



République Algérienne Démocratique et populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université ABOU BEKR BELKAID de Tlemcen  
Faculté de technologie  
Département de génie mécanique  
Mémoire de fin d'études pour d'obtention du diplôme de mastère  
En Génie Mécanique  
Option : Génie énergétique



*Thème :*

*Etude et entretien de la mise en marche de la turbine à gaz  
Implantée au site de SONATRACH  
De HAOUD BERKAOUI*

Présenté par :

MEHIAOUI Abderraziq  
MEHIAOUI Loqman

Soutenu le : 22 / 06 / 2014

Devant le jury composé de :

|             |                |                    |
|-------------|----------------|--------------------|
| Président : | Mr : SAIM.R    | Université Tlemcen |
| Encadreur : | Mr : SEBBANE.O | Université Tlemcen |
| Examineur : | Mr : MIMOUN.O  | Université Tlemcen |
|             | Mr : GUELLIL.H | Université Tlemcen |

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2013 - 2014

## *Dédicace*

*J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.*

*A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.*

*A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage et à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.*

*A mon encadreur Mr SEBBANE Omar qui a dirigé mon travail.*

*A mes parents.*

*A mes frères, et mes sœurs.*

*A mes cousins.*

*A toute ma famille MEHIAOUI et BAROUDI*

*A tous mes Amis sans exception.*

*A tout le groupe de maintenance ainsi de l'unité de HAOUUD BERKAOUI.*

*AbderrazaK*

## *Dédicace*

*Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but. Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années*

*A la seule maman qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; Ma très chère Mère.*

*A mon très cher définit père...*

*A mon encadreur Mr SEBBANE Omar qui dirige mon travail.*

*A toute ma grande famille, MEHIAOUI et BENZEMRA.*

*A mes meilleurs amis chacun en son nom, Et tous ceux que j'aime.*

*A tous ceux qui m'ont encouragé pendant les moments les plus difficiles.*

*Loqman*

# *Remerciements*

Avant tout nous tenons à remercier Allah Le Tout puissant de nous avoir donné la foi et la confiance, ainsi que la volonté et le courage, pour pouvoir arriver à terme de notre entreprise à savoir réaliser un mémoire de fin d'études.

Nous tenons également à adresser nos remerciements à notre encadreur Mr SEBBANE Omar qui nous a accordé son soutien, son aide indéfectible et surtout sa patience et sa gentillesse. Nous remercions son attention, ses précieux conseils, ainsi que la confiance qu'il nous a toujours témoignée, sans oublier les membres du jury Mr SAIM Rachid, Mr MIMOUNE Okacha et Mr ALIANE Khaled qui ont accepté d'évaluer notre modeste travail.

Nous remercions également tous ceux qui, tout au long de ces années d'études, nous ont encadré, aidé, conseillé et même supporté dans des périodes difficiles.

Nos remerciements les plus sincères vont à nos chers parents. Sans leur accompagnement, nous ne serions jamais arrivés à réaliser un tel travail.

Nos remerciements les plus sincères vont aussi à tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin, par leurs conseils et leurs critiques.

Enfin, nous sommes également reconnaissants à tous nos amis que nous portons au fond de nos cœurs.

## NOMENCLATURE :

| Grandeurs        | Désignations  | Unités            |
|------------------|---|-------------------|
| T                | La température ambiante                             | [K]               |
| T                | La température ambiante                             | [°C]              |
| $p_a$            | La pression ambiante                                | [bars]            |
| $\Delta p_{ch}$  | Pertes de charge de la chambre de combustion        | [bars]            |
| $\Delta p_a$     | Pertes de charge d'entrée                           | [bars]            |
| $\Delta p_{ech}$ | Pertes de charge d'échappement                      | [bars]            |
| Cp               | chaleur spécifique                                  | [KJ/Kg.K]         |
| Z                | L'altitude  | [m]               |
| h                | Enthalpie   | [KJ/Kg]           |
| N                | Nombre de mole                                      | [moles]           |
| M                | La masse de moles                                   | [g]               |
| $W_{Hp}$         | Le travail produit par la turbine de haute pression | [KJ/Kg]           |
| $\dot{m}_a$      | Le débit massique de l'air                          | [Kg/s]            |
| $\dot{m}_g$      | Le débit massique de gaz                            | [Kg/s]            |
| $m_{air.st}$     | La masse stœchiométrique d'air                      | [g (air)/g (gaz)] |
| e                | L'excès d'air                                       | [g (air)]         |
| R                | Constante caractéristique de l'air ( $R = 0.287$ )  | [Kg/(KJ. K)]      |
| $W_c$            | Le travail de compression                           | [KJ/Kg]           |
| $P_c$            | La puissance du compresseur                         | [KW]              |
| $P_{arb}$        | La puissance de la turbine au bout de l'arbre       | [KW]              |
| $\eta_g$         | Le rendement global.                                |                   |
| $\alpha_{st}$    | Le rapport stœchiométrique                          |                   |
| $\eta_m$         | Le rendement mécanique                              |                   |

## **Abréviations :**

|       |   |
|-------|---|
| DR    | DRESSER RAND.                           |
| HBK   | HOUD BERKAOUI                           |
| BKH   | BENKAHLA                                |
| GLA   | GUELLELA                                |
| BKHE  | BENKAHLA EST                            |
| DRT   | DRAAETHMRA                              |
| U.T.G | Unité de traitement du gaz              |
| CFPA  | Compagnie française de pétrole algérien |
| I.T.G | L'installation de turbine à gaz.        |
| C     | Compresseur                             |
| CC    | Chambre de combustion                   |
| L     | La charge.                              |
| GG    | Génératrice de gaz                      |
| TP    | La puissance de la turbine              |

## **SOMMAIRE :**

|  |    |
|--|----|
| <b>Introduction générale</b>   | 1  |
| <b>Chapitre I : Présentation du site de HAOUD BERKAOUI</b>             |    |
| <b>I.1</b> Introduction  | 3  |
| <b>I.2</b> Historique de SONATRACH                                     | 3  |
| <b>I.3</b> Mission de SONATRACH  | 3  |
| <b>I.4</b> Description du champ de HAOUD BERKAOUI                      | 4  |
| <b>I.5</b> Situation géographique                                      | 5  |
| <b>I.6</b> Développement de la région                                  | 7  |
| <b>I.7</b> Principaux champs :   | 8  |
| <b>I.7.a</b> Champ de HBK  | 8  |
| <b>I.7.b</b> Champ de BKH  | 9  |
| <b>I.7.c</b> Champ de GLA  | 9  |
| <b>I.8</b> Activités de la Direction Régionale de HAOUD BERKAOUI       | 10 |
| <b>I.9</b> Organisation et fonctionnement de la division maintenance : | 11 |
| <b>I.9.a</b> Service électricité                                       | 11 |
| <b>I.9.b</b> Service mécanique   | 11 |
| <b>I.9.c</b> Service instrumentation                                   | 11 |
| <b>I.9.d</b> Service méthode   | 12 |
| <b>I.10</b> Conclusion   | 12 |
| <br>   |    |
| <b>Chapitre II : Les turbines à gaz</b>                                |    |
| <b>II.A</b> Généralités sur les turbines à gaz                         | 13 |
| <b>II.A.1</b> Introduction   | 13 |
| <b>II.A.2</b> Historique de la turbine à gaz                           | 13 |
| <b>II.A.3</b> Principales applications :                               | 14 |
| <b>II.A.3.a</b> Utilisation des turbines à gaz pour la propulsion      | 14 |

|                   |  |    |
|-------------------|--|----|
| <b>II.A.3.b</b>   | Production combinée chaleur-force                    | 15 |
| <b>II.A.3.c</b>   | Production d'électricité                             | 15 |
| <b>II.A.3.d</b>   | Pompage et compression                               | 16 |
| <b>II.A.4</b>     | Classification des turbines à gaz :                  | 16 |
| <b>II.A.4.1</b>   | Par le mode de construction :                        | 17 |
| <b>II.A.4.1.a</b> | Turbine mono-arbre                                   | 17 |
| <b>II.A.4.1.b</b> | Turbine bi-arbre                                     | 18 |
| <b>II.A.4.2</b>   | Par le mode de travail :                             | 19 |
| <b>II.A.4.2.a</b> | Turbine à action                                     | 19 |
| <b>II.A.4.2.b</b> | Turbine à réaction                                   | 19 |
| <b>II.A.4.3</b>   | Par le mode de fonctionnement thermodynamique :      | 20 |
| <b>II.A.4.3.a</b> | Turbine à gaz à cycle fermé                          | 20 |
| <b>II.A.4.3.b</b> | Turbine à gaz à cycle ouvert                         | 20 |
| <b>II.A.5</b>     | Principe de fonctionnement de la turbine à gaz       | 21 |
| <b>II.A.6</b>     | Avantages et inconvénients des turbines à gaz :      | 23 |
| <b>II.A.6.1</b>   | Avantages  | 23 |
| <b>II.A.6.2</b>   | Inconvénients  | 23 |
| <b>II.A.7</b>     | Cycle théorique des installations des turbines à gaz | 23 |
| <b>II.B</b>       | Turbine à gaz DR 990                                 | 26 |
| <b>II.B.1</b>     | Description de la turbine à gaz DR990                | 26 |
| <b>II.B.2</b>     | Système d'admission                                  | 26 |
| <b>II.B.3</b>     | Génératrice de gaz                                   | 27 |
| <b>II.B.4</b>     | Compresseur centrifuge                               | 28 |
| <b>II.B.4.a</b>   | Impulseur  | 28 |
| <b>II.B.4.b</b>   | Diffuseur  | 28 |
| <b>II.B.5</b>     | Chambre de combustion                                | 29 |
| <b>II.B.6</b>     | Section turbine                                      | 30 |



|   |   |    |
|---|---|----|
| <b>II.B.6.a</b>   | Turbine de haute pression                                 | 30 |
| <b>II.B.6.b</b>   | Turbine de puissance                                      | 30 |
| <b>II.B.7</b>   | Section d'échappement                                     | 31 |
| <b>II.B.8</b>   | Conclusion  | 32 |
| <b>Chapitre III : Calcul de la turbine à gaz DR 990</b> |   |    |
| <b>III-1</b>  | Introduction  | 33 |
| <b>III-2</b>  | Cycle thermodynamique réel de la turbine à gaz            | 33 |
| <b>III-3</b>  | Chaleur massique  | 34 |
| <b>III-4</b>  | Partie compresseur  | 34 |
| <b>III-4-1</b>  | Pression de l'air   | 34 |
| <b>III-4-2</b>  | Détermination du travail et du rendement du compresseur : | 36 |
| <b>III-4-2-1</b>  | Travail de compresseur                                    | 36 |
| <b>III-4-2-2</b>  | Rendement du compresseur                                  | 36 |
| <b>III-4-3</b>  | Détermination du taux de compresseur                      | 37 |
| <b>III-4-4</b>  | Détermination de la puissance du compresseur              | 37 |
| <b>III-5</b>  | Chambre de combustion                                     | 38 |
| <b>III-5-1</b>  | Composition du gaz naturel                                | 38 |
| <b>III-5-2</b>  | Réaction chimique de la combustion                        | 39 |
| <b>III-5-3</b>  | Détermination du rapport stœchiométrique                  | 40 |
| <b>III-5-4</b>  | Compositions des gaz brûlés                               | 41 |
| <b>III-5-5</b>  | Calcul d'excès d'air                                      | 42 |
| <b>III-5-6</b>  | Proportions de N <sub>2</sub> et O <sub>2</sub>           | 43 |
| <b>III-6</b>  | Turbine génératrice de gaz GG                             | 44 |
| <b>III-6-1</b>  | Calcul du travail produit par la turbine haute pression   | 44 |
| <b>III-6-2</b>  | Détermination de l'exposant isentropique                  | 46 |
| <b>III-6-3</b>  | Détermination du taux de la turbine GG                    | 46 |
| <b>III-7</b>  | Turbine de puissance                                      | 46 |

|                |  |    |
|----------------|--|----|
| <b>III-7-1</b> | Détermination de la pression d'échappement                     | 46 |
| <b>III-7-2</b> | Détermination de la température théorique d'échappement        | 47 |
| <b>III-7-3</b> | Détermination de l'exposant isentropique                       | 48 |
| <b>III-7-4</b> | Détermination de la pression d'échappement                     | 48 |
| <b>III-7-5</b> | Détermination du taux de turbine TP                            | 49 |
| <b>III-7-6</b> | Détermination de la puissance de la turbine BP                 | 49 |
| <b>III-7-7</b> | Détermination de la puissance de la turbine au bout de l'arbre | 49 |
| <b>III-7-8</b> | Détermination du rendement global de la turbine à gaz          | 40 |
| <b>III-8</b>   | Conclusion   | 40 |

#### **Chapitre IV : Entretien de la turbine à gaz DR 990**

|                    |  |    |
|--------------------|--|----|
| <b>IV-I</b>        | Généralités sur la maintenance                   | 51 |
| <b>IV-I-1</b>      | Définition de la maintenance                     | 51 |
| <b>IV-I-2</b>      | Formes de la maintenance                         | 51 |
| <b>IV-I-2-a</b>    | Maintenance corrective                           | 51 |
| <b>IV-I-2-b</b>    | Maintenance préventive systématique              | 52 |
| <b>IV-I-2-c</b>    | Maintenance préventive conditionnelle            | 52 |
| <b>IV-II</b>       | Entretien des turbines DR 990                    | 54 |
| <b>IV-II-1</b>     | Généralités                                      | 54 |
| <b>IV-II-2</b>     | Facteurs d'exploitation influençant l'entretient | 54 |
| <b>IV-II-2-1</b>   | Combustible                                      | 55 |
| <b>IV-II-2-2</b>   | Fréquence des démarrages                         | 55 |
| <b>IV-II-2-3</b>   | Cycle de charge                                  | 56 |
| <b>IV-II-2-4</b>   | Milieu   | 56 |
| <b>IV-II-2-5</b>   | Entretien  | 56 |
| <b>IV-II-2-6</b>   | types d'inspections                              | 57 |
| <b>IV-II-2-6-1</b> | Inspections sur la machine en marche             | 57 |
| <b>IV-II-2-6-2</b> | Inspections sur la machine à l'arrêt             | 58 |

|                        |  |    |
|------------------------|--|----|
| <b>IV-II-2-6-3-a</b>   | Inspection du système de combustion              | 58 |
| <b>IV-II-2-6-3-b</b>   | Inspection du parcours des gaz chauds            | 59 |
| <b>IV-II-2-6-3-c</b>   | Révision générale                                | 59 |
| <b>IV-II-2-6-3-d</b>   | Inspection spéciale                              | 60 |
| <b>IV-II-2-6-3-d-1</b> | Programme d'inspection par boroscope             | 60 |
| <b>IV-III</b>          | Différents systèmes de la turbine à gaz DR990    | 62 |
| <b>IV-III-1</b>        | Système de graissage                             | 62 |
| <b>IV-III-1-1</b>      | Réservoir d'huile de graissage                   | 62 |
| <b>IV-III-1-2</b>      | Huiles graissage                                 | 62 |
| <b>IV-III-1-2-1</b>    | Pompe principale                                 | 62 |
| <b>IV-III-1-2-2</b>    | Pompe auxiliaire                                 | 63 |
| <b>IV-III-1-2-3</b>    | Pompe de secours                                 | 63 |
| <b>IV-III-1-3</b>      | Description des circuits                         | 63 |
| <b>IV-III-2</b>        | Système de lancement                             | 64 |
| <b>IV-III-2-1</b>      | Description du système                           | 65 |
| <b>IV-III-3</b>        | Système d'air de refroidissement et d'étanchéité | 66 |
| <b>IV-III-4</b>        | Système du gaz combustible                       | 67 |
| <b>IV-III-4-1</b>      | Description du circuit                           | 67 |
| <b>IV-III-5</b>        | Système anti-pompage                             | 68 |
| <b>IV-III-6</b>        | Système de commande                              | 69 |
| <b>IV-III-7</b>        | Système de protection                            | 69 |
| <b>IV-III-7-1</b>      | Protection de la survitesse                      | 70 |
| <b>IV-III-7-2</b>      | Protection contre les vibrations                 | 70 |
| <b>IV-III-7-3</b>      | Protection contre l'excès de température         | 71 |
| <b>IV-III-8</b>        | Conclusion                                       | 72 |
|                        | <b>Conclusion générale</b>                       | 73 |
|                        | <b>Bibliographie</b>                             | 74 |



## Liste des figures :

|              |   |    |
|--------------|---|----|
| Figure I-1   | Schéma descriptif de la région de HAOUD BERKAOUI                                      | 5  |
| Figure I-2   | Situation géographique de la région HAOUD BERKAOUI                                    | 6  |
| Figure I-3   | Organigramme des champs de la région de HAOUD BERKAOUI                                | 10 |
| Figure II-1  | Turbomoteur à turbine libre TM 333  | 16 |
| Figure II-2  | Organigramme de la classification des turbines à gaz                                  | 17 |
| Figure II-3  | Schéma de la turbine à un seul arbre  | 18 |
| Figure II-4  | Schéma de la turbine bi-arbre   | 18 |
| Figure II-5  | Schéma de turbine à action et turbine à réaction                                      | 19 |
| Figure II-6  | Représentation de cycle fermé (b) et ouvert (a).                                      | 21 |
| Figure II-7  | Variations de pression et de température dans les différentes sections de la turbine. | 22 |
| Figure II-8  | Cycle de Brayton  | 25 |
| Figure II-9  | Vue d'ensemble de turbine à gaz DR 990.   | 26 |
| Figure II-10 | Système typique d'admission.  | 27 |
| Figure II-11 | Ensemble générateur de gaz (extrémité avant).   | 28 |
| Figure II-12 | Chambre de combustion du générateur de gaz.   | 29 |
| Figure II-13 | Ensemble générateur de gaz (extrémité arrière).                                       | 30 |
| Figure II-14 | Ensemble turbine de puissance.  | 31 |
| Figure III-1 | Cycle réel de turbine à gaz à deux lignes d'arbre                                     | 33 |
| Figure III-2 | Débit d'air en fonction de la vitesse GG  | 38 |
| Figure III-3 | Débit de gaz en fonction d'ouverture de la vanne FCV                                  | 42 |
| Figure IV-1  | Différents Types De Maintenance   | 53 |
| Figure IV-2  | Effet des démarrages  | 55 |
| Figure IV-3  | Effet de la charge  | 56 |
| Figure IV-4  | Emplacement des orifices d'introduction du boroscope                                  | 61 |
| Figure IV-5  | Schéma de circuit d'huile de graissage  | 64 |
| Figure IV.6  | Schéma de circuit de lancement  | 65 |
| Figure IV-7  | Système d'air de refroidissement et d'étanchéité                                      | 66 |

|             |  |    |
|-------------|--|----|
| Figure IV-8 | Représentation schématique du circuit du gaz combustible | 68 |
| Figure IV-9 | Emplacements de tous les organes externes de la turbine  | 72 |

### **Liste des tableaux :**

|               |   |    |
|---------------|---|----|
| Tableau I-1   | Caractéristiques pétro-physiques des Champs de HBK. | 7  |
| Tableau III-1 | Tableau des données                                 | 35 |
| Tableau III-2 | Compositions de gaz naturel.                        | 39 |
| Tableau III-3 | Pourcentage de l'oxygène et l'azote.                | 40 |
| Tableau III-4 | Composition réelle des gaz brûlé.                   | 44 |

*Introduction*  
*générale*

### Introduction générale :

Le monde de l'industrie est devenu très complexe, l'enjeu, aujourd'hui, est de contribuer au développement de la société pour assurer des progrès technologiques satisfaisants, en mettant toutes les capacités humaines et matérielles en passant par la recherche scientifique et industrielle.

