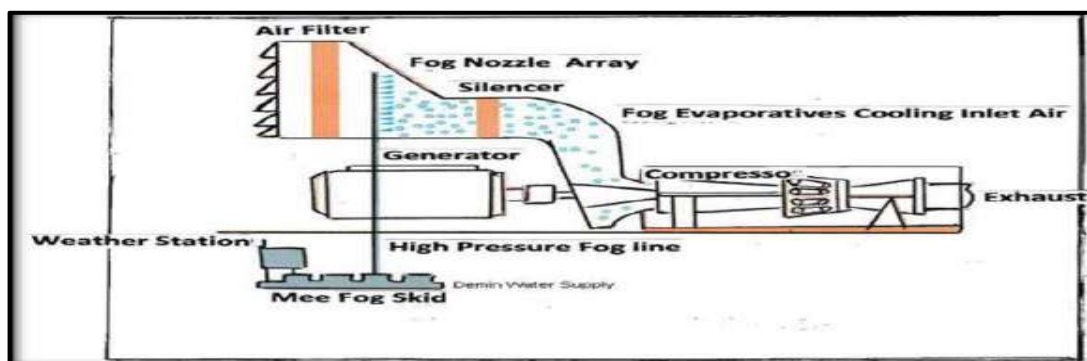


Figure III.35 : Refroidissement par pulvérisation d'eau

b-1) Avantage:

- Installation facile.
- Bas cout d'investissement.
- Peut augmenter les performances des turbines à gaz mieux que le refroidissement par évaporation.

b-2) Inconvénients:

- L'amélioration de capacité est limitée.
- Il s'adapte qu'avec les sites.
- Il nécessite une pompe de grande puissante.

III.9. CONCLUSION :

A la fin on conclue que la pression, la température et le débit influencent de façon directe sur le travail de compresseur centrifuge et pour cela il faut choisir et travailler avec des bons paramètres pour assurer un bon rendement et pour la protection de la machine.

Les points optimums de fonctionnement de compresseur centrifuge de l'unité de compression II – SONATRACH - HMD sont:

- Pression: 110 bars.
- Température: 41 C.
- Débit : 300 KM³/h.

On a obtenu que L'énergie qui alimente le compresseur se diminue, donc il faut l'augmenter.

Enfin, l'unité de compression II nécessite quelques modifications pour améliorer la production et on donne dans ce chapitre quelques propositions spécifiques au turbine et aéro-réfrigérant.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE:

Les compresseurs centrifuges sont très sensibles à la variation de la température de l'air ambiant. De ce fait, il est important de rendre les compresseurs utilisés dans les conditions du sud Algérien insensibles à la variation de la température de l'air ambiant.

Le travail est effectué au niveau de la zone pétrolière de Hassi- Messaoud afin de collecter les données nécessaires pour la simulation et prendre une vue générale sur l'utilisation des compresseurs centrifuge dans l'industrie pétrolière en Algérie.

Nous avons procédé à la simulation des paramètres de compresseur centrifuge dans les conditions de l'exploitation pour montrer que l'élévation de la température ambiante provoque une diminution de la pression de sortie de compresseur.

Pour cela, nous avons adapté un système de refroidissement d'air par évaporation d'eau à l'entrée de compresseur axial de la turbine MS5002C où elle largement utilisée dans l'industrie de champ pétrolière Hassi Messaoud comme machine d'application à notre recherche.

Enfin, nous avons atteint l'objectif de ce mémoire celui-là est la découverte des points optimum de compresseur centrifuge.

La réalisation du présent mémoire nous permet d'approfondir nos connaissances autant théoriques que pratique dans les domaines complexes et névralgiques des turbines à gaz.

Ce travail effectué sur site nous permet d'apprécier l'importance de ses machines dans l'industrie pétrolière et de compléter notre formation.

LES RÉFÉRENCES

LES RÉFÉRENCES :

- [01]- Auzanneau, Matthieu. : la grande histoire du pétrole. Editions La Découverte, volume 1, page 28. 2016.
- [02]- Wauquier, Jean-Pierre. Raffinage du pétrole (Le). Tome 1. Pétrole brut. Produits pétroliers. Schémas de fabrication. Vol 1, page 168..EditionsTechnip, 1998.
- [03]- Normand, Xavier, and A. Treil. Leçons sommaires sur l'industrie du raffinage du pétrole. Vol.2. Page 7, Éditions Technip, 1978.
- [04]- web/www.lesdefinitions.fr (consulter le : Fév. 18, 2014.)
- [05]- Cour de formation sur le compresseur centrifuge, nuovopugone SONATRACH
- [06]- Mémoire d'Optimisation des paramètres de fonctionnement du turbo-expander de l'unité GPL2 (CIS-DP-HMD)présente en vue de l'obtention du diplôme de master. Présente par : Mellouki Amina.
- [07]- Manuel de service compression **II** -SONATRACH-HMD.
- [08]- Manuel de paramètre et instrumentation de service compression **II** - SONATRACH-HMD.
- [09]-Rapport d'expertise HEDJAJI ABDELHAK. Compression **I**-HMD-SONATRACH. Page : 90 -année2017-