Pour éjecter le gaz des puits, par manque de pression, il faut opérer à la réinjection du gaz naturel dans ces derniers. Ce manque de pression est devenu une préoccupation primordiale pour augmenter la pression du gisement et faire un maximum de production.

Le gisement de gaz peut être utilisé pour, entre- autres, le fonctionnement des turbines à gaz.

La grande puissance, le bon fonctionnement ainsi que les hautes performances des turbines à gaz font d'elles un des moyens les plus sollicités pour l'entraînement des charges mécaniques.

Lors de notre stage pratique dans le cadre de projet de fin d'études, du 06 au 20 mai 2014, à la région de HAOUD BERKAOUI, où se trouve la turbine à gaz, en question, nous avons assimilé les connaissances théoriques quant au fonctionnement de celle-ci. Durant notre visite nous avons aussi constaté qu'il existe différentes installations de traitement de gaz pour produire plusieurs types de fuels. La chose qui a attiré notre attention qu'il y a trois turbines à gaz (DRESSER-RAND 990) installées dans l'unité de GUALLALA (2<sup>ème</sup> unité de HAOUD BERKAOUI).

Cela s'avère insuffisant pour protéger ces turbines des déclenchements au cours de leur exploitation, et parfois même des révisions étaient nécessaires alors que les turbines sont encore en fonctionnement.

L'état de la turbine dépend de plusieurs facteurs internes et externes, qui sont parfois imprévisibles, sur ces performances. Dans cet esprit il faut soumettre ces turbines à évaluations périodiques et réelles des paramètres de



fonctionnement afin de parer à toute anomalie éventuelle qui aura une incidence néfaste sur la production.

Nous nous sommes intéressés à la turbine à gaz du type DR 990 pour appliquer les notions théoriques et vérifier les résultats pratiques.

Notre travail se compose de quatre chapitres :

- Le 1<sup>er</sup> chapitre est consacré au champ de HAOUD BERKAOUI où se trouve la turbine à gaz, en question.
- Le 2<sup>ème</sup> chapitre se résume à l'étude de la turbine à gaz type DR 990 qui permet l'alimentation du compresseur.
- Le 3<sup>ème</sup> chapitre porte le calcul de la turbine à gaz DR 990 et vérification de la turbine à gaz DR 990 et vérification des résultats avec le fonctionnement réel de la turbine.
- La maintenance industrielle, pour les bonnes conditions de fonctionnement de la turbine DR 990 est prise en charge dans le 4<sup>ème</sup> et dernier chapitre.

A la fin de cette introduction nous avons donné une conclusion générale à ce travail.

*Chapitre I :*  
*Présentation du*  
*site de*  
*HAOUD BERKAOUI*

## **I-1 Introduction :**

Le développement industriel d'un pays dépend avant tout de ses possibilités énergétiques, c'est-à-dire, de son aptitude à disposer d'une qualité d'énergie sans cesse croissante. Utilisant les réserves de nature du charbon du gaz ou du pétrole comme les combustibles chaque pays crée le réseau des centrales électrique ou les machines thermique des types différents dans lesquelles l'énergie thermique des combustibles se transforme en énergie électrique ou mécanique. Dans ce qui suite ces énergies sont utilisées dans le transport. [2]

En Algérie on trouve la société de SONATRACH.

## **I-2 Historique de SONATRACH :**

La société nationale de transport et de commercialisation d'hydrocarbures, liquide et gazeux (SONATRACH) a été créé le 31/02 /1963.

En 24/02/1971 : nationalisation de hydrocarbure

En 1981 : restructuration de SONATRACH (naissance de 17 entreprise autonomes).

En 1986 : adoption de formule de partenariat dans les activités :

- Prospection.
- Recherche.
- Exploration et production.
- Transport des hydrocarbures par canalisation.

En 1992 : lancement du processus de modernisation de la SONATRACH un groupe pétrolier international [3].

## **I-3 Mission de SONATRACH :**

L'entreprise est chargée de :

- L'exploration, la recherche et le développement des hydrocarbures.
- Le développement et l'exploitation des gisements.
- Le développement et l'exploitation du réseau de transport par canalisation.

- Le développement et l'exploitation des complexes de liquéfaction du gaz naturel, de séparation des gaz de pétrole liquéfiés et transformation des hydrocarbures.
- La valorisation des hydrocarbures et de coopération internationale.
- L'économie et développement de l'entreprise.

### **I-4 Description du champ de HAOUD BERKAOUI (figure I.1) :**

Les études géologiques réalisées à Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux structures appelées HAOUD BERKAOUI et BENKAHLA. En mars 1965, un gisement d'huile fut localisé dans la série inférieure du Trias argilosGréseaux plus exactement à HAOUD BERKAOUI, par la compagnie CFP (compagnie française de Pétrole).

La zone pétrolière de HAOUD BERKAOUI, est constitué de près de vingt champs pétroliers répartis sur 6300 km sur le bord oriental de la dépression OUED-MYA. Les plus importants de cette région sont ceux de HAOUD BERKAOUI, BENKAHLA et GUELLELA. Elle renferme les accumulations d'huile essentielle de cette zone. La série inférieure de Trias argilosGréseaux, situé à une profondeur moyenne de 3350 m, est le principal réservoir productif d'huile des blocs 438. Parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région en figure DRÀA TAMRA (DRT), GUELLELA ...

HAOUD BERKAOUI est devenue une région autonome en 1976, alors qu'elle dépendait de la région de Hassi Messaoud depuis le début de son exploitation [3].

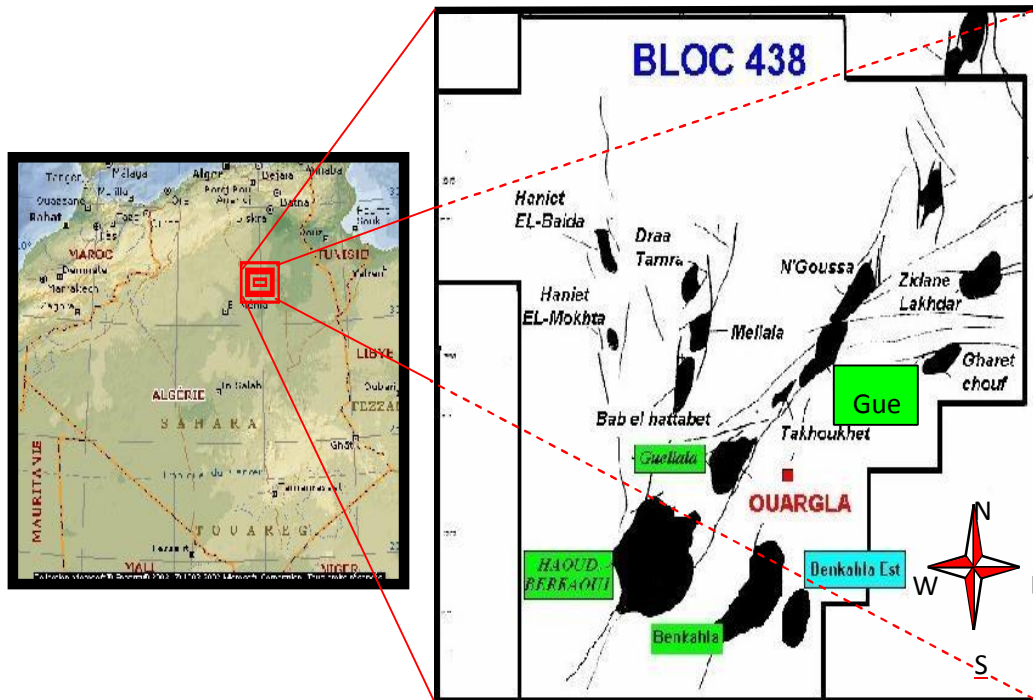


Figure I.1 : Schéma descriptif de la région de HAUD BERKAOUI [3].

### I-5 Situation géographique (figure I.2) :

La région de HOUD BERKAOUI représente l'une des dix principales zones productrices des hydrocarbures du Sahara algérien.

Sur la route n°49 dite pétrolière reliant GHARDAIA à HASSIMESSAOUD et à 35 Km du sud-ouest d'OUARGLA, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier : il s'agit de la région de HOUD BERKAOUI. Cette région est située à 100 Km de HASSI MESSAOUD, à 770 Km au sud de la capitale Alger, elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle s'étend du sud Est de GHARDAIA jusqu'au champ externe BOUKHZANA, près de la route de TOUGGOURT.

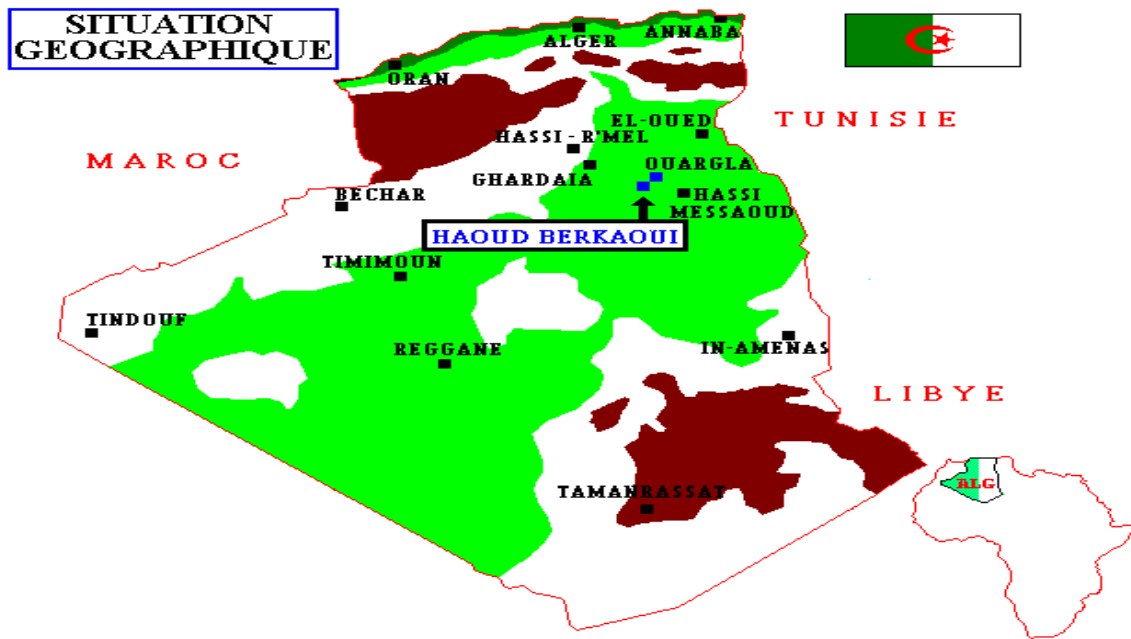


Figure I.2 : Situation géographique de la région HAOUD BERKAOUI [3].

A ce jour-là, 100 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift, et 27 éruptifs. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions m<sup>3</sup>, pour les réservoirs globaux en place est de 472 millions m<sup>3</sup> Toutes les quantités d'huile et des gaz récupérés sont acheminées vers les différents centres de production.

Il existe trois centres principaux de production situés à :

- HOUD BERKAOUI
- BENKAHLA
- GUELLELA

Ainsi que plusieurs petits champs :

- N'GOUSSA
- DRAAETHMRA
- GUELLELA NORD EST
- BOUKHZANA
- SAHANE
- TAKHOUHKT
- OUERSENIS

## Chapitre I : Présentation du site de HAOUD BERKAOUI

Les caractéristiques pétro-physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous (tableau I.1) :

| CARCTIRISTIQUES                          | HAOUD BERKAOUI         | BENKAHLA             | GUELLALA               |
|--|------------------------|----------------------|------------------------|
| Profondeur moyenne (m)                   | 3550                   | 3300                 | 3500                   |
| Pression initiale (Kgf/cm <sup>2</sup> ) | 518                    | 532                  | 532,5                  |
| Pression de bulle (Kgf/cm <sup>2</sup> ) | 188                    | 180                  | 185                    |
| Contact huile / eau initial (m)          | 3324                   | 3324                 | 3370                   |
| Porosité moyenne (%)                     | 8,8                    | 9,3                  | 9,3                    |
| Perméabilité moyenne K (md)              | 56,2                   | 70,4                 | 232                    |
| Saturation moyenne $S_w$ (%)             | 32,7                   | 32                   | 22,3                   |
| Les réserves (m <sup>3</sup> )           | 143,9.10 <sup>+6</sup> | 100.10 <sup>+6</sup> | 103,6.10 <sup>+6</sup> |

Tableau I.1 : Caractéristiques pétro-physiques des Champs de HBK [3].

### I-6 Développement de la région [3] :

En l'espace de 39ans, la région a connu des changements très impotents au fur et à mesure de son développement dont voici les dates les plus importantes :

1963 : Découverte du champ Ouargla.

1965 : Découverte du champ HAOUD BERKAOUI (HBK).

1966 : Découverte du champ BENKAHLA (BKH).

1967 : mise en production d'un centre de traitement d'huile à BERKAOUI, composé de deux bateries de séparation, trois bacs de stockage et de deux motos pompage diesel, pour l'expédition par la mise en production du première puits.

1969 : Découverte du champ de GUELLELA (GLA).

1970 : Extension du centre de BERKAOUI pour recevoir la production de (BKH).

1971 : Mise en service du centre de (BKH).

1972 : Découverte du champ de (GLA) nord-est.

1976 : Mise en service du centre de production de (GLA).

1976 : mise en service du centre de production de (GLA).

1978 : Mise en service du centre de production GLANE et la création de la région de (HBK).

1980 : Mise en service du centre de traitement de DRT.

1981 : Démarrage de l'injection d'eau à BERKAOUI et BENKAHLA.

1984 : Extension du centre de GLANE.

1989 : Passage de consignes entre la région HBK et Hassi r'mel pour les champs de Oued Noumer.

1992 : Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH.

1995 : Mise en service de la nouvelle unité électrique d'eau à HBK.

1996 : Mise en service de la nouvelle unité de dessalage au centre de HBK.

1999 : Découverte de champ de BENKAHLA EST (BKHE).

2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.

### **I-7 Les principaux champs [3] :**

#### **I-7-a Champ de HBK :**

Sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup>, ce champ est découvert en 1965, et mis en production en Janvier 1967. Le centre de production de HBK se compose de :

- Une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m<sup>3</sup>/jour.
- Une unité de stockage d'une capacité de 13000 m<sup>3</sup>/jour.
- Une unité de boosting gaz d'un million de m<sup>3</sup>/jour. Les unités de boosting gaz basse pression (BP), l'unité de gaz (U.T.G) à GUELLELA. Le gaz (HP, MP, BP) est récupéré à partir des lignes des torches existantes.
- Unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de station de déshuilage.



### **I-7-b Champ de BKH :**

Découvert en 1966, et s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>. Il a été mis en production en 1967 et il se compose de :

- Unité de séparation d'huile de 5000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de station gaz de 0,59 million m<sup>3</sup>/jour.
- Unité sa station de huilage.

Toute la production d'huile de BKH est expédiée vers le centre de production de HBK.

### **I-7-d Champ de GLA :**

Découvert en 1969, le champ de GLA s'étend sur une superficie de 35 Km<sup>2</sup> et se compose de :

- Unité de séparation d'huile d'une capacité de 5000 m<sup>3</sup>/ jour.
- Unité de stockage de 15000 m<sup>3</sup>/jour.
- Unité de boosting gaz de 762000 m<sup>3</sup>/ jour.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ 2,4 million m<sup>3</sup>/jour, sa capacité de récupération est estimée à 500 tonne/jour pour le GPL et 90 tonne/jour pour le condensat.

Cette unité de traitement contient une station de compression de gaz à 75 bars d'une capacité de 1,66 million m<sup>3</sup>/jour dont 65000 m<sup>3</sup>/jour sont comprimés à 140 bars pour les gaz lift des puits de la région, les volumes restants étant expédiés vers HASSI R'MEL auquel s'ajoutent 429000 tonne de GPL.

Unité de station d'injection d'eau à raison de 60000 m<sup>3</sup>/jour.

L'organigramme qui représente la région de HAUD BERKAOUI et représenté sur la figure I.3.

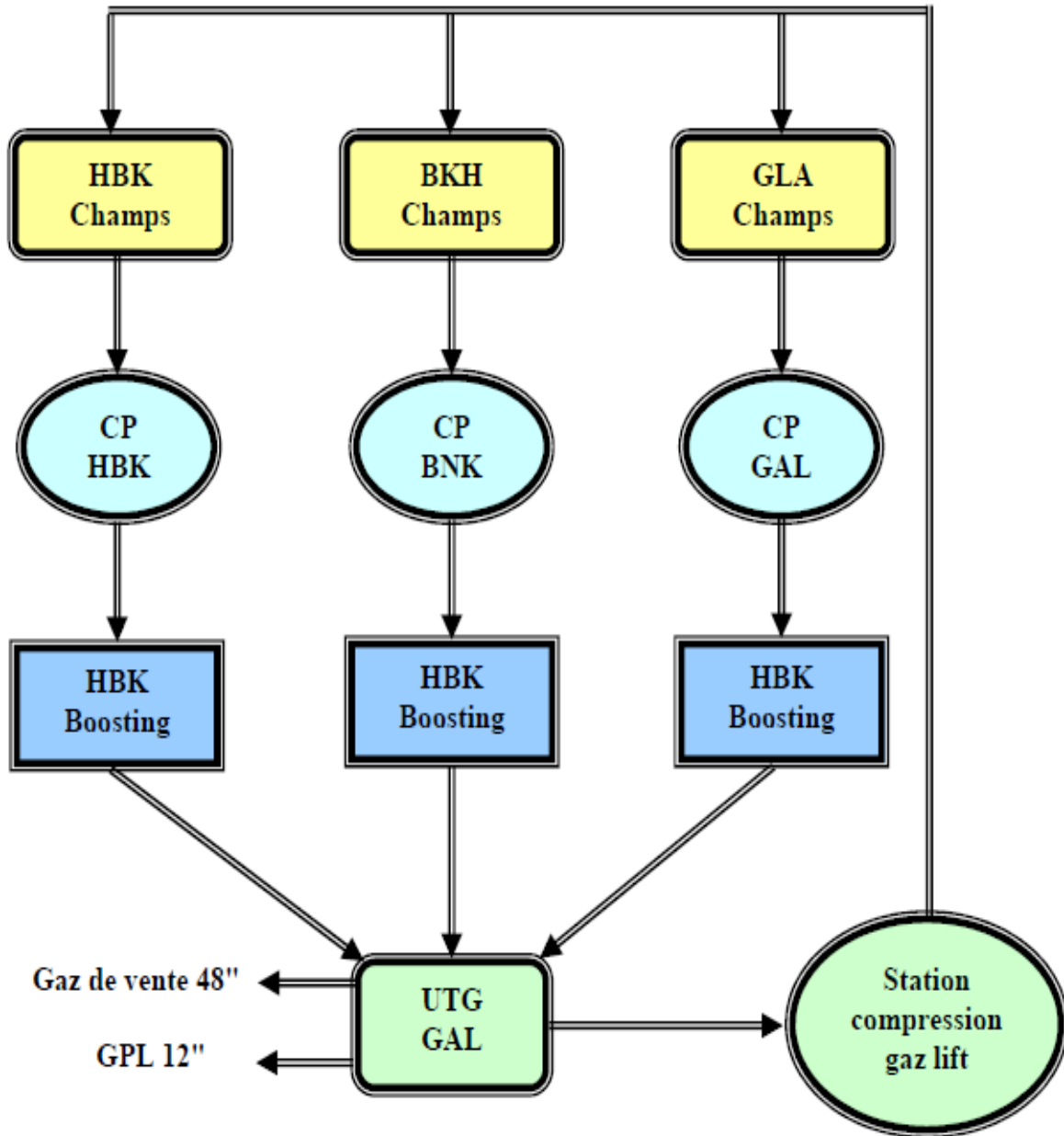


Figure I.3 : Organigramme des champs de la région de HAOUD BERKAOUI [3].

### I-8 Les activités de la Direction Régionale de HAOUD BERKAOUI [3]:

La région de HAOUD BERKAOUI fait partie de la division production. Ses principales activités sont essentiellement :

- La production du brut ;
- La récupération du gaz torché ;
- L'injection d'eau.

### **I-9 L'organisation et fonctionnement de la division maintenance :**

Elle occupe une place très importante dans la région : ceci se caractérise surtout par ses diverses activités, pour le bon fonctionnement des équipements d'exploitation.

Ses fonctionnements sont surtout d'ordre technique, électrique, mécanique et régulation.

Quatre services composés d'équipe jeune et dynamique activent au sein de cette division :

#### **I-9-a Service électricité :**

Chargé de tous les travaux de nature électrique tel que le réseau d'alimentation en énergie électrique, sous station électrique, équipement, appareillages..., la nature des travaux à la charge de ce service est à caractère : préventif, curatif, prédictif.

#### **I-9-b Service mécanique :**

Ce service prend en charge tous les travaux de nature mécanique tel que accouplement, alignement, chargement des parties défectueuses, réparation...

Il est composé de trois ateliers :

- Atelier mécanique : réparation des pannes de nature mécanique.
- Atelier usinage : équipé de machine outils.
- Atelier chaudronnier.

#### **I-9-c Service instrumentation :**

Il est chargé de l'entretien le contrôle et le suivi des instruments de régulation (en bon état de marche). Le service dispose de trois (3) cellules :

- Cellule régulation.
- Cellule électronique.
- Cellule télécommunication.

### **I-9-d Service méthode :**

Il est chargé de :

- La documentation technique.
- La présentation des pièces de rechange.
- L'établissement des rapports d'activité (hebdomadaire, mensuel, annuel).

### **I-10 Conclusion :**

Sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup>, le champ HBK découvert en mars 1965 par la CFPA (Compagnie française de pétrole algérien) par le forage du puits, est situé au sommet de l'anticlinal.

La mise en production de ce gisement a eu lieu en janvier 1967. La production HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m<sup>3</sup>/jour, d'une autonomie de stockage de 13000 m<sup>3</sup>/jour, d'une unité de boosting gaz de 1 million m<sup>3</sup>/jour, et d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m<sup>3</sup>/jour.

Notre étude a été réalisée au sein de la société nationale SONATRACK à la région de HAOUD BERKAOUI, dans la division de production, nous avons bénéficié d'un stage pratique pendant une durée de 15 jours (du 06 au 20 mai 2014), au sein du département de maintenance de l'unité de boosting gaz.

Cette unité contient deux compresseurs centrifuges ayant pour but d'augmenter la pression du gaz provenant de la station BENKAHLA à une pression de 29,8 bars, et de le refouler vers le champ de GUELLALA.

*Chapitre II :*  
*Les turbines*  
*à gaz*

### II-I Généralités sur les turbines à gaz :

#### II-I-1 Introduction :

La grande puissance, le bon fonctionnement ainsi que les hautes performances des turbines à gaz font d'elle un des moyens les plus sollicités pour l'entraînement des charges mécaniques. Les turbines utilisées aux centres industriels, sont des turbines à deux arbres.

Ces derniers possèdent deux roues mécaniquement indépendantes.

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne, dont le rôle est la reconversion de l'énergie thermique due à la combustion d'un hydrocarbure en énergie mécanique (couple mécanique sur l'arbre de la turbine). La turbine à gaz prend l'air atmosphérique et le comprime dans son propre compresseur, augmente la puissance énergétique de l'air dans sa chambre de combustion et convertit cette puissance en énergie mécanique utile pendant le processus de détente qui a lieu dans la section turbine.

L'énergie mécanique qui en résulte est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement en puissance utile à une machine réceptrice (alternateurs, pompes centrifuges, compresseurs de gaz...etc.).

#### II- I -2 Historique de la turbine à gaz :

Dans l'histoire de la turbine à gaz, on peut distinguer trois périodes :

En 1791, l'Anglais John Barber brevetait un appareil hybride puisque cette turbine à gaz comportait un compresseur alternatif. Pour les turboréacteurs, c'est le Français Lorin qui, en 1911, en fait breveter le principe.

Entre 1901 et 1906, les recherches des Français Armengaud et Le Male aboutissent au premier turbomoteur autonome avec un rendement global à 3%.

En 1930 : Brevets par Frank Whittle de moteurs à réaction d'aviation qui sont des turbines à gaz.

Les années 1950 : utilisation des turbines pour la production d'électricité avec un rendement de 30%.

Les années 60 : diminution du coût du gaz et l'utilisation des turbines à gaz se multiplie dans le domaine industriel notamment dans l'industrie pétrolier et de gaz.

Dans ce domaine, trois générations peuvent être classées, distinguées par les intervalles de température maximale (en °C) des gaz à l'entrée du premier étage du rotor de la turbine :

- 1<sup>e</sup> génération :  $760 < T_{\max} < 955$  °C
- 2<sup>e</sup> génération :  $955 < T_{\max} < 1124$  °C
- 3<sup>e</sup> génération :  $1149 < T_{\max} < 1288$  °C

Evidemment, l'augmentation de la température d'entrée à la première turbine a eu comme effet une augmentation du rendement thermodynamique, qui est passé des valeurs inférieures à 20% dans les premières machines, à des valeurs courantes supérieures à 40% (turbine à gaz LM6000).

### **II-I-3 Principales applications :**

Chaque cas d'application d'une turbine à gaz comprend un nombre important de paramètres de définitions spécifiques : type de combustible, durée de fonctionnement par an, températures extérieures extrêmes, montage, nuisances, etc. Il en résulte qu'une installation de turbine à gaz doit être personnalisée afin de répondre aux conditions d'exploitation envisagées.

Étudions tout d'abord les utilisations principales avant de passer en revue, au paragraphe suivant, les critères servant de base de réflexion pour choisir le dimensionnement d'une installation.

#### **II-I-3-a Utilisation des turbines à gaz pour la propulsion :**

L'utilisation de la turbine à gaz dans l'aviation (avions, hélicoptères) est bien connue. Dans le domaine des transports civils et militaires, les turbines à gaz sont également

utilisées pour la propulsion, car elles permettent d'obtenir de grandes puissances avec des poids et dimensions faibles par rapport à ceux des moteurs diesels.

### **II-I-3-b Production combinée chaleur-force :**

Ce type d'application permet d'économiser les dépenses d'énergies. Le couple de force peut servir à l'entraînement d'une machine réceptrice et la chaleur peut servir pour le chauffage, séchage, production de vapeur pour un process industriel. Le principe de cette application peut être encore poussé plus loin pour obtenir des installations industrielles dites à énergie totale où la turbine à gaz peut fournir simultanément trois formes d'énergie : électrique (alternateur), pneumatique (par prélèvement d'air sur le compresseur), calorifique (récupérateur de chaleur des gaz d'échappement). Le rendement de telles installations est ainsi fortement revalorisé et peut atteindre 50 à 60%.

### **II-I-3-c Production d'électricité :**

Cette application est extrêmement courante : l'arbre de la turbine entraîne un réducteur dont l'arbre à petite vitesse entraîne un alternateur (voir Figure II-1). Le système mécanique est simple et peut être comparé à un groupe turboalternateur à vapeur. Produire uniquement de l'électricité avec une turbine à gaz n'est intéressant que pour des conditions d'exploitation imposant ce système.



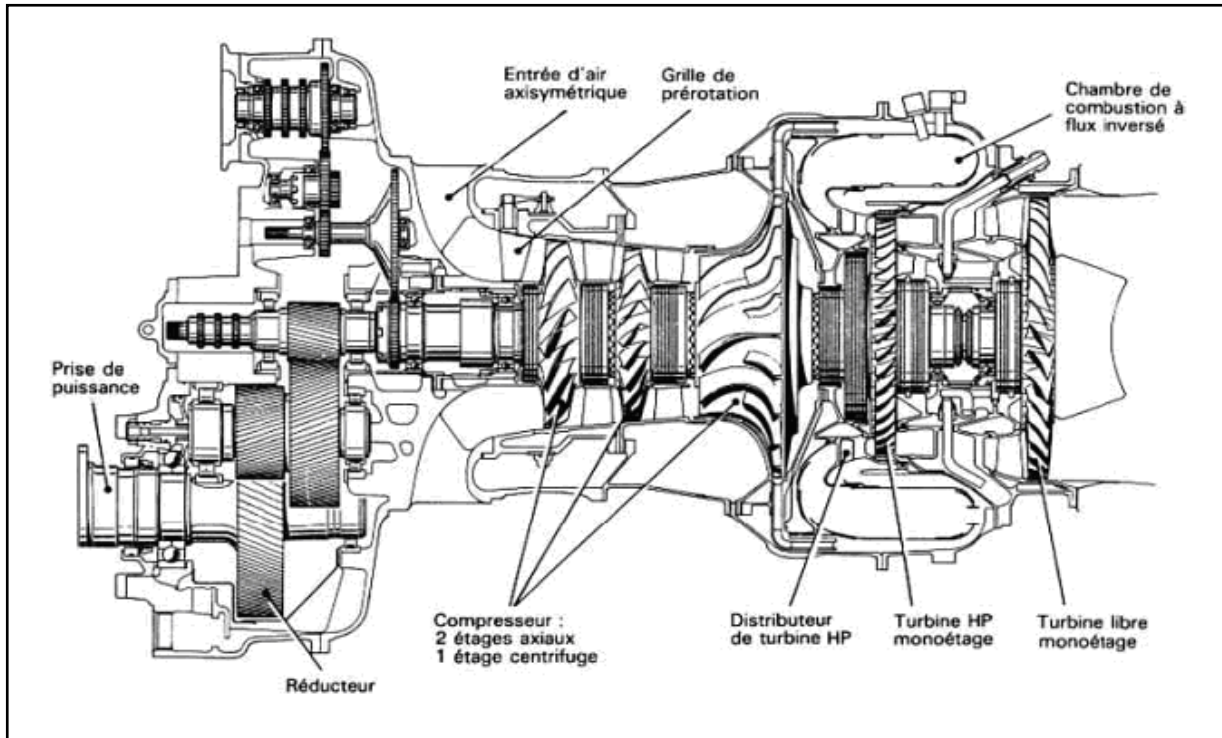


Figure II-1 : Turbomoteur à turbine libre TM 333

### II-I-3-d Pompage et compression :

Dans tous les types d'applications étudiés, il est tout à fait possible de remplacer l'alternateur entraîné par une pompe, par un compresseur ou une soufflante.

### II-I-4 Classification des turbines à gaz :

On peut classer les turbines selon différents points (figure II-2) :

- Par le mode de travail.
- Par le mode de fonctionnement thermodynamique.
- Par le mode de construction.

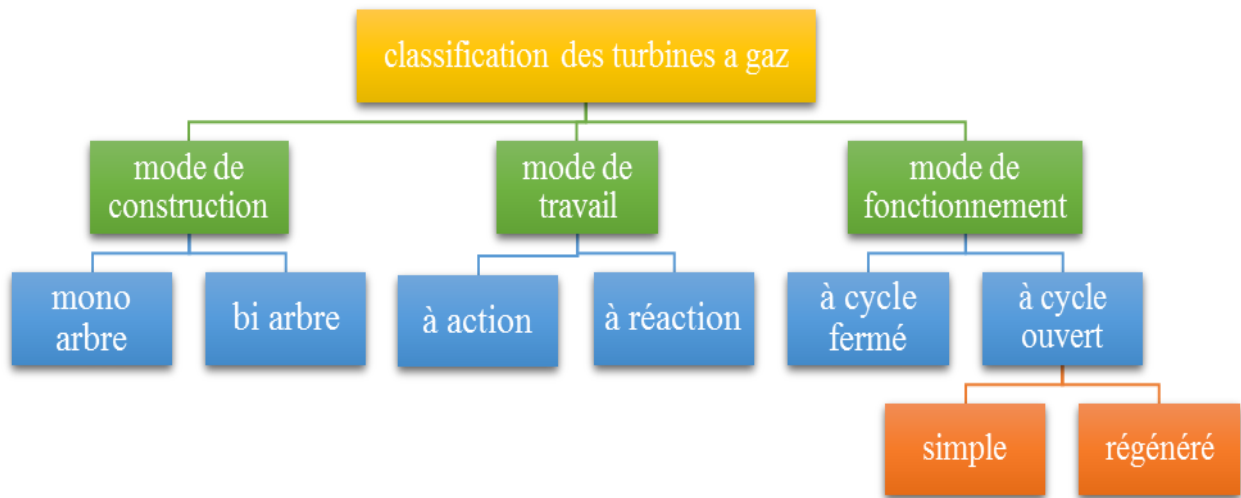


Figure II-2 : Organigramme de la classification des turbines à gaz.

### II-I-4-1 Par le mode de construction :

#### II-I-4-1-a Turbine mono-arbre (un seul arbre) (figure II-3) :

Le compresseur et les sections de la turbine sont montés sur un même arbre ce qui permet de tourner à la même vitesse.

Ce type est utilisé pour les applications qui n'ont pas besoin des variations de vitesse telle que l'entraînement des génératrices pour la production de l'électricité.