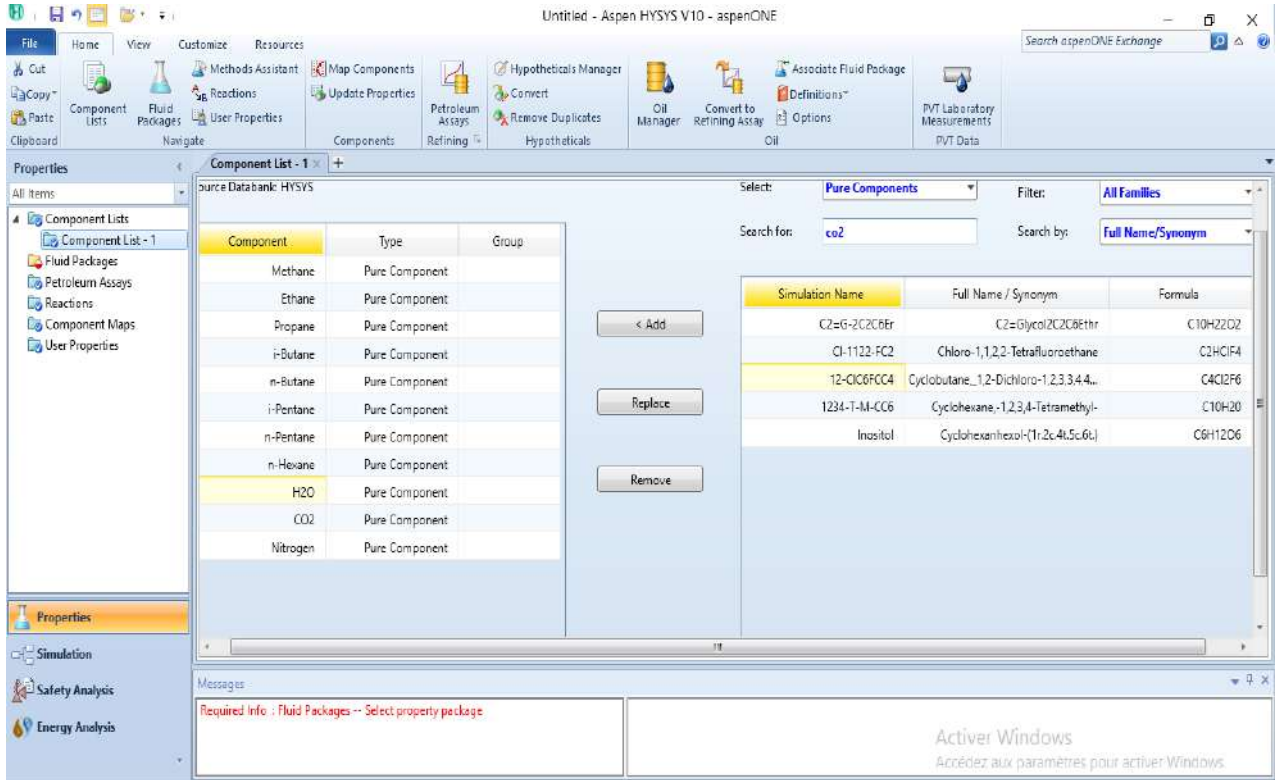
LES ANNEXES

LES ANNEXES:

I- Les étapes de simulation :