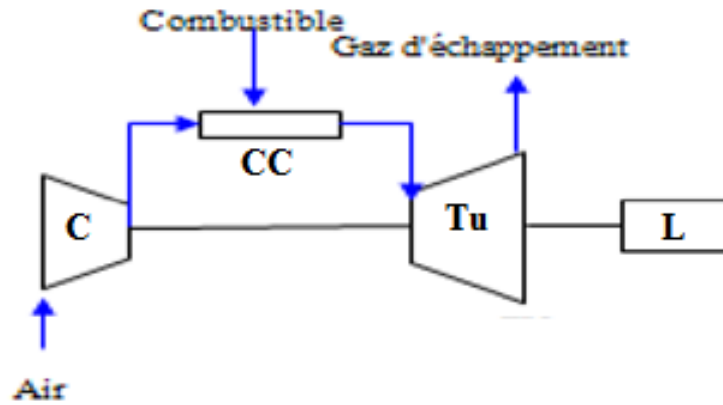
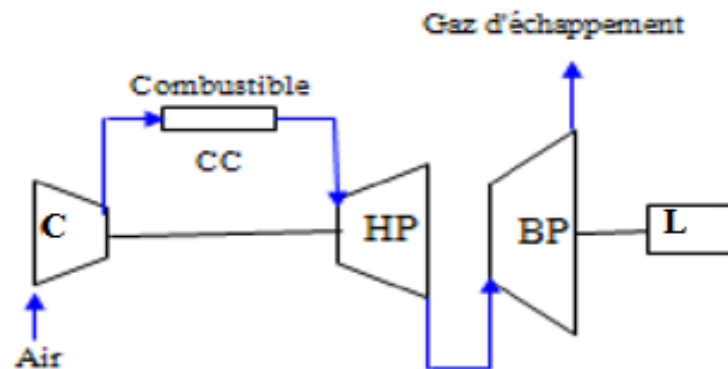


Figure II-3 : Schéma de la turbine à un seul arbre.

### II-I-4-1-b Turbine bi-arbre (deux arbres) (figure II-4) :

Contrairement à la turbine à gaz, à un seul arbre, les deux sections de turbine ne sont pas reliées mécaniquement ce qui leur permet de tourner à des vitesses différentes.

Ce type est utilisé dans les applications qui demandent une large variation de vitesse telle que l'entraînement des compresseurs.



CC : chambre de combustion.

BH : turbine basse pression.

C : compresseur.

L : charge.

HP : turbine haut pression.

Figure II-4 : Schéma de la turbine bi-arbre.

### II-I-4-2 Par le mode de travail :

On distingue deux types de turbine :

#### II-I-4-2-a Turbine à action :

Où l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans la roue se fait sans variation de pression statique  $p_1 > p_2 = p_3$ .

#### II-I-4-2-b Turbine à réaction :

Une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique. L'évolution des gaz dans la roue se fait avec variation de la pression statique  $p_1 > p_2 > p_3$ . le taux de réaction  $\epsilon$  caractérisera le pourcentage d'énergie thermique totale.

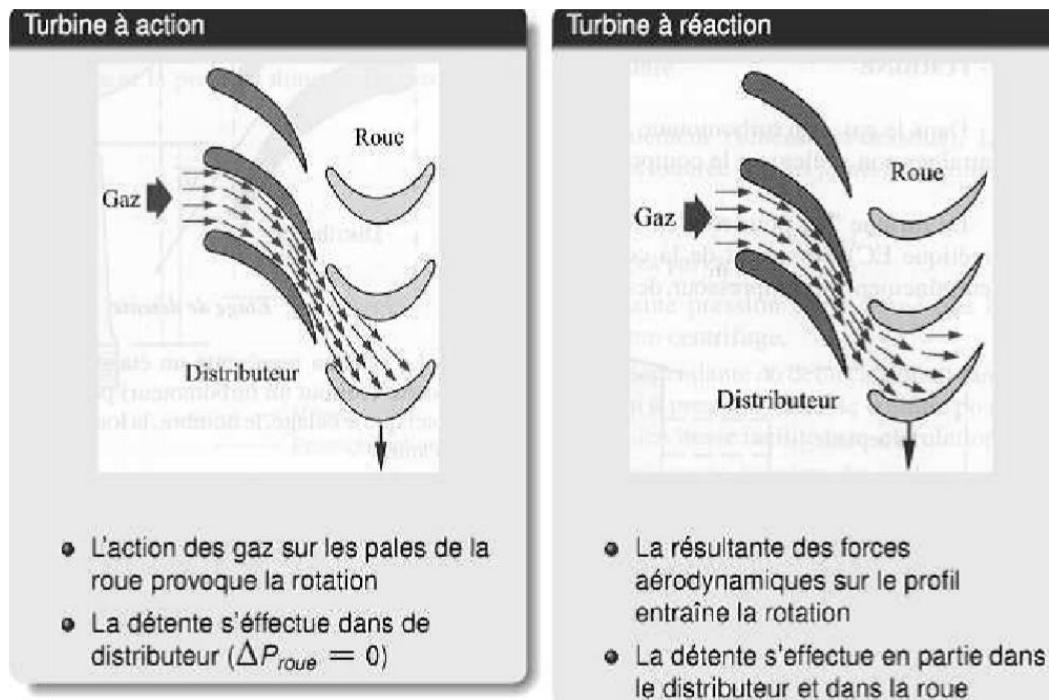


Figure II-5 : Schéma de turbine à action et turbine à réaction.

### II-I-4-3 Par le mode de fonctionnement thermodynamique :

Il existe deux cycles thermodynamiques (figure II-6) :

#### II-I-4-3-a Turbine à gaz à cycle fermé :

Dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle.

#### II-I-4-3-b Turbine à gaz à cycle ouvert :

C'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère, ce type de turbine qui est le plus répandu se divise en deux classes :

- ✓ Turbine à cycle simple : c'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique, après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont perdus dans l'atmosphère à travers l'échappement.
- ✓ Turbine à cycle régénéré : c'est une turbine dont le cycle thermodynamique fait intervenir plusieurs fluides moteurs dans le but d'augmenter le rendement de l'installation.

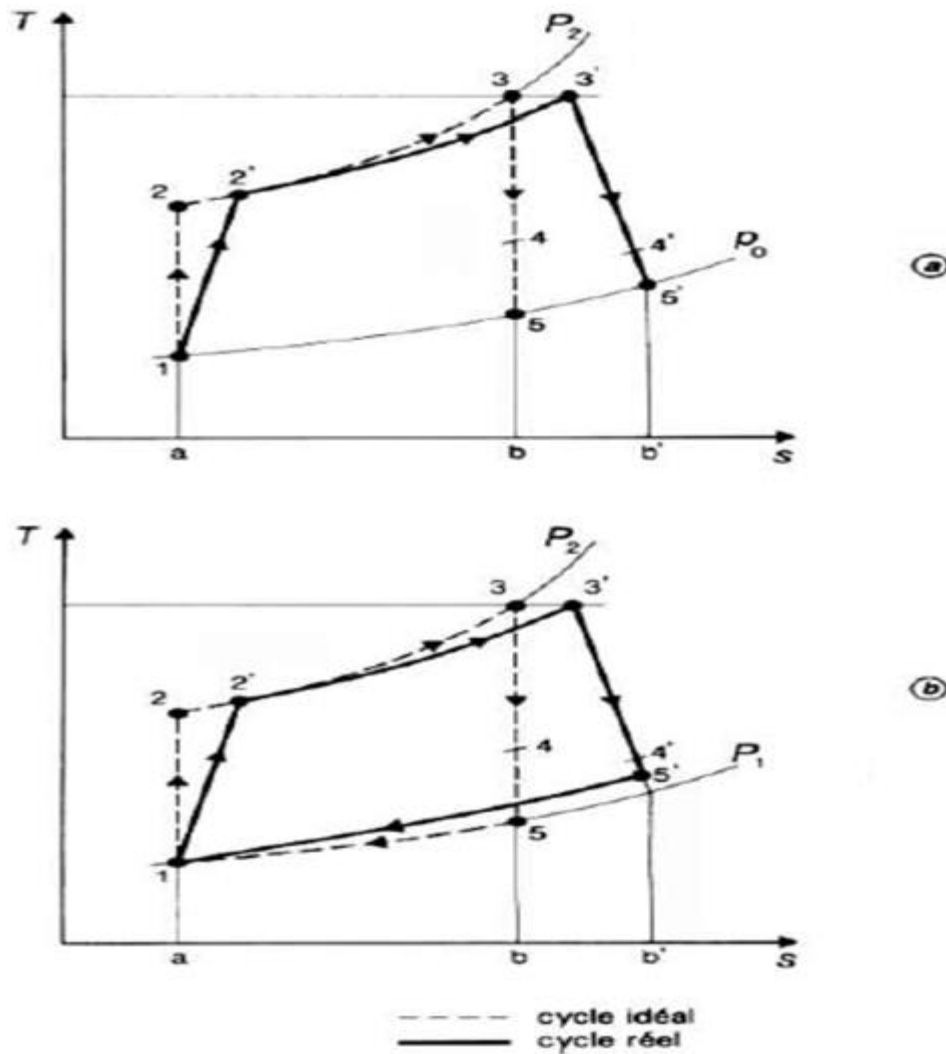


Figure II-6 : Représentation de cycle fermé (b) et ouvert (a).

### II-I-5 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz :

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- elle extrait de l'air du milieu environnant.
- elle le comprime à une pression plus élevée.
- elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- elle achemine de 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 à la machine

conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre côté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine.

➤ elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.

➤ La Figure II-7 montre les variations de pression et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées ci-dessus.

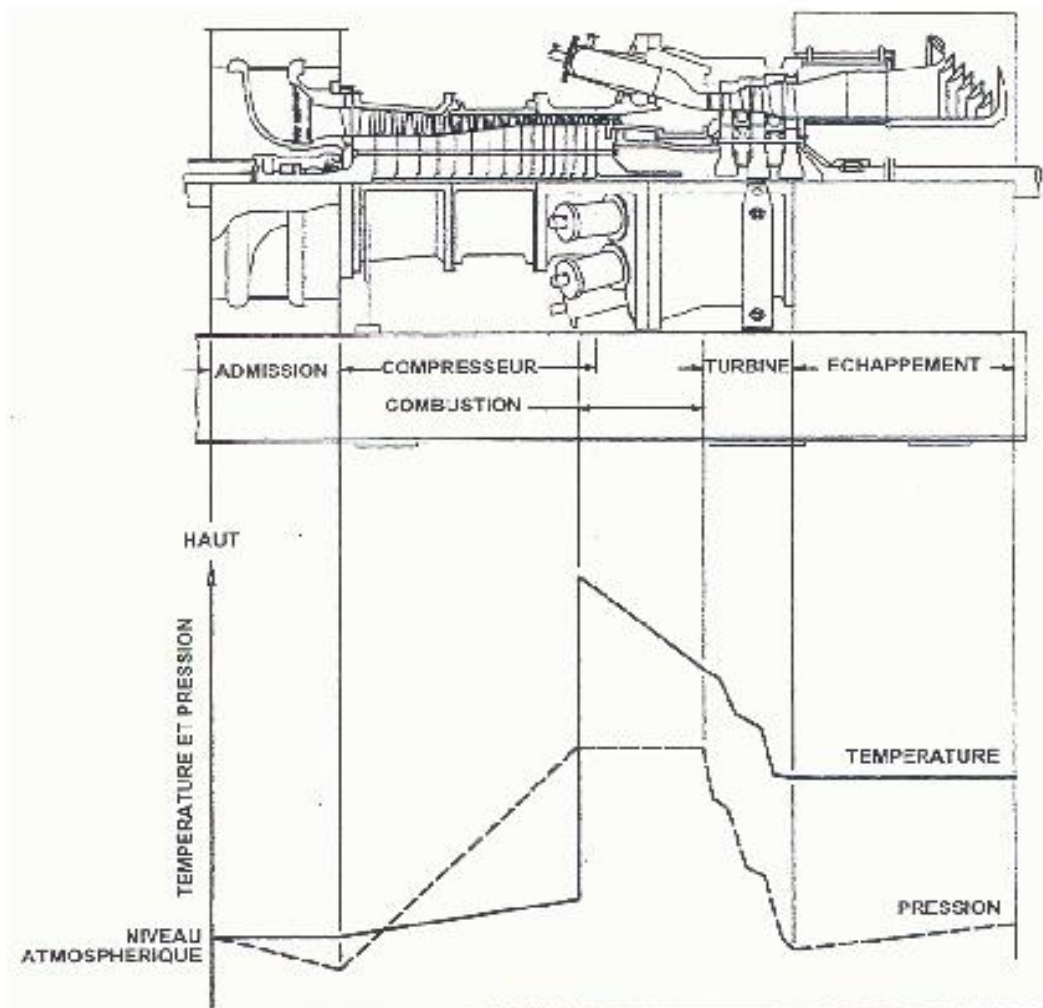


Figure II-7 : Variations de pression et de température dans les différentes sections de la turbine.

### II-I-6 Avantages et inconvénients des turbines à gaz :

#### II-I-6-1 Avantages :

Une puissance élevée dans un espace restreint dans lequel un groupe diesel de même puissance ne pourrait pas être logé.

A l'exception de démarrage et arrêt, la puissance est produite d'une façon continue.

Démarrage facile même à grand froid.

Possibilité de fonctionnement à faible charge.

#### II-I-6-2 Inconvénients :

Au-dessous d'environ 3000 KW, prix d'installation supérieur de celui d'un groupe diesel.

Rendement inférieur à celui d'un moteur diesel (cycle simple). A titre indicatif : 28 à 33 % pour une turbine de 3000 KW, 32 à 38 % pour un groupe diesel.

### II-I-7 Le cycle théorique des installations des turbines à gaz (figure II-8) :

Les cycles de l'installation de turbine à gaz (I.T.G) sont divers, d'après l'utilisation du fluide moteur dans le cycle, on distingue d'abord le cycle fermé et le cycle ouvert.

Dans l'installation de turbine à gaz à cycle ouvert le fluide moteur après avoir fourni le travail s'échappe dans le milieu ambiant (comme dans les moteurs à combustion interne) et au contraire, dans l'installation de turbine à gaz à cycle fermé le fluide moteur (air ou l'autre gaz) circule constamment dans le contour et accomplit le cycle fermé.

D'après le cycle thermodynamique on peut citer les I.T.G simples, les I.T.G avec refroidissement et échauffement intermédiaires.

En ce qui concerne l'apport de chaleur, il existe deux types d'I.T.G : I.T.G à apport de chaleur à la pression constante et I.T.G à apport de chaleur au volume constant.



Dans les installations des turbines à gaz modernes, on utilise principalement l'apport de chaleur à  $p = \text{constante}$ .

C'est pourquoi on commence par étudier les I.T.G à apport de chaleur à  $p = \text{constante}$  et qui fonctionne d'après le cycle ouvert.

Les installations de turbines à gaz les plus simples comprennent les éléments suivants : pompe d'alimentation de combustible, compresseur d'air, chambre de combustion et turbine à gaz.

La turbine à gaz et le compresseur se trouvent sur le même arbre, Le compresseur aspire l'air atmosphérique, le comprime puis l'envoie vers la chambre de combustion, dans cette chambre à la pression constante le combustible pulvérisé brûle et le fluide moteur reçoit une quantité de chaleur. La température des gaz augmente, puis ces gaz pénètrent dans la turbine à gaz et au cours de la détente des gaz, l'énergie thermique est transformée en énergie cinétique et celle-ci se transforme à son énergie mécanique.

Considérons le cycle thermodynamique d'I.T.G sans tenir compte des pertes dans la turbine et dans le compresseur. Un tel cycle s'appelle cycle théorique.

Le compresseur aspire et comprime l'air (transformation adiabatique 1-2), puis, on a l'apport de chaleur dans la chambre de combustion à la pression constante.

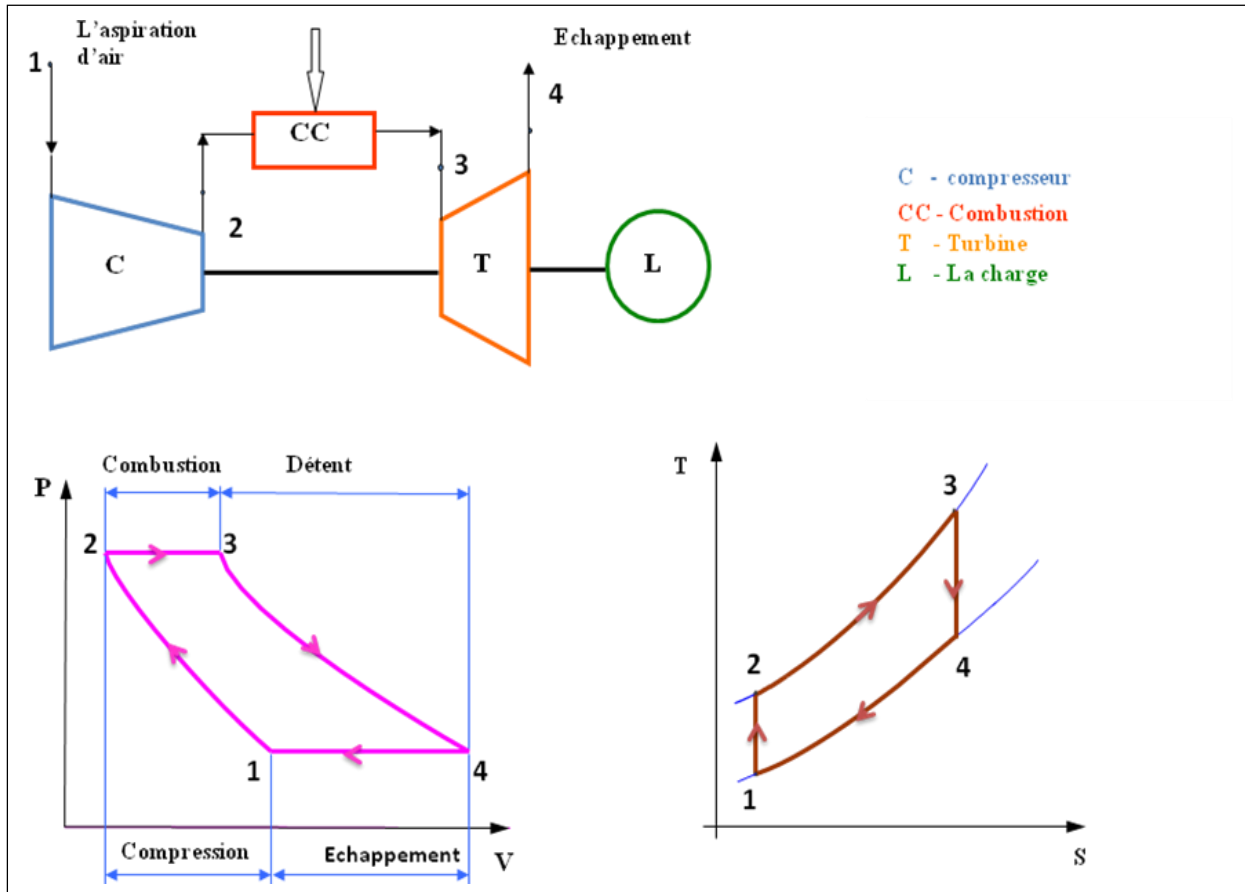


Figure II-8 : Cycle de Brayton.

1-2 : compression isentropique.

2-3 : combustion isobare.

3-4 : détente isentropique.

4-1 : Echappement.

La température des gaz augmente dans la chambre de combustion de  $T_2$  jusqu'à  $T_3$ , après cela les gaz se détendent adiabatiquement dans la turbine de la pression  $p_3$  jusqu'à la pression atmosphérique  $p_4$ .

Au cours de la détente des gaz dans la turbine l'énergie potentielle se transforme en énergie cinétique et puis dans les aubes mobiles l'énergie cinétique se transforme en énergie mécanique, c.-à-d. en énergie de rotation du rotor de la turbine.

### II-II Turbine à gaz DR 990 [4]:

#### II-II-1 Description de la turbine à gaz DR990 :

La turbine à gaz DR990, a une constitution modulaire afin de faciliter le remplacement des éléments usés et de diminuer le temps d'intervention sur site.

Sa puissance nominale est de 4400 KW [4].

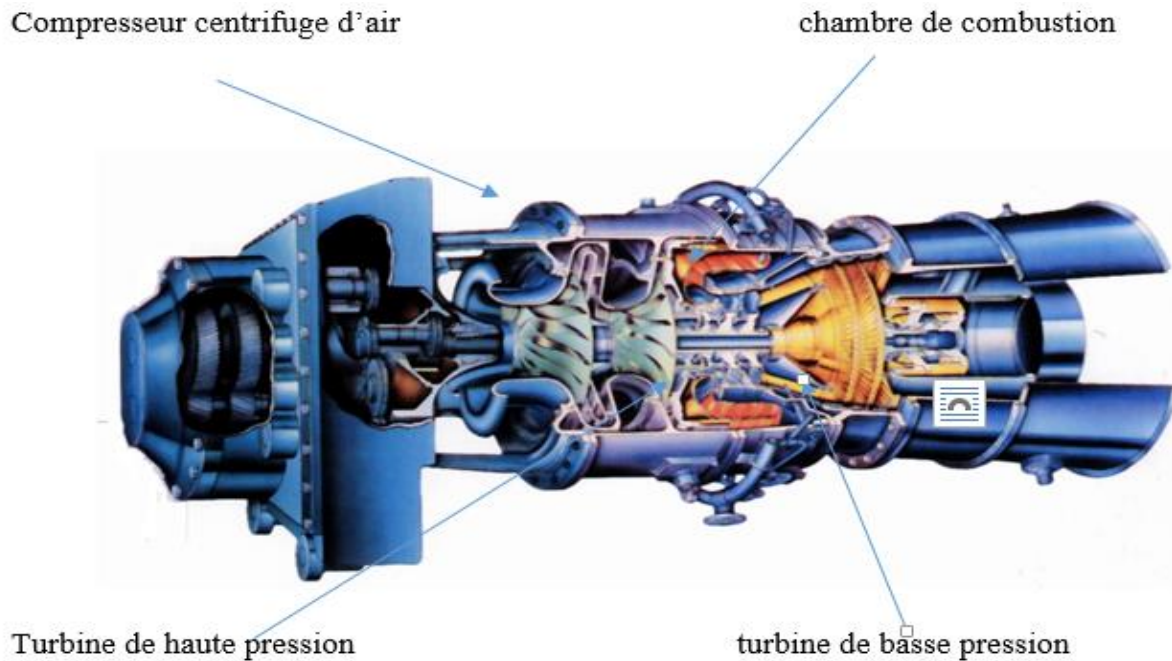


Figure II-9 : Vue d'ensemble de turbine à gaz DR 990.

Elle se compose de (figure II-9) :

- Système d'admission.
- Génératrice de gaz.
- Turbine axiale de puissance.
- Système d'échappement.

#### II-II-2 Système d'admission :

Le but du système d'admission d'une turbine à gaz est de :

- ✓ Diriger l'air de combustion vers la section d'admission du compresseur.

- ✓ Alimenter le turbomoteur par la quantité demandée d'air avec le minimum de perte de charge (pression totale) et avec un maximum d'homogénéité de répartition de pression totale sur la section d'entrée compresseur.
- ✓ Débarrasser l'air admis des impuretés en suspension (poussière) qui peuvent endommager les parties tournantes (compresseur, turbine...).

Le système d'admission de la turbine à gaz comprend les éléments principaux (figure II-10) suivants :

- Filtre d'air.
- Conduit.
- Silencieux.
- Coude.
- Caisse d'admission.

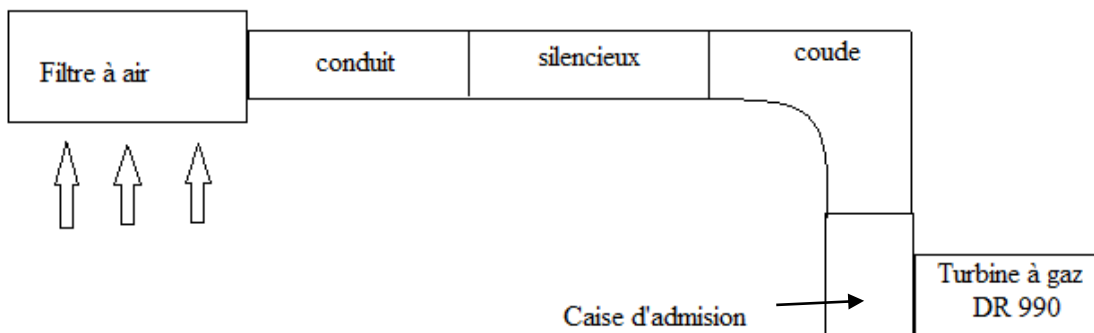


Figure II-10 : Système typique d'admission.

### II-II-3 Génératrice de gaz :

Elle est composée de trois éléments essentiels (figure II-9) :

- Compresseur centrifuge.
- Chambre de combustion.
- Turbine de haute pression.

### II-II-4 Compresseur centrifuge :

Le compresseur centrifuge est composé de deux étages constituant le rotor (Figure II-11) :

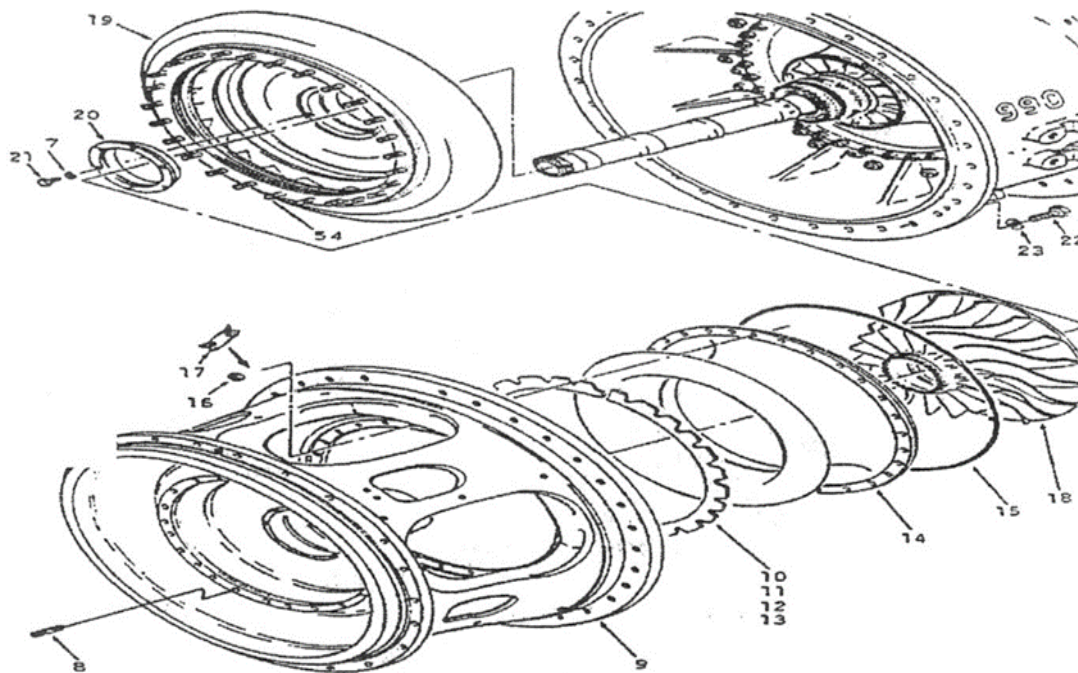
Chaque étage est composé de [4] :

#### II-II-4-a Un impulseur :

La rotation de l'impulseur permet d'aspirer l'air de la caisse d'admission. L'air est ensuite envoyé radialement à travers les espaces disponibles entre les aubes puis à travers le diffuseur en sortant de ce dernier à très grande vitesse.

#### II-II-4-b Un diffuseur :

Le diffuseur est un conduit divergent qui entoure l'impulseur. Il convertit la grande vitesse, acquise par l'air dans l'impulseur, en pression.



7,23 : rondelle

19 : diffuseur

21,22 : boulon mécanique

10, 11, 12,13 : cale de roue

18 : roue compresseur

14,20 : virole

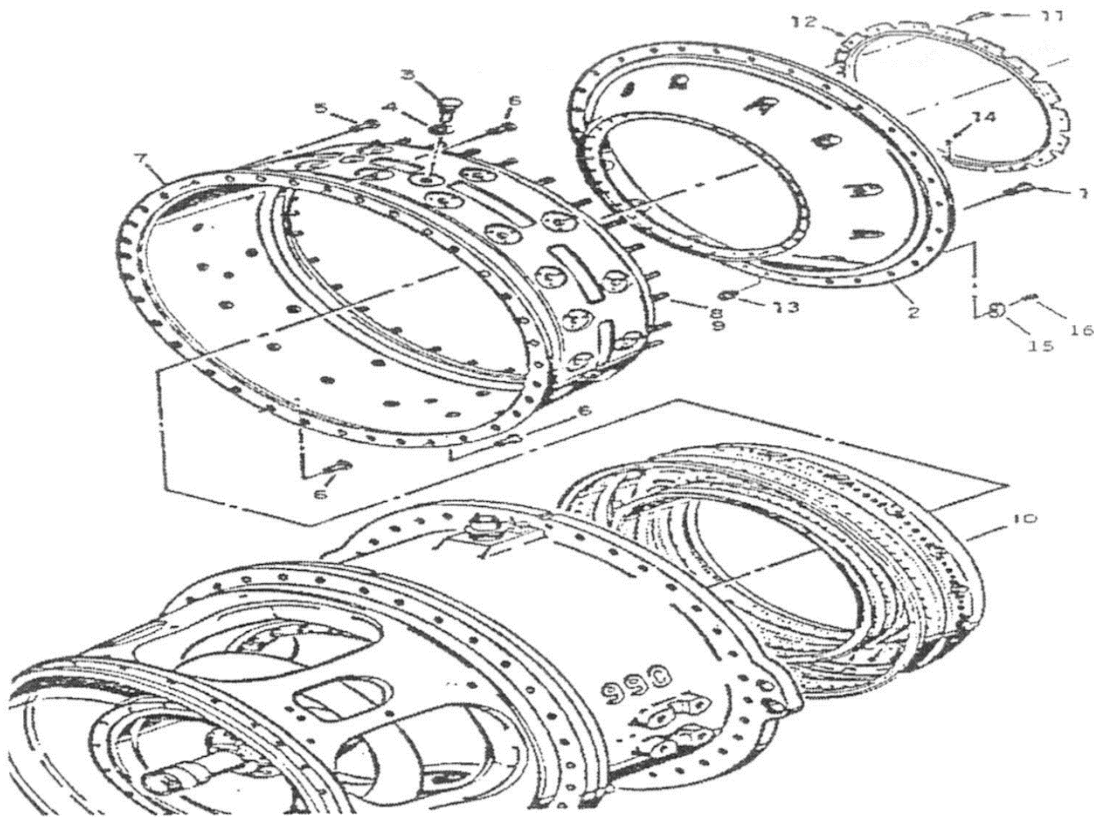
9 : logement

Figure II-11 : Ensemble générateur de gaz (extrémité avant) [5].

### II-II-5 Chambre de combustion (figure II-12) :

La chambre de combustion est de type annulaire, fixée sur le carter. L'air provenant du deuxième étage du compresseur centrifuge passe à travers des fentes (air primaire) et des trous (air secondaire).

L'air primaire est mélangé avec le gaz naturel qui arrive lui à travers 18 buses injectrices introduites dans la chambre par des trous disponibles à des distances égales sur la circonférence. L'allumage est assuré par deux bougies disposées diagonalement ( $180^\circ$ ). L'air secondaire sert au refroidissement du métal.



1, 3, 5, 6, 11 : boulon

12 : dispositif de retenue

2 : support

8 : bague de blocage

14 : goujon droit

15 : clavette

10 : chambre de combustion

16 : vis à tôle

7 : carter

13 : écrou

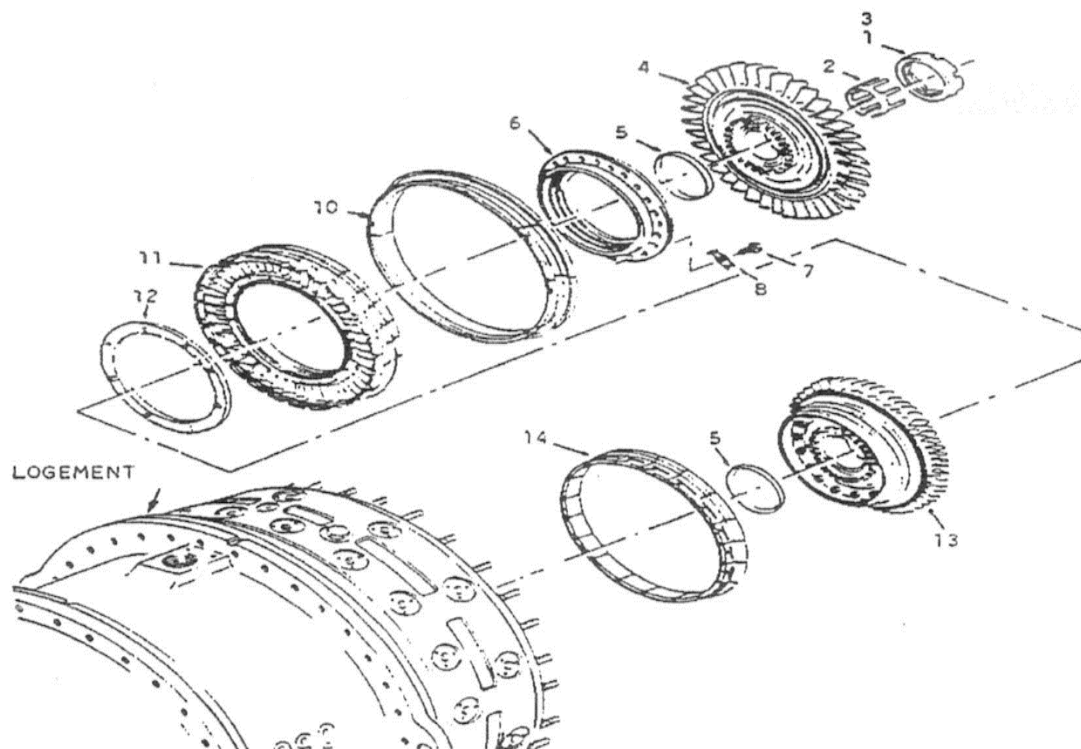
4 : rondelle

Figure II-12 : Chambre de combustion du générateur de gaz [5].

### II-II-6 Section turbine :

#### II-II-6-a Turbine de haute pression :

La turbine à haute pression est composée de trois étages montés sur le même arbre du compresseur centrifuge. Elle assure une première détente des gaz brûlés en produisant l'énergie mécanique nécessaire à l'entraînement du compresseur (figure II-13).