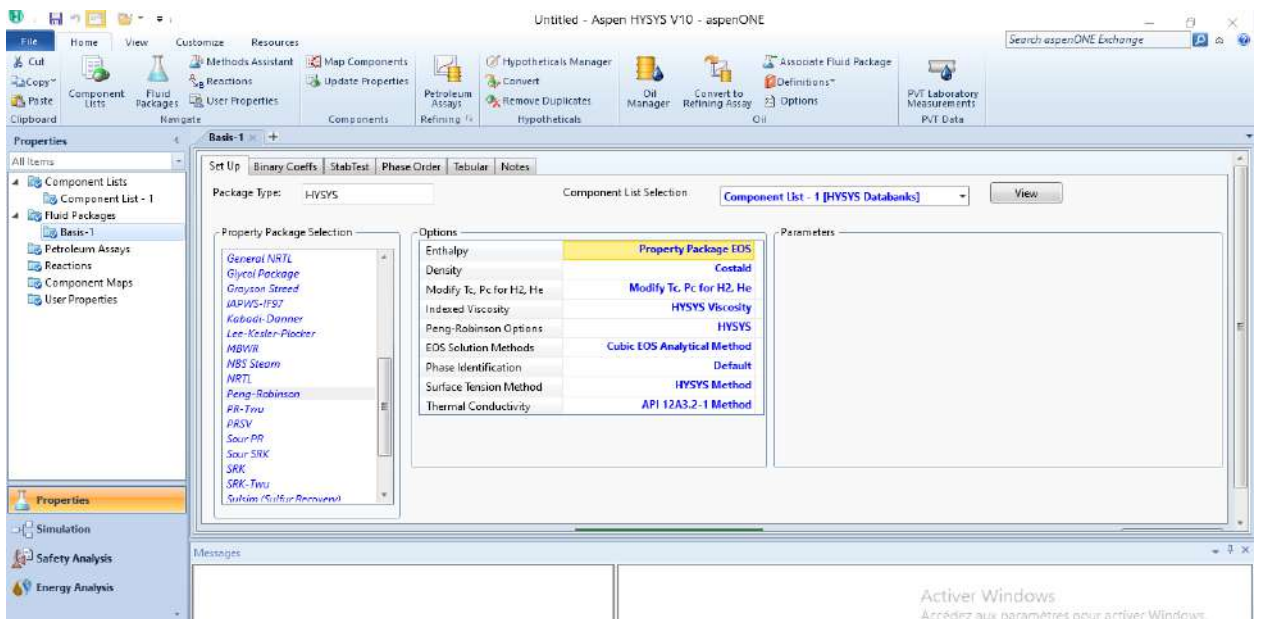
Etape 1 :

Introduire les compositions de gaz.

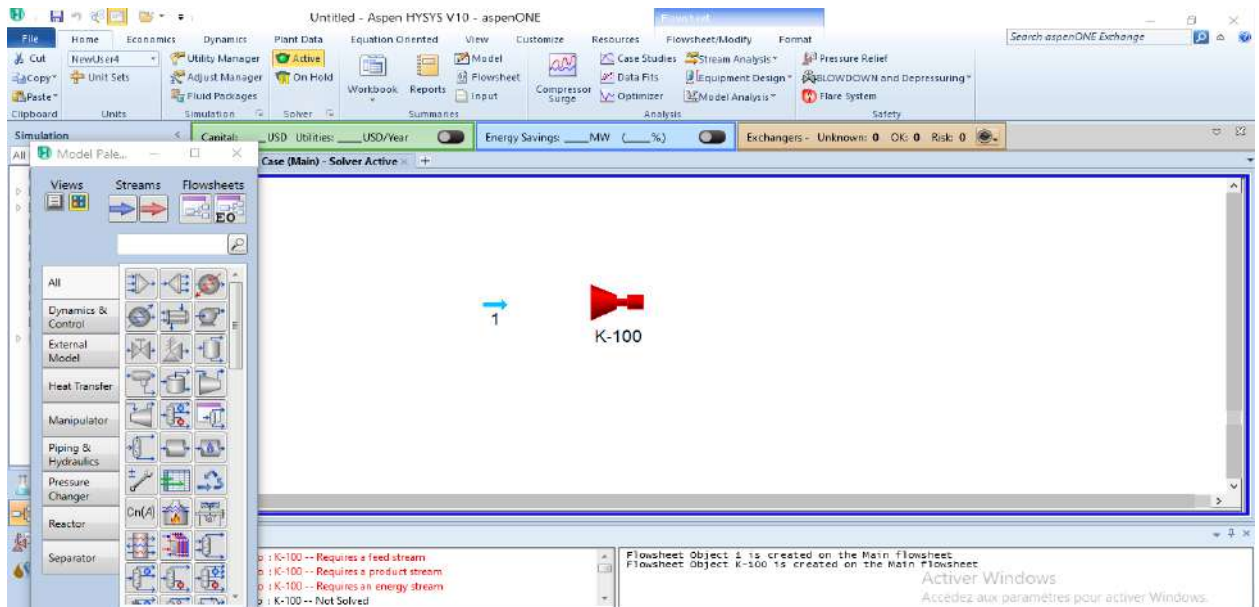


Etape 2 :

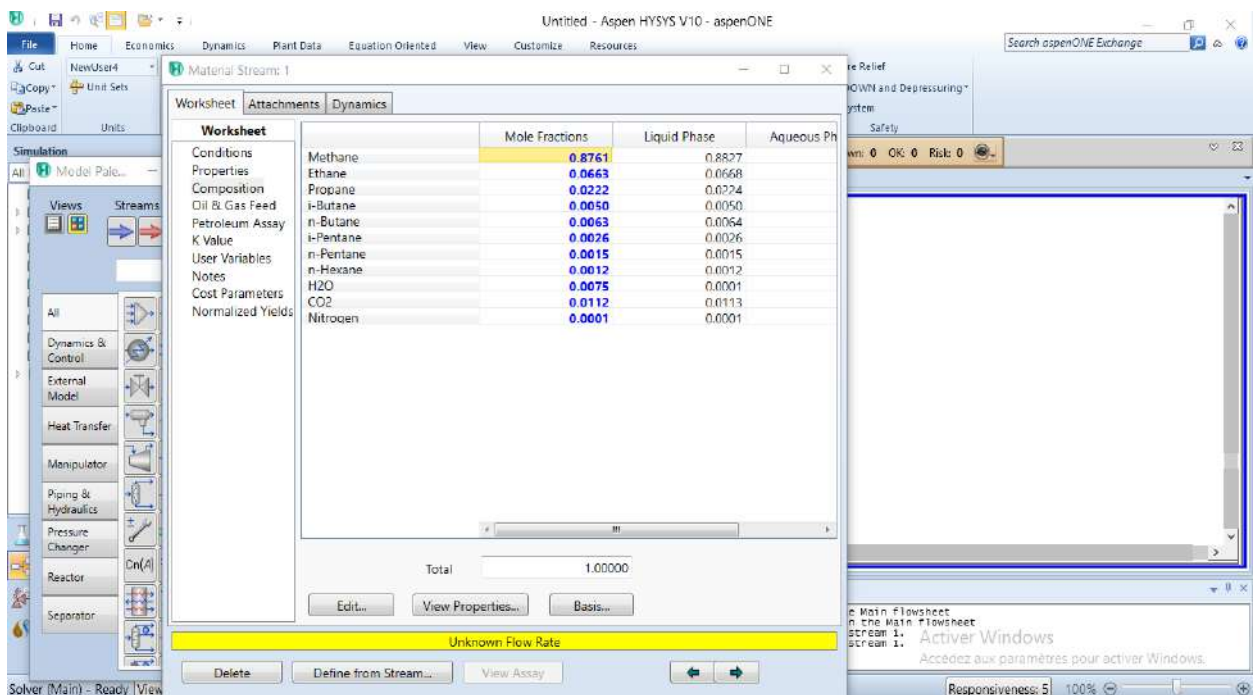
Choisir le modèle thermodynamique



Etape 3: Introduire le matériel.



Etape 4: Introduire la composition du gaz



Etape 5:

Ajouter les paramètres d'entrée

Worksheet	Stream Name	1	Vapour Phase	Aqueous Ph
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.0000	0.9938	0.0
Properties	Temperature [C]	45.00	45.00	45.00
Composition	Pressure [bar]	100.0	100.0	100.0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [Nm3/h(gas)]	3.000e+005	<empty>	<empty>
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	<empty>	<empty>	<empty>
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	<empty>	<empty>	<empty>
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	<empty>	-8.234e+004	-2.845e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	<empty>	147.1	58.1
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	<empty>	<empty>	<empty>
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	<empty>	<empty>	<empty>
	Fluid Package	Basis-1		
	Utility Type			

Unknown Flow Rate

Etape 6 :