1 : écrou cylindrique

2 : clavette multiple

4 : ensemble roue

5 : bague

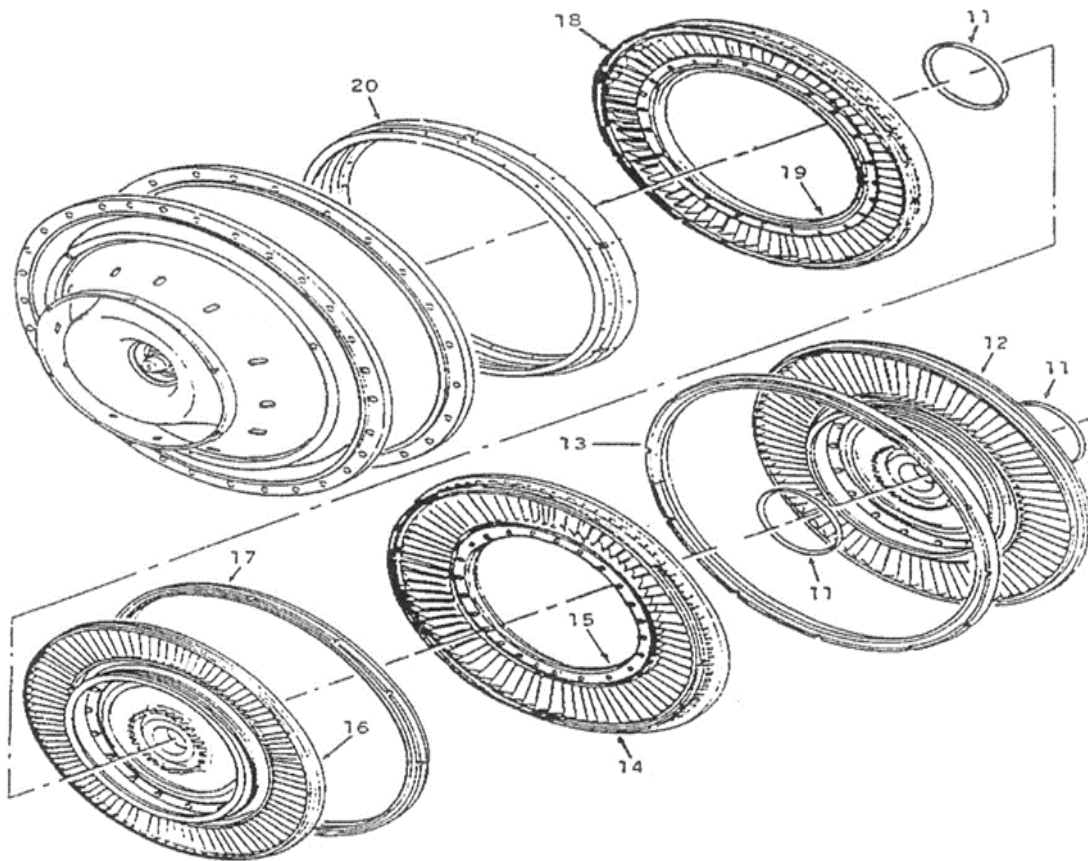
6 : joint

7 : boulon

Figure II-13 : Ensemble générateur de gaz (extrémité arrière) [5].

#### II-II-6-b Turbine de puissance (figure II-14) :

La turbine de puissance est composée de trois étages, montés sur un deuxième arbre qui est celui de la machine réceptrice. Elle assure une deuxième détente des gaz brûlés en livrant l'énergie mécanique nécessaire à la rotation de la machine réceptrice.



11 : bague

12,16 : disque-pale

13 : segment

14,18 : stator

15,19 : ensemble joint

17 : segment virole

20 : bague de retenue

Figure II-14 : Ensemble turbine de puissance [5].

### II-II-7 Section d'échappement :

Le système d'échappement sert à expulser à l'atmosphère, les gaz d'échappement après la détente dans la turbine à gaz. Le système d'échappement d'une turbine à gaz comprend les éléments principaux suivants :

- Caisse d'échappement.
- Silencieux d'échappement.
- Cheminée.



### II-II-8 Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons conclu que la turbine à gaz est un moteur à combustion interne. De tous les points de vue, elle peut être considérée comme système autosuffisant, elle aspire et comprime l'air atmosphérique dans son compresseur axial, augmente la puissance énergétique de l'air comprimé dans sa chambre de combustion, en utilisant la chaleur dégagée par la combustion, et convertit cette puissance thermique en énergie mécanique utile pendant le processus de détente qui a lieu dans la section turbine.

*Chapitre III :*  
*Calcul de la turbine*  
*à gaz DR 990*

### III-1 Introduction :

### III-2 Cycle thermodynamique réel de la turbine à gaz :

La turbine à gaz DR990 fonctionne selon le cycle thermodynamique de Joule comme il est représenté par le diagramme (T-S) [4], de la (figureIII-1) :

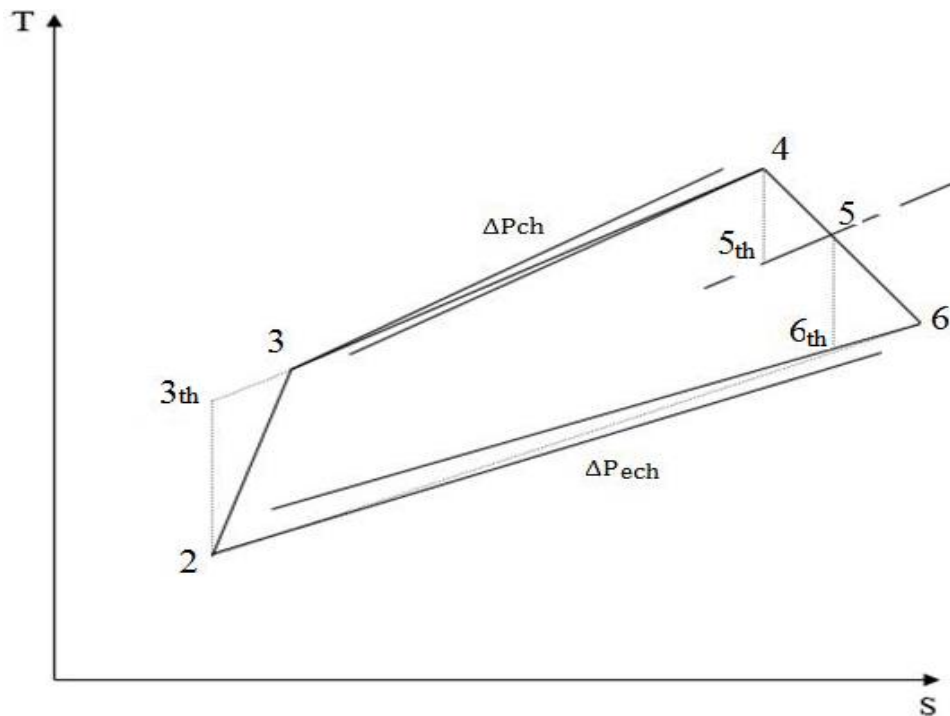


Figure III-1 : Cycle réel de turbine à gaz à deux lignes d'arbre.

- Le segment (2-3) représente une compression réelle avec une température  $T_3$  supérieure à  $T_{3th}$  qu'aurait donné une compression isentropique.
- Le segment (3-4) représente la combustion qui se fait à pression constante à une perte de charge  $\Delta P_{ch}$  près de la chambre de combustion.
- Le segment (4-5) représente la détente dans la turbine (HP) elle se fait avec une dissipation d'énergie à travers les parois, la température de détente  $T_5$  est supérieure à  $T_{5th}$  qu'aurait donnée une détente isentropique.
- Le segment (5-6) représente la détente dans la turbine (BP), la température  $T_6$  finale est supérieure à  $T_{6th}$ .

La pression  $p_6$  est légèrement supérieure à celle atmosphérique ce qui pousse les gaz de combustion vers l'atmosphère (échappement).

**III-3 Détermination de chaleur massique :**

Les chaleurs massiques des gaz réels sont fonction des paramètres d'état (T-P). Dans les calculs pratiques, on néglige l'influence de la pression, lorsqu'elle est inférieure à 20 bars, sur la chaleur massique Cp de l'air ; ainsi on [6] :

Pour  $T < 1300^\circ\text{K}$  on a :

$$C_p = 0.9648 + 0.099 * \frac{T}{1000} \left[ \frac{\text{KJ}}{\text{Kg} * \text{K}} \right] \quad (\text{III-1})$$

La variation d'enthalpie au cours de la compression adiabatique (2-3) s'exprime comme suit :

$$h_3 - h_4 = C_{p(T_3)} * (T_3 - 273.15) - C_{p(T_4)} * (T_4 - 273.15)$$

En introduisant la chaleur massique moyenne de convention  $C_{p(T_3, T_4)}$  dans l'intervalle de température  $T_3 - T_4$  on a :

$$\begin{aligned} h_3 - h_4 &= C_{p(T_3, T_4)} * (T_3 - T_4) \\ &= C_{p(T_3)} * (T_3 - 273.15) - C_{p(T_4)} * (T_4 - 273.15) \end{aligned}$$

D'où :

$$C_{p(T_3, T_4)} = \frac{C_{p(T_3)} * t_3 - C_{p(T_4)} * t_4}{T_{(3)} - T_{(4)}} \quad (\text{III-2})$$

Avec :  $t = T - 273.15$

**III-4 Partie compresseur :****III-4-1 Pression de l'air :**

A l'admission du compresseur, la pression de l'air est estimée à :

$$p_2 = p_1 - \Delta p_a \quad (\text{III-3})$$

Ou  $p_1$  est la pression atmosphérique à l'endroit où la turbine est implantée. Elle est exprimée en fonction de l'altitude (Z) comme suit [7] :

$$p_1 = p * \left[ 1 - \frac{0.0065 * Z}{288.5} \right]^{5.31} \quad (\text{III-4})$$

Pour notre turbine, on a [7] :

$$p = 1.013 \text{ bars}$$

$$Z = 222 \text{ m [7]}$$

$$p_1 = 0.9863 \text{ bars}$$

$$\Delta p_a = 100 \text{ mm H}_2\text{O} = 0.01 \text{ bars}$$

Donc :

$$p_2 = 0,9765 \text{ bars}$$

Le tableau suivant présente les valeurs affichées sur l'écran de la salle de contrôle qui concerne la turbine :

|                                |                    |
|--------------------------------|--------------------|
| Date /Heur                     | 15/05/2014 à 18h00 |
| Température T <sub>2</sub> [K] | 288.15             |
| Température T <sub>3</sub> [K] | 523.15             |
| Température T <sub>4</sub> [K] | 1073.40            |
| Température T <sub>5</sub> [K] | 857.15             |
| Température T <sub>6</sub> [K] | 697.46             |
| Vitesse GG [tr/min]            | 16200              |
| Vitesse BP [tr/min]            | 6880               |
| Pression p <sub>3</sub> [bars] | 7.5                |
| Ouverture de la vanne FCV      | 16.8               |

Tableau III-1 : Tableau des données [9].

D'après (III-1) on obtient :

$$\text{Pour } T_2 = 288.15 \text{ K} \quad , \quad C_{p_{T_2}} = 0.9985 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

$$\text{Et pour } T_3 = 523.15 \text{ K} \quad , \quad C_{p_{T_3}} = 1.0202 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

Et de (III-2) on aura :

$$Cp_{(T_2,T_3)} = 1.0180 \text{ KJ}/(\text{Kg} * \text{K})$$

La relation de Mayer donne le coefficient isentropique moyen de l'air comme suit :

$$\gamma_{23} = \frac{Cp_{(T_2,T_3)}}{Cp_{(T_2,T_3)} - R} \quad (\text{III-5})$$

R : constante caractéristique de l'air ( $R = 0.287 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$ )

$$\gamma_{23} = 1.3926$$

On calcul la température théorique à partir de la relation suivante :

$$T_{3th} = T_2 * \left(\frac{p_3}{p_2}\right)^{\frac{(\gamma_{23}-1)}{\gamma_{23}}} \quad (\text{III-6})$$

$$T_{3th} = 288,15 * \left(\frac{7.5}{0.9765}\right)^{\frac{(1.3926-1)}{1.3926}} = 511.94 \text{ K}$$

### **III-4-2 Détermination du travail et le rendement du compresseur :**

#### **III-4-2-1 Travail de compresseur :**

Le travail de compression par unité de masse :

$$W_c = Cp_{(T_3,T_2)} * (T_3 - T_2) \quad (\text{III-7})$$

$$W_c = 1.0180 * (523.15 - 288.15)$$

$$W_c = 239.23 \text{ KJ}/\text{Kg}$$

#### **III-4-2-2 Rendement du compresseur :**

Le rendement de compresseur égal :

---

$$\eta_c = \frac{T_{3th} - T_2}{T_3 - T_2} \quad (\text{III-8})$$

$$\eta_c = \frac{511.94 - 288.15}{523.15 - 288.15} = 0.9522$$

$$\eta_c = 95.22 \%$$

#### **III-4-3 Détermination le taux de compresseur :**

$$\tau_c = \left( \frac{T_{3th}}{T_2} \right)^{\frac{\gamma_{23}}{(\gamma_{23} - 1)}} \quad (\text{III-9})$$

$$\tau_c = \left( \frac{511.94}{288.15} \right)^{\frac{1.3926}{0.3926}} = 7.68$$

$$\tau_c = 7.68$$

#### **III-4-4 Détermination la puissance du compresseur :**

$$P_c = W_c * \dot{m}_{air} \quad (\text{III-10})$$

On trouve  $\dot{m}_{air}$  par (Figure III-2) :

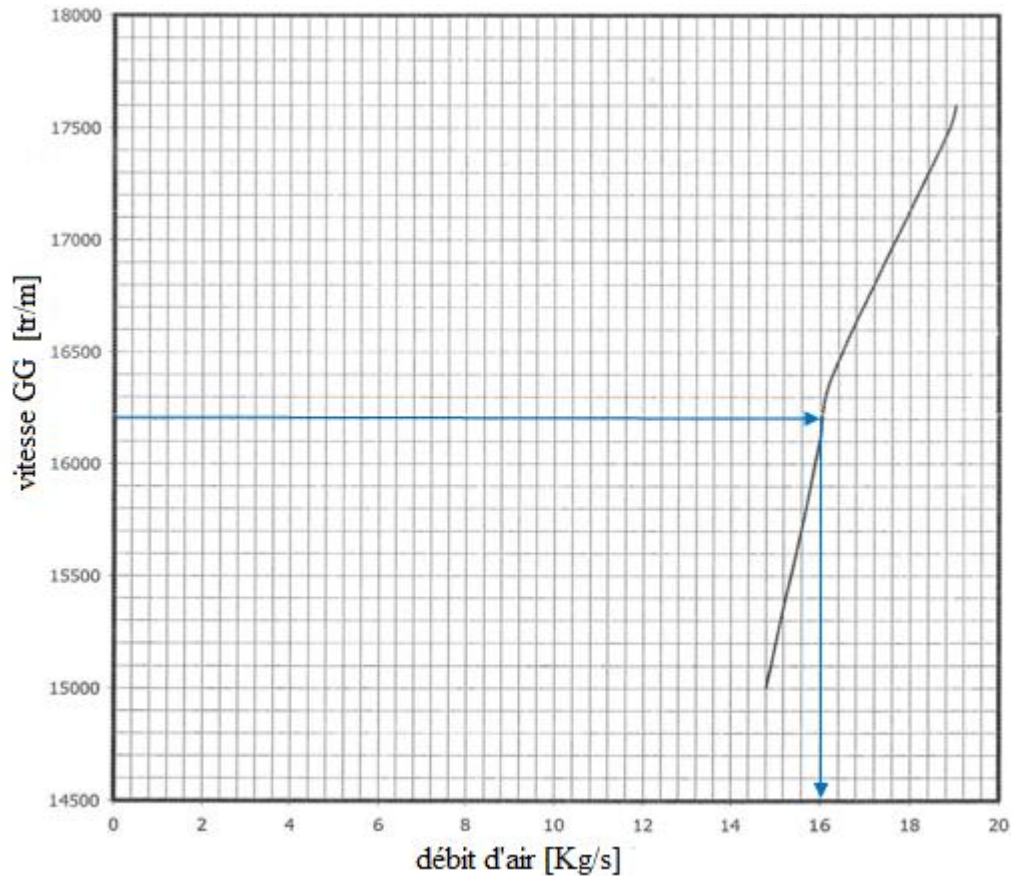


Figure III-2 : Débit d'air en fonction de la vitesse GG [4].

$$P_c = 239.23 * 16$$

$$P_c = 3827.68 \text{ KW}$$

### III-5 Chambre de combustion :

#### III-5-1 Composition de gaz naturel :

Le gaz naturel utilisé pour la combustion de la turbine à gaz provient de l'usine de traitement de gaz de GUELLALA avec la composition présentée sur le tableau suivant :

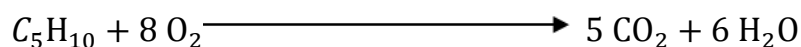
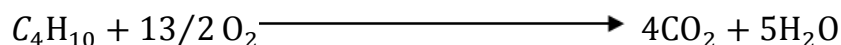
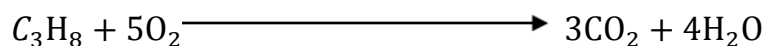
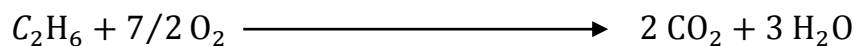
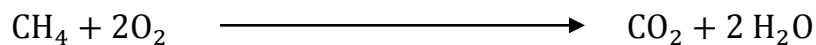
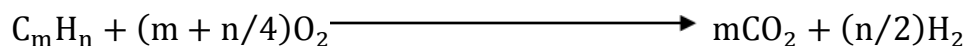


| <b>Gaz</b>                      | <b>Fraction molaire %</b> | <b>Fraction massique %</b> |
|---------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| N <sub>2</sub>                  | 3.57                      | 28.013                     |
| CO <sub>2</sub>                 | 0.68                      | 44.01                      |
| CH <sub>4</sub>                 | 67.68                     | 16.049                     |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>   | 22.22                     | 30.08                      |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>   | 4.95                      | 44.11                      |
| IC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0.33                      | 58.141                     |
| NC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0.50                      | 58.141                     |
| IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0.03                      | 72.17                      |
| NC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0.03                      | 72.17                      |
| Poids moléculaire = 21.56       |                           |                            |
| IP = 45791 KJ/Kg                |                           |                            |

Tableau III-2 : Compositions de gaz naturel [9].