Faire la connections

Compressor: K-100

Name: K-100

Inlet: 1

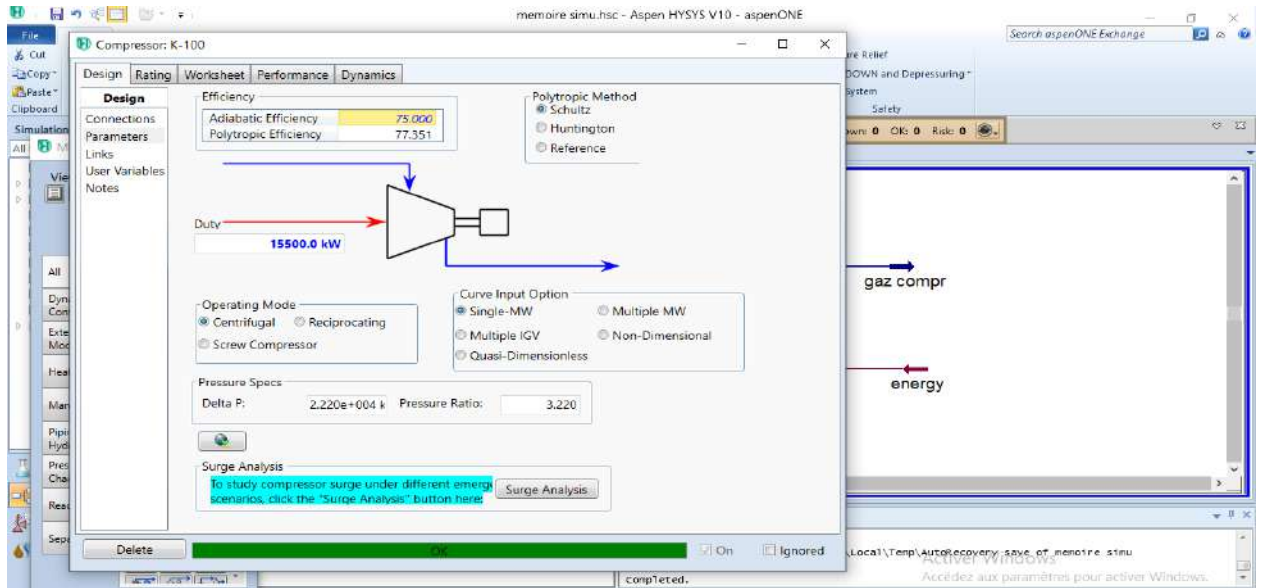
Fluid Package: Basis-1

Energy: energy

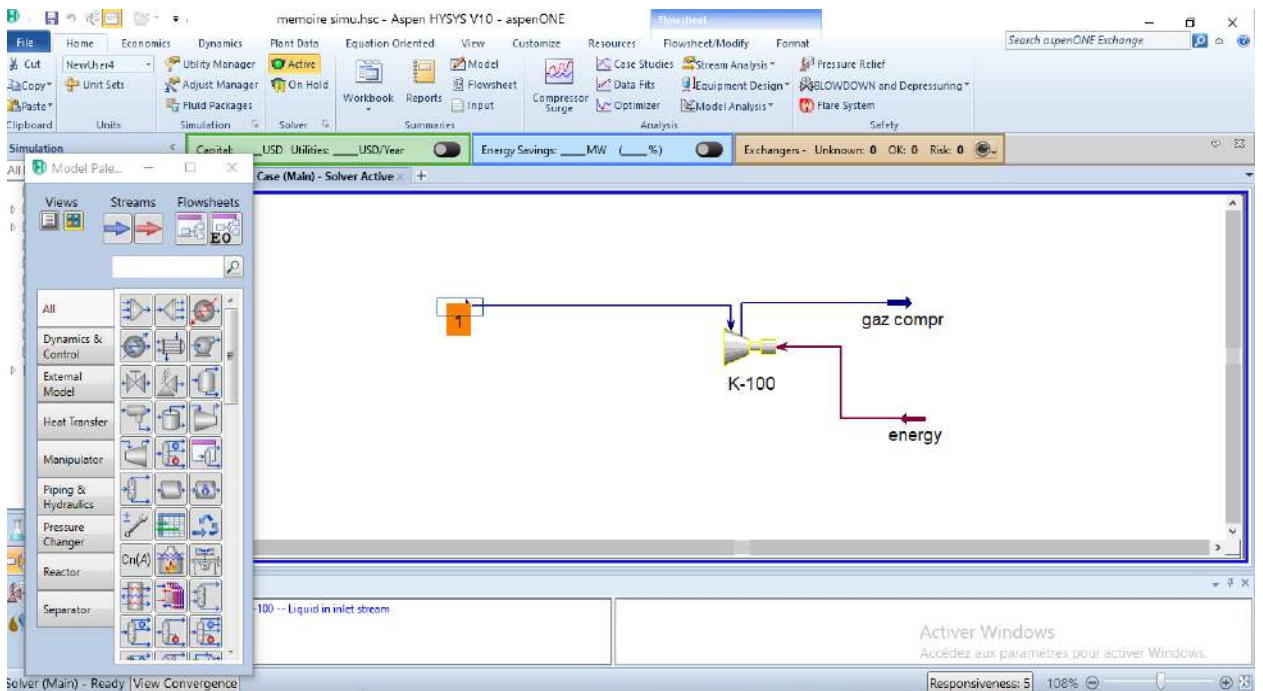
Outlet: gaz compr

energy

Etape 7: Ajouter l'énergie.

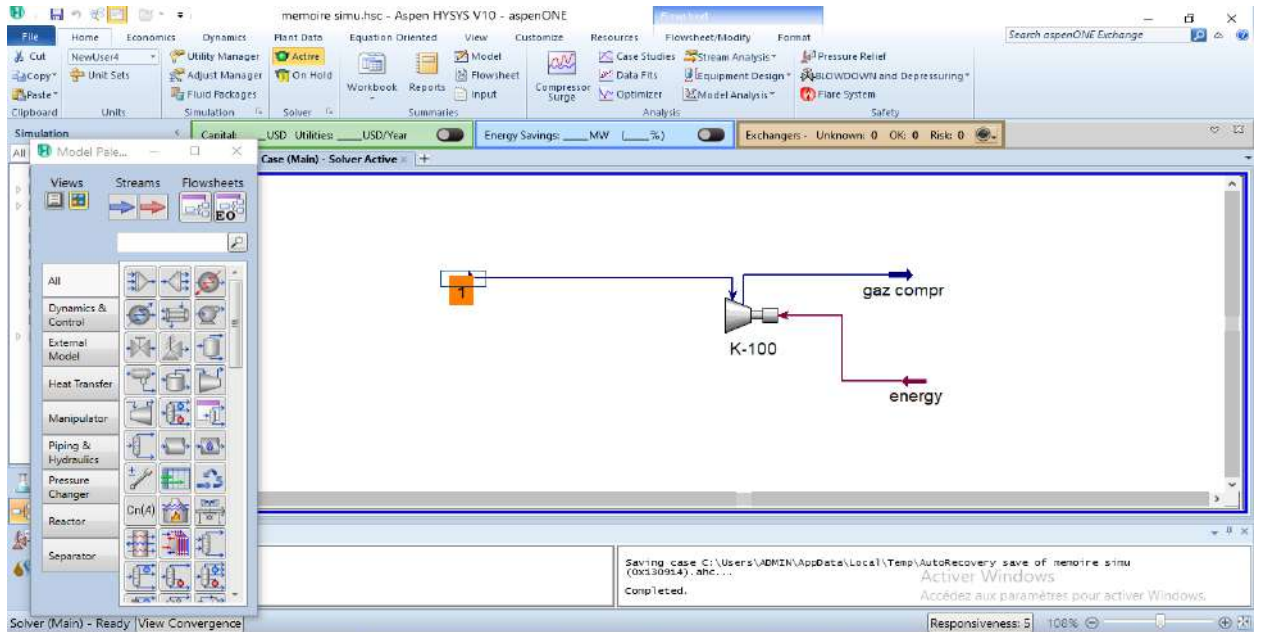


Etape 8: Régler les problèmes



Etape 9:

La fin de simulation.



Etape 10:

Les résultats.

Material Stream: gaz compr

Worksheet	Attachments	Dynamics	
Worksheet	Stream Name	gaz compr	Vapour Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Properties	Temperature [C]	152.3	152.3
Composition	Pressure [bar]	322.0	322.0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [Nm ³ /h(gas)]	3.000e+005	3.000e+005
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	2.480e+005	2.480e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m ³ /h]	763.2	763.2
User Variables	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7.396e+004	-7.396e+004
Notes	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	149.3	149.3
Cost Parameters	Heat Flow [kJ/h]	-9.899e+008	-9.899e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [m ³ /h]	3.154e+005	3.154e+005
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

ici pour rechercher

II- Les résultats de simulation :

La variation de pression d'sortie en fonction pression d'entrée :

Température = 40 °C

Débit = 240 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	344	365	386	406	426	446	462

Température = 45 °C

Débit = 240 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	335	355	376	396	415	434	454

Température = 50 °C

Débit = 240 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	326	346	366	386	405	424	439

Température = 55 °C

Débit = 240 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	318	338	358	377	395	414	432

Température = 60 °C

Débit = 240 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	312	331	350	368	388	405	423

Température = 40 °C

Débit = 260 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	315	335	354	373	392	410	425

Température = 45 °C

Débit = 260 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	308	326	345	364	382	400	425

Température = 50 °C

Débit = 260 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	299	318	336	355	373	390	408

Température = 55 °C

Débit = 260 knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	293	311	328	348	364	381	398

Température = 60 °C

Débit = 260 knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	286	304	322	339	356	373	390

Température = 40 °C

Débit = 280 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	291	310	328	346	364	381	398

Température = 45 °C

Débit = 280 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	284	302	320	338	355	372	389

Température = 50 °C

Débit = 280 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	277	295	312	329	346	363	379