### III-5-2 Réaction chimique de la combustion :

La combustion provient de l'oxydation des différents composants du gaz naturel selon les réactions suivantes :



**III-5-3 Détermination de rapport stœchiométrique :**

La quantité molaire d'oxygène nécessaire est obtenue par :

$$N_{(O_2)} = 2 * (0.6768) + \frac{7}{2} * (0.2222) + 5 * (0.0495) + \frac{13}{2} * (0.0033 + 0.005) + 8 * (0.0003 + 0.0004)$$

$$N_{(O_2)} = 2.9239 \text{ moles}$$

La masse d'oxygène nécessaire est donc :

$$M_{(O_2)} = 32 * 2.9239 = 93.5948 \text{ g/g(gaz)}$$

Comme l'air est composé de l'oxygène et l'azote avec les proportions suivantes :

| Les gaz                | Volume (%) | masse (%) |
|------------------------|------------|-----------|
| Azote N <sub>2</sub>   | 79         | 76.8      |
| Oxygène O <sub>2</sub> | 21         | 23.2      |

Tableau III-3 : Pourcentage de l'oxygène et l'azote.

Alors la masse totale d'air nécessaire est :

$$M_{(air)} = 403.2965 \text{ g/g(combustible)}$$

D'où le rapport stœchiométrique :

$$\alpha_{st} = \frac{\text{masse du combustible}}{\text{masse d'air}} \quad \text{(III-11)}$$

$$\alpha_{st} = \frac{21.56}{403.2965} = 5.345 * 10^{-2}$$

$$\alpha_{st} = 5.345 * 10^{-2}$$

**III-5-4 Les compositions des gaz brûlés :**

Les gaz brûlés sont composés essentiellement de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O. Les proportions de ces gaz dans les conditions stœchiométriques sont :

➤ Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) :

$$N_{CO_2} = 1 * (0.6768) + 2 * (0.2222) + 3 * (0.0495) + 4 * (0.0033 \\ + 0.0050) + 5 * (0.0003 + 0.0004)$$

$$N_{CO_2} = 1.6132 \text{ moles}$$

$$M_{CO_2} = 1.6132 * 44 = 70.9808 \text{ g}$$

$$M_{CO_2} = 70.9808 \text{ g}$$

➤ Vapeur d'eau (H<sub>2</sub>O) :

$$N_{H_2O} = 2 * (0.6768) + 3 * (0.2222) + 4 * (0.0495) + 5 * (0.0033 \\ + 0.0050) + 6 * (0.0003 + 0.0004)$$

$$N_{H_2O} = 2.6374 \text{ moles}$$

$$M_{H_2O} = 2.6374 * 18 = 47.4732 \text{ g}$$

$$M_{H_2O} = 47.4732 \text{ g}$$

➤ Azote (N<sub>2</sub>) :

Avec le tableau (IV-3) on a :

$$N_{N_2} \longrightarrow 79 \%$$

$$N_{O_2} \longrightarrow 21 \%$$

Avec : N<sub>O<sub>2</sub></sub> = 2.9239 moles

$$N_{1(N_2)} = N_{O_2} * 79/21 \\ = 2.9239 * 79/21 = 10.99 \text{ moles dans l'air}$$

$$N_{2(N_2)} = 0.0357 \text{ Moles dans le gaz (Tableau III-2)}$$

$$N_{(N_2)} = N_{1(N_2)} + N_{2(N_2)} = 11.0257 \text{ moles}$$

$$M_{(N_2)} = 11.0257 * 28 = 308.7196 \text{ g}$$

### III-5-5 Calcul d'excès d'air :

D'après le graphe présenté sur (figure III-2) le débit massique de l'air pour la vitesse du rotor de GG 16200 tr/min est :

$$\dot{m}_a = 16 \text{ Kg/s}$$

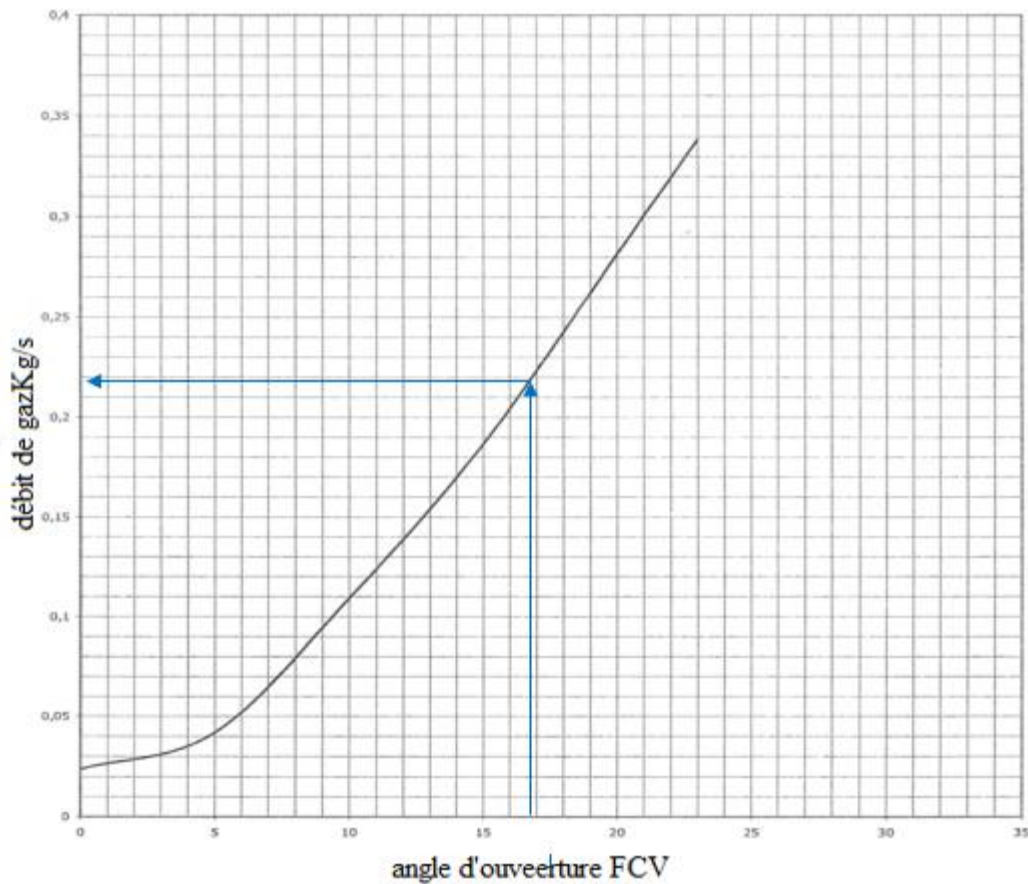


Figure III-3 : Débit de gaz en fonction d'ouverture de la vanne FCV [4].

D'autre part le graphe de (Figure III-3) donne le débit massique du gaz combustible pour l'ouverture de la vanne de combustion FCV = 16.8° qui vaut :

$$\dot{m}_g = 0.22 \text{ Kg/s}$$

D'où le dosage donné par :

$$\alpha = \frac{\dot{m}_g}{\dot{m}_a} \quad (\text{III-12})$$

$$\alpha = \frac{0,22}{16} = 1,375 \cdot 10^{-2} \frac{g(\text{gaz})}{g(\text{air})}$$

$$\alpha = 1,375 \cdot 10^{-2} \frac{g(\text{gaz})}{g(\text{air})}$$

Pour l'unité de masse (1g) du gaz, la masse réelle d'air est :

$$m_{air} = 1/\alpha = 72,72 \frac{g(\text{air})}{g(\text{gaz})}$$

$$m_{air} = 72,72 \frac{g(\text{air})}{g(\text{gaz})}$$

La masse stœchiométrique d'air est :

$$m_{air.st} = \frac{1}{\alpha_{st}} = \frac{1}{5,345 \cdot 10^{-2}} = 18,709 \frac{g(\text{air})}{g(\text{gaz})}$$

$$m_{air.st} = 18,709 \frac{g(\text{air})}{g(\text{gaz})}$$

L'excès d'air est alors :

Pour 1 g de gaz :

$$\lambda = 72,72 - 18,709 = 54,018 \text{ g (air)}$$

Pour une mole de gaz :

$$\lambda = 21,56 \cdot 54,018 = 1164,62 \text{ g (air)}$$

### III-5-6 Les proportions de $O_2$ et $N_2$ :

Les proportions de  $O_2$  et  $N_2$  qui restent pour une mole de gaz sont :

$$O_2 = 1164,62 \cdot 0,232 = 270,191 \text{ g}$$

$$O_2 = 8,443 \text{ moles d}'O_2$$

$$N_2 = 1164,62 \cdot 0,768 = 894,428 \text{ g}$$

$$N_2 = 31,943 \text{ moles d}'N_2$$

Donc la composition réelle des gaz brûlés sera :

| Gaz              | Nombre de mole | Pourcentage [%] |
|------------------|----------------|-----------------|
| CO <sub>2</sub>  | 1.6132         | 3.613           |
| H <sub>2</sub> O | 2.6374         | 5.907           |
| N <sub>2</sub>   | 31.945         | 71.563          |
| O <sub>2</sub>   | 8.443          | 18.914          |

Tableau III-4 : Composition réelle des gaz brûlé.

La pression de fin de la combustion ( $p_4$ ) est obtenue en tenant compte de la chute de pression à travers la chambre de combustion, estimée d'après le constructeur à environ 4 %, donc :

D'après le tableau III-1 on a :

$$p_3 = 7.5 \text{ bars}$$

$$p_4 = 0.96 * p_3 \text{ (III-13)}$$

$$p_4 = 7.2 \text{ bars}$$

### III-6 Turbine génératrice de gaz GG :

#### III-6-1 Calcule du travail produit par la turbine de HP : $W_{HP}$

L'équilibre de puissance entre le compresseur à air et la turbine de haute pression se traduit par l'égalité du travail produit par la turbine de haute pression  $W_{Hp}$  et celui reçu par le compresseur à air ainsi on a :

$$W_{Hp} = \frac{W_c}{\eta_m} \tag{III-14}$$

$\eta_m$  : Le rendement mécanique du compresseur à air qui vaut [4] :

$$\eta_m = 0.98$$

$$W_{Hp} = \frac{239.23}{0.98}$$

$$W_{Hp} = 244.112 \text{ kJ/kg}$$

Comme le pourcentage d'air dans les gaz brûlés est plus élevé que dans le gaz naturel, donc on prend la chaleur massique du gaz brûlé égale à la chaleur massique de l'air.

pour  $T_4 = 1073.40 \text{ K}$  ,  $Cp_4 = 1.071 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$

Et pour  $T_5 = 857.15 \text{ K}$  ,  $Cp_5 = 1.049 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$

Donc :

$$Cp_{(T_4, T_5)} = 1,1288 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

La pression à la sortie de la turbine HP est déterminée comme suit :

D'après le constructeur le rendement thermique de la turbine HP est égal :

$$\eta_{hp} = 0.87$$

$$\eta_{hp} = \frac{Cp_{(T_4, T_5)} * (T_4 - T_5)}{Cp_{(T_4, T_{5th})} * (T_4 - T_{5th})}$$

D'où :

$$T_{5th} = T_4 - \frac{Cp_{(T_4, T_5)} * (T_4 - T_5)}{Cp_{(T_4, T_{5th})} * \eta_{hp}} \quad (\text{III-15})$$

On pose  $Cp_{(T_4, T_5)} = Cp_{(T_4, T_{5th})}$  , on aura alors :

$$T_{5th} = 1073.40 - \frac{1073.40 - 857.15}{0.87} = 824.11 \text{ K}$$

$$T_{5th} = 824.11 \text{ K}$$

$$Cp_{5th} = 1.043 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

Donc :

$$Cp_{(T_4, T_{5th})} = 1,126 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

**III-6-2 Détermination l'exposant isentropique  $\gamma_{45}$  :**

L'exposant isentropique  $\gamma_{45}$  est alors :

$$\gamma_{45} = \frac{Cp_{(T4,T5)}}{Cp_{(T4,T5)} - R}$$

$$\gamma_{45} = \frac{1,1288}{1,1288 - 0,287} = 1.341$$

$$\gamma_{45} = 1.341$$

Calcul la pression à la sortie de la turbine HP exprimée par :

$$p_5 = p_4 * \left(\frac{T_{5th}}{T_4}\right)^{\frac{\gamma_{45}}{(\gamma_{45}-1)}}$$

D'où

$$p_5 = 7.2 * \left(\frac{824.11}{1073.40}\right)^{\frac{1.341}{0.341}} = 2.5447 \text{ bars}$$

$$p_5 = 2.5447 \text{ bars}$$

**III-6-3 Détermination le taux de la turbine GG :**

$$\tau_c = \left(\frac{T_4}{T_{5th}}\right)^{\frac{\gamma_{45}}{(\gamma_{45}-1)}} \tag{III-16}$$

$$\tau_c = \left(\frac{1073.40}{824.11}\right)^{\frac{1.341}{0.341}} = 2.83$$

$$\tau_c = 2.83$$

**III-6 La turbine de puissance :****III-6-1 détermination la pression d'échappement :**



Lorsque la turbine est installée sur le site, il existe en aval une cheminée d'évacuation des gaz brûlés, il en résulte des pertes de charge à l'échappement  $\Delta p_{ech}$  mais la pression  $p_6$  à l'échappement reste plus élevée que la pression ambiante  $p_1$  alors :

$$p_6 = p_1 + \Delta p_{ech} \quad (III-17)$$

Avec :

$$p_1 = 0.9863 \text{ bars}$$

$\Delta p_{ech}$  est mesuré égal à :  $\Delta p_{ech} = 9.81 * 10^{-3} \text{ bars}$

D'où

$$p_6 = 0.9961 \text{ bars}$$

La température à la fin de détente égal :

$$T_6 = 697.46 \text{ K}$$

Alors :

$$Cp_6 = 1.034 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

#### III-7-2 détermination la température théorique d'échappement $T_{6th}$ :

Le rendement isentropique de la turbine BP est égal [4] :

$$\eta_{bp} = 0.85$$

$$\eta_{bp} = \frac{Cp_{(T_5, T_6)} * (T_5 - T_6)}{Cp_{(T_5, T_{6th})} * (T_5 - T_{6th})}$$

D'où :

$$T_{6th} = T_5 - \frac{Cp_{(T_5, T_6)} * (T_5 - T_6)}{Cp_{(T_5, T_{6th})} * \eta_{bp}} \quad (III-18)$$

On pose  $Cp_{(T5,T6)} = Cp_{(T5,T6th)}$ , on aura alors :

$$T_{6th} = 857.15 - \frac{857.15 - 697.46}{0.85} = 669.28 \text{ K}$$

$$T_{6th} = 669.28 \text{ K}$$

On a :

$$Cp_{(T5,T6)} = 1.089 \text{ KJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$$

### III-7-3 Détermination l'exposant isentropique $\gamma_{56}$ :

L'exposant isentropique  $\gamma_{56}$  est donnée par :

$$\gamma_{56} = \frac{Cp_{(T5,T6)}}{Cp_{(T5,T6)} - R}$$

$$\gamma_{56} = \frac{1.089}{1.089 - 0.287} = 1.358$$

$$\gamma_{56} = 1.358$$

### III-7-4 Détermination la pression d'échappement :

Calcul la pression à la sortie de la turbine BP exprimée par :

$$p_6 = p_5 * \left(\frac{T_{6th}}{T_5}\right)^{\frac{\gamma_{56}}{\gamma_{56}-1}}$$

D'où

$$p_6 = 2.5447 * \left(\frac{669.28}{857.15}\right)^{\frac{1.358}{0.358}} = 0.9955 \text{ bars}$$

$$p_6 = 0.9955 \text{ bars}$$

**III-7-5 Détermination du taux de turbine TP :**

$$\tau_c = \left(\frac{T_5}{T_{6th}}\right)^{\frac{\gamma_{56}}{(\gamma_{56}-1)}} \quad (\text{III-19})$$

$$\tau_c = \left(\frac{857.15}{669.28}\right)^{\frac{1.358}{0.358}} = 2.56$$

$$\tau_c = 2.56$$

Le travail par unité de masse dans la turbine BP est donné par :

$$W_{bp} = C_{p(T_5, T_6)} * (T_5 - T_6) \quad (\text{III-20})$$

$$W_{bp} = 1.089 * (857.15 - 697.46) = 173.90 \text{ KJ/Kg}$$

$$W_{bp} = 173.90 \text{ KJ/Kg}$$

**III-7-6 Détermination de la puissance de la turbine BP :**

La puissance de la turbine (BP) :

$$P_{bp} = W_{bp} * (\dot{m}_a + \dot{m}_g) \quad (\text{III-21})$$

$$P_{bp} = 173.90 * (16 + 0,22) = 2820.65 \text{ KW}$$

$$P_{bp} = 2820.65 \text{ KW}$$

**III-7-7 Détermination de la puissance de la turbine au bout de l'arbre :**

La puissance de la turbine au bout de l'arbre est donnée par :

$$P_{arb} = P_{bp} * \eta_m \quad (\text{III-22})$$

$$P_{arb} = 2820.65 * 0,98 = 2764.24 \text{ KW}$$

$$P_{arb} = 2764.24 \text{ KW}$$

### III-7-8 Détermination le rendement global de la turbine à gaz :

On calcule le rendement global d'après la formule suivante [6] :

$$\eta_g = \frac{p_{arb}}{IP * \dot{m}_g} \quad (\text{III-23})$$

$$\eta_g = \frac{2764.24}{45791 * 0,22} = 0.2744$$

$$\eta_g = 27.44 \%$$

### III-8 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordés un calcul thermodynamique pour chaque élément de transformation de la turbine à gaz qui nous a permis d'évaluer les performances de la turbine par la pression, la température, la masse volumique et le rendement thermique.