Température = 55 °C

Débit = 280 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	271	299	305	322	338	354	371

Température = 60 °C

Débit = 280 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	266	282	299	315	331	348	363

Température = 40 °C

Débit = 300 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	271	289	306	323	339	356	396

Température = 45 °C

Débit = 300 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	265	282	298	315	331	348	363

Température = 50 °C

Débit = 300 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	259	275	291	308	324	339	355

Température = 55 °C

Débit = 300 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	253	269	285	301	316	332	348

Température = 60 °C

Débit = 300 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	248	264	279	295	310	325	340

Température = 40 °C

Débit = 320 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	255	272	286	304	320	336	348

Température = 45 °C

Débit = 320 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	249	265	281	298	312	328	342

Température = 50 °C

Débit = 320 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	244	259	275	290	305	320	335

Température = 55 °C

Débit = 320 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	239	254	269	284	299	310	328

Température = 60 °C

Débit = 320 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	234	249	264	278	293	308	321

Température = 40 °C

Débit = 340 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	241	258	272	288	303	318	330

Température = 45 °C

Débit = 340 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	236	251	266	281	296	310	325

Température = 50 °C

Débit = 340 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	231	245	260	25	289	304	318

Température = 55 °C

Débit = 340 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	226	240	255	269	283	298	311

Température = 60 °C

Débit = 340 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	222	236	250	264	278	291	305

Température = 40 °C

Débit = 360 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	229	244	259	273	288	302	314

Température = 45 °C

Débit = 360 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	224	239	253	268	281	296	310

Température = 50 °C

Débit = 360 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	219	233	248	262	275	289	304

Température = 55 °C

Débit = 360 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	215	229	242	256	270	283	298

Température = 60 °C

Débit = 360 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	211	225	238	251	265	278	291

Température = 40 °C

Débit = 380 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	109
P .sortie (bar)	219	233	248	261	275	289	299

Température = 45 °C

Débit = 380 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	214	228	241	255	269	283	296

Température = 50 °C

Débit = 380 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	210	223	238	250	263	277	290

Température = 55 °C

Débit = 380 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	206	219	232	245	258	271	284

Température = 60 °C

Débit = 380 Knm³/h

Energie = 16000 K W

P. entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	202	215	222	241	254	266	279

Les variations de pression de sortie en fonction de débit d'entré:

Température = 41 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	463	426	396	370	349	331	315	301

Température = 45 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	454	418	388	364	343	325	310	296

Température = 50 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	443	408	379	355	335	318	303	290

Température = 55 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	432	398	371	348	328	311	297	284

Température = 60 °C

Pression = 110 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	423	390	363	341	321	305	291	279

Température = 40 °C

Pression = 109 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	462	425	395	369	348	330	313	300

Température = 45 °C

Pression = 109 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	450	414	385	361	340	322	307	293

Température = 50 °C

Pression = 109 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	439	405	376	352	332	315	300	288

Température = 55 °C

Pression = 109 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	428	395	368	344	325	308	293	381

Température = 60 °C

Pression = 109 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	410	386	359	338	318	302	288	276

Température = 40 °C

Pression = 105 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	446	410	381	356	335	318	302	288

Température = 45 °C

Pression = 105 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	435	400	372	348	328	311	296	283

Température = 50 °C

Pression = 105 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	423	390	362	339	320	303	289	276

Température = 55 °C

Pression = 105 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	413	381	354	332	313	298	283	271

Température = 60 °C

Pression = 105 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	404	373	348	325	308	291	278	266

Température = 40 °C

Pression = 100 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	426	391	363	339	319	302	288	275

Température = 45 °C

Pression = 100 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	415	382	355	332	312	296	282	269

Température = 50°C

Pression = 100 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	405	372	346	325	305	289	275	263

Température = 55 °C

Pression = 100 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	395	364	338	316	298	283	269	258

Température = 60 °C

Pression = 100 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	386	356	331	310	292	277	264	253

Température = 40 °C

Pression = 95 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	406	373	345	323	304	288	273	261

Température = 45 °C

Pression = 95 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	396	364	337	315	297	281	267	256

Température = 50 °C

Pression = 95 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	385	354	329	308	290	274	261	250

Température = 55 °C

Pression = 95 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	376	346	321	301	283	269	256	245

Température = 60 °C

Pression = 95 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	368	339	315	295	278	263	251	240

Température = 40 °C

Pression = 90 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	385	354	328	306	288	272	258	248

Température = 45 °C

Pression = 90 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	376	345	320	299	281	266	253	242

Température = 50 °C

Pression = 90 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	366	336	312	291	274	260	248	236

Température = 55 °C

Pression = 90 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	358	328	305	285	268	254	242	232

Température = 60 °C

Pression = 90 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	349	321	298	279	263	249	238	228

Température = 40 °C

Pression = 85 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	365	334	309	289	271	256	244	233

Température = 45 °C

Pression = 85 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	355	326	302	282	265	251	239	228

Température = 50 °C

Pression = 85 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	346	318	294	275	259	245	233	223

Température = 55 °C

Pression = 85 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	338	310	288	269	253	240	228	218

Température = 60 °C

Pression = 85 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	330	304	282	264	248	235	224	209

Température = 40 °C

Pression = 80 bars

Energie =16000 k w

Débit km3/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	343	315	291	271	255	241	229	218

Température = 45 °C

Pression = 80bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	335	307	284	265	249	236	224	214

Température = 50 °C

Pression = 80 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	326	299	277	259	243	230	219	209

Température = 55 °C

Pression = 80 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	318	292	271	253	238	226	215	205

Température = 60 °C

Pression = 80 bars

Energie =16000 k w

Débit km³/h	240	260	280	300	320	340	360	380
P .sortie (bar)	311	286	265	248	234	221	211	203

Les variations de pression de sortie en fonction de pression de sortie et de température

Débit : 240 km³/h

Energie =16000 k w

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	465	434	405	376	394	323

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	351	365	375	385	395	404

Energie =16000 k w

Débit : 260 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	428	400	372	346	321	297

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	321	334	345	354	364	373

Energie =16000 k w

Débit : 280 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	398	371	346	321	298	276

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	297	309	319	250	258	266

Energie =16000 k w

Débit : 300 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	372	348	324	301	279	259

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	277	289	298	308	316	325

Energie =16000 k w

Débit : 320 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	351	327	305	282	263	244

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	260	271	281	290	298	307

Energie =16000 k w

Débit : 340 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	332	310	289	269	249	231

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	246	256	266	274	283	291

Energie :16000 k w

Débit : 360 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	316	295	275	256	238	220

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	33	244	253	361	269	278

Energie :16000 k w

Débit : 380 km³/h

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	302	282	263	245	227	211

T. entré °C	36	40	45	50	55	60
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105
P .sortie (bar)	222	233	241	250	258	266

La variation de la pression d'sortie en fonction de température et de débit :

Energie :16000 k w

pression: 80 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km ³ /h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	343	307	277	253	234	217

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km ³ /h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	388	343	307	277	253	234

Energie =16000 k w

pression: 90 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	380	345	312	285	263	245

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	437	385	345	312	285	263

Energie =16000 k w

pression: 95 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	406	363	329	301	278	259

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	459	406	363	329	301	278

Energie =16000 k w

pression: 100 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km ³ /h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	426	382	346	316	292	272

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km ³ /h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	481	426	382	346	316	292

Energie =16000 k w

pression: 105 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km ³ /h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	446	400	362	332	307	286

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km ³ /h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	503	446	400	362	332	307

Energie =16000 k w

pression: 110 bars

T. entré °C	40	45	50	55	60	65
Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .sortie (bar)	465	418	379	347	321	299

T. entré °C	35	40	45	50	55	60
Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320
P .sortie (bar)	559	465	418	379	347	321

La variation de la pression d'sortie e fonction de la pression d'entrée et de débit :

Energie :16000 k w

Temperature: 40 C

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340	360
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85	80
P .sortie (bar)	462	410	363	323	288	256	229

Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	379	365	354	345	340	335	332

Energie =16000 k w

Température : 45 C

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340	360
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85	80
P .sortie (bar)	453	400	354	315	281	251	224

Débit Km3/h	220	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	369	355	345	337	331	327	325

Energie :16000 k w

Température : 50 C

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340	360
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85	80
P .sortie (bar)	442	390	346	308	274	245	219

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	346	336	329	324	320	317

Température : 55 C

Energie =16000 k w

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340	360
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85	80
P .sortie (bar)	432	381	338	301	268	240	215

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	338	328	321	316	313	311

Température : 60 C

Energie =16000 k w

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	110	105	100	95	90	85
P .sortie (bar)	422	373	331	295	263	235

Débit Km3/h	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	85	90	95	100	105	110
P .sortie (bar)	331	322	315	310	307	305

Les variations de pression de sortie en fonction de débit, température et débit d'entré:

Débit Km3	220	240	260	280	300	320	340
P .entré (bar)	80	85	90	95	100	105	110
T. entré °C	35	40	45	50	55	60	65
P .sortie (bar)	390	365	345	329	316	307	299