En somme, les résultats de la turbine à gaz sont très décisifs pour la longévité de la durée de vie de la machine et le maintien de son bon fonctionnement à cause de son rendement intéressant.

*Chapitre IV :*  
*Maintenance de la*  
*turbine à gaz*

### IV-I Généralités sur la maintenance :

#### IV-I-1 Définition de la maintenance [8] :

D'après la norme AFNOR X60-010, la maintenance est définie comme " l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ".

Maintenir c'est donc effectuer des opérations (de nettoyage, graissage, visite, réparation, révision, amélioration...etc.) qui permettent de conserver le potentiel du matériel pour assurer la continuité et la qualité de production. Ainsi que choisir les moyens de prévenir, de corriger ou de rénover suivant l'utilisation du matériel. L'état d'esprit de la maintenance est de maîtriser les interventions.

La maintenance a pour but :

- Le maintien du capital machine
- La suppression des arrêts et des chutes de production (garantir la capacité de livraison)
- L'amélioration de la sécurité et la protection du personnel et de l'environnement.

#### IV-I-2 Les formes de la maintenance :

On distingue dans le milieu industriel trois types de maintenance :

- La maintenance corrective ;
- La maintenance préventive systématique ;
- La maintenance préventive conditionnelle.

##### IV-I-2-a La maintenance corrective :

D'après la norme AFNOR X60-010, la maintenance corrective se définit comme "une maintenance effectuée après défaillance".

Dans cette approche, les machines fonctionnent sans dépenses particulières pour l'entretien ni la surveillance, jusqu'à l'incident.

Dans la maintenance corrective, tout incident sur la machine a une influence sur l'exploitation, et puisque les arrêts sont aléatoires, la planification dans la production est difficile.

### **IV-I-2-b La maintenance préventive systématique :**

D'après la norme AFNOR X60-010, la maintenance systématique se définit comme " une maintenance effectuée selon des critères prédéterminés dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien".

La maintenance préventive systématique c'est l'ensemble des visites systématiques effectuées préventivement, préparées et programmées avant la date probable d'apparition d'une défaillance. Attendre que la machine tombe en panne pour la réparer semble être à priori la solution la plus mauvaise, c'est pourquoi certains utilisateurs choisissent la maintenance systématique périodique, mais cette méthode ne tient pas compte des conditions d'utilisation ou de montage.

Car la plus part du temps ; des éléments sont remplacés alors qu'ils seraient encore utilisables ou des composants endommagés sont remis en état trop tardivement.

### **IV-I-2-c La maintenance préventive conditionnelle :**

D'après la norme AFNOR X60-010, la maintenance conditionnelle se définit comme " une maintenance préventive subordonnée à un type d'évènement prédéterminé (auto diagnostique, information d'un capteur, mesure d'une usure) révélateur de l'état de dégradation du bien".

La maintenance conditionnelle est synonyme de la maintenance en condition "selon l'état" ou prédictive, terme réservé à l'usage aux machines tournantes.

Cette forme de la maintenance permet d'assurer le suivi continu du matériel en service dans le but de prévenir les défaillances attendues. La maintenance conditionnelle est liée à l'état de la machine :

- Composant à changer uniquement si les tolérances sont atteintes...etc.
- Arrêt de la machine uniquement si son état le nécessite.
- Rotor à équilibrer si les tolérances sont atteintes.

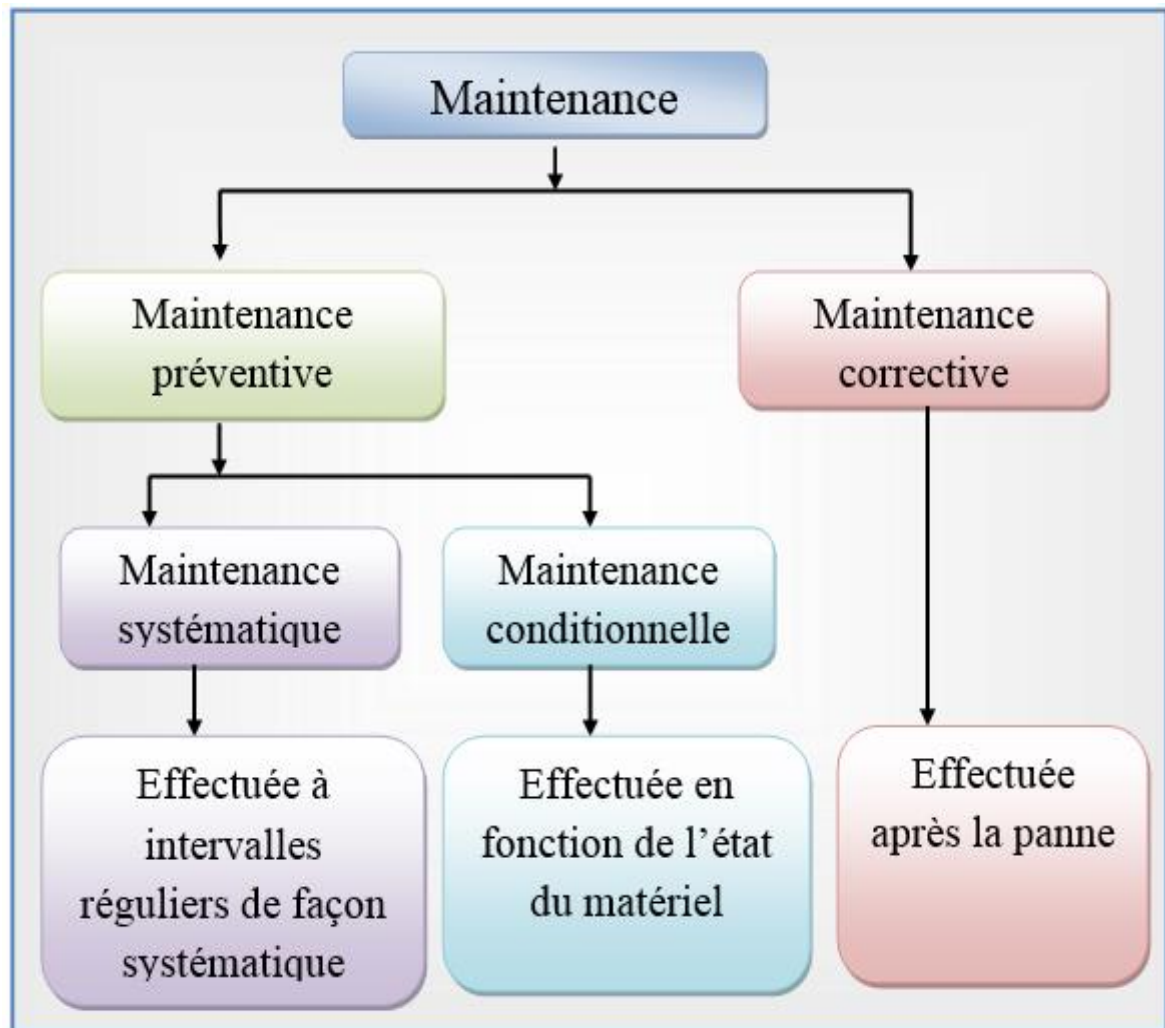


Figure IV-1 : Différents Types De Maintenance.



### **IV-II Entretien des turbines DR 990 :**

#### **IV-II-1 Généralités :**

L'utilisation d'une turbine à gaz de même que n'importe quelle machine tournante de puissance, doit comprendre un programme planifié d'inspection périodique. Avec, le cas échéant, la réparation et le remplacement des pièces défectueuses, afin d'assurer une utilisation et une fiabilité maximales de la machine.

Avant et après chaque inspection, toutes les données, y compris les vérifications de vibration et de démarrage, doivent être compilées et enregistrées pour référence dans l'avenir. Un livre de suivi technique contenant tous les travaux d'entretien et d'inspection effectués sera très précieux lors de l'établissement d'un bon programme d'entretien pour les groupe de turbine à gaz, ce programme d'entretien commence, en principe par des travaux mineurs, et prend de l'importance au fur et à mesure qu'il se déroule. Jusqu'à la révision générale, puis le cycle se répète. Les inspections peuvent être optimisées pour minimiser les temps d'arrêt du groupe ainsi que les coût d'entretien pour un mode particulier d'utilisation, tout en maintenant un maximum de disponibilité et de fiabilité du groupe[5].

#### **IV-II-2 Facteurs d'exploitation influençant l'entretiennent :**

Les facteurs ayant le plus d'influence sur la durée de vie des pièces sont les suivants :

- Type de combustible
- Fréquence des démarrages
- Pourcentage de charge
- Milieu
- Entretien

### IV-II-2-1 Combustible :

Les effets du type de combustible sur la durée de vie des pièces des turbines sont associés à la quantité d'énergie rayonnée pendant la combustion et à la qualité de l'atomisation des combustibles liquides.

Avec le gaz naturel, l'atomisation est inutile et le niveau d'énergie rayonnée est bas. Par conséquent, il permet d'obtenir une durée de vie des pièces plus longue qu'avec les combustibles liquides. Le gaz naturel est traditionnellement utilisé comme combustible dans les turbines pour applications industrielles.

### IV-II-2-2 Fréquence des démarrages :

A chaque démarrage de la turbine, les pièces du parcours de gaz chaud sont soumises à un cycle thermique considérable. Des systèmes de contrôle ont été donc étudiés pour limiter cet effet. Dans la pratique, lorsque les démarrages et les arrêts d'une turbine sont fréquents, la durée de vie des pièces du parcours des gaz chauds est plus courte que celle des mêmes pièces d'une autre turbine fonctionnant en service continu. Voir la figure (IV – 2)

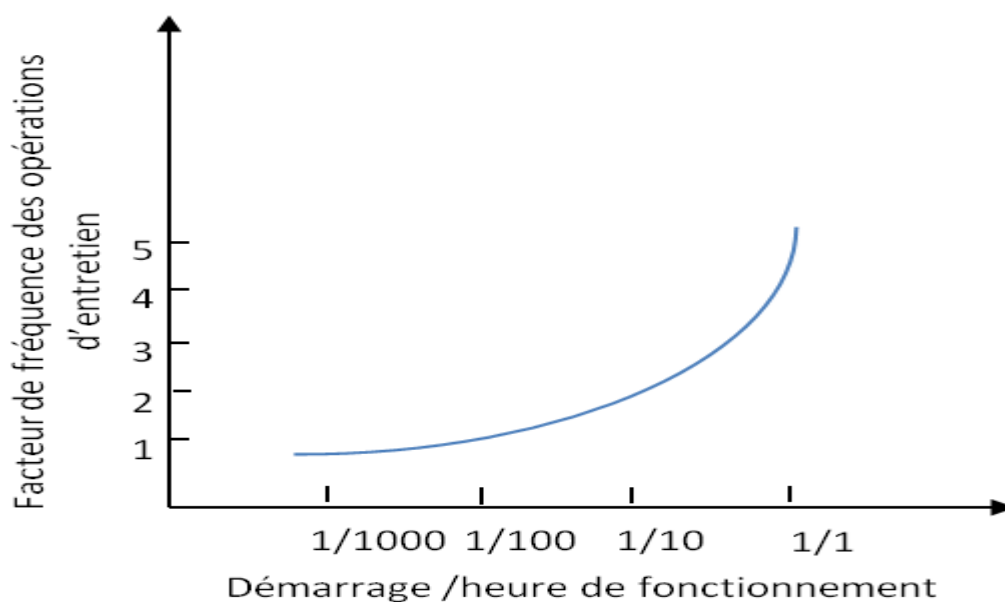


Figure IV-2 : Effet des démarrages

### IV-II-2-3 Cycle de charge :

La variation de la charge de la turbine, jusqu'à 100% de la puissance, n'influe que modérément sur la vie des pièces ; à condition que celles-ci ne doivent pas supporter de changements fréquents et brusques de charge. Voir la figure (IV – 3).

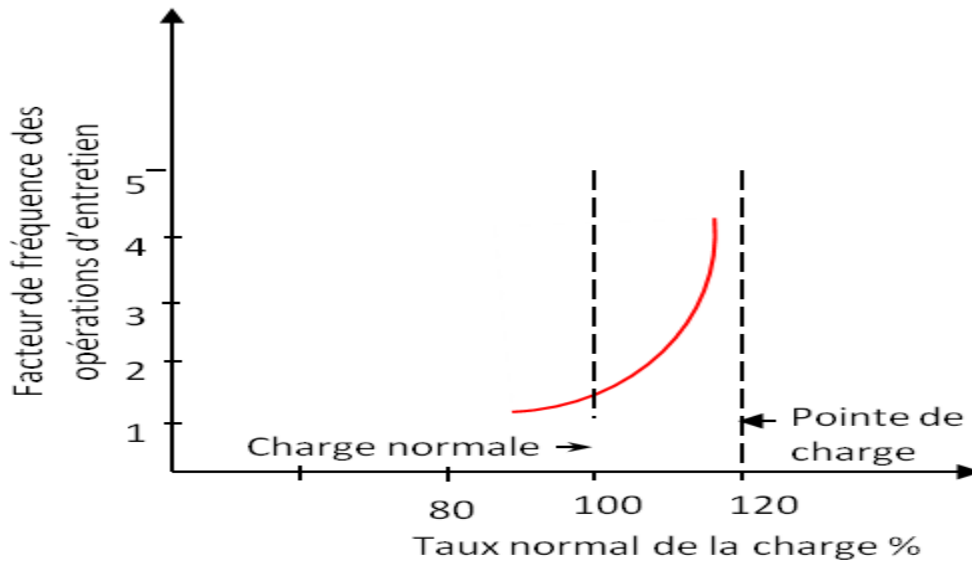


Figure IV-3: Effet de la charge.

### IV-II-2-4 Milieu :

Les conditions à l'entrée de la machine peuvent nécessiter une diminution des intervalles d'entretien lorsque l'air est fortement abrasif ou corrosif.

### IV-II-2-5 Entretien :

La programmation de l'entretien peut être basée sur l'inspection du système de combustion et du parcours des gaz chauds et sur la révision générale. Le temps nécessaire pour effectuer ces cycles d'entretien dépend de différents facteurs qui déterminent les conditions d'exploitation de chaque unité.

Ces cycles d'inspection sont variables. Ils dépendent du type de combustible utilisé, de la sévérité du service et de la philosophie d'entretien adoptée pour la machine. Le nombre d'heures-d'hommes nécessaires pour effectuer ces

inspections varie en fonction de la programmation, de la disponibilité des pièces de rechange, des conditions atmosphériques et de la supervision.

Une bonne programmation de l'entretien permettant de réduire les temps morts implique la disponibilité des pièces de rechange, (neuves ou révisées) en remplacement de celles qui ont été démontées. Les pièces remplacées peuvent être réparées par la suite, ce qui permet de limiter les temps morts. Il faut prévoir un stock minimum de pièces de rechange disponibles pour assurer le rendement maximal de la turbine. L'entretien programmé permet d'anticiper les besoins de la machine et de répondre aux exigences du système en ce qui concerne son utilisation, sa fiabilité et son coût.

### **IV-II-2-6 Types d'inspections :**

Les types d'inspections peuvent, généralement, être divisés comme suit :

- Inspections sur la machine en marche
- Inspections sur la machine à l'arrêt
- Inspections spéciales

#### **IV-II-2-6-1 Inspections sur la machine en marche :**

Les inspections sur la machine en marche sont effectuées pendant la période de mise en service et lorsque la machine est en fonctionnement. Elles permettent de contrôler les conditions générales de la turbine et des équipements auxiliaires. Par exemple les données caractéristiques de fonctionnements (vitesse, température, pression, et tension...) doivent être notées sur des tableaux : prévus à cet effet ainsi, on pourra détecter facilement les anomalies éventuelles comme par exemple :

- température d'échappement trop élevée.
- vibrations excessive tendant à augmenter.
- Pression ou température anormale.

Si l'on observe attentivement les informations relevées, il est presque toujours possible d'arrêter des pannes où les pertes de puissance où de rendement.

La machine plus disponible et offrant de gros avantages en ce qui concerne les frais d'exploitation et conditionnement.

### **IV-II-2-6-2 Inspections sur la machine à l'arrêt :**

Il s'agit principalement de l'entretien relatif aux organes de la turbine, les parties de la turbine demandant un entretien plus fréquent sont celles qui viennent en contact avec les gaz chauds les tubes de flamme, les conduites de passage du gaz... etc.

On distingue trois types d'inspection qui sont :

- Inspection du système de combustion
- Inspection du parcours des gaz chauds
- Inspection générale (révision).
- Inspection spéciale.

### **IV-II-2-6-3-a Inspection du système de combustion :**

Pour effectuer ce type d'inspection, il faut déposer le corps turbine HP, pour pouvoir contrôler les pièces concernées par la combustion qui sont :

- injecteurs.
- bougie d'allumage et détecteur de flamme.
- chemise et chapeau.
- Pièce de transition de gaz.

Ces pièces doivent faire l'objet d'un contrôle très attentif afin d'éviter que la turbine ne fonctionne avec un système de combustion détérioré ; en effet, cela risquerait d'abrèger la durée de vie des pièces en aval (aubes mobiles et aubes fixes, ou directrices).

Pendant cette inspection (la pièce de transition étant démontée), procéder à un examen visuel du bord d'attaque des directrices et des aubes mobiles, et annoter toute usure et toute détérioration observée.

Les résultats de cette inspection seront utiles lors de l'établissement du programme d'inspection du parcours des gaz chauds.

La chemise, la pièce de transition de gaz et le brûleur doivent être remplacés par leur équivalent neuf ou révisé. Par la suite, les pièces démontées pourront être contrôlées et réparées, si cela est avantageux et ou nécessaire. Cette procédure d'inspection permet de réduire au maximum la durée des arrêts.

L'inspection des pièces doit être confiée au personnel spécialisé qui pourra le cas échéant, effectuer les réparations nécessaires.

### **IV-II-2-6-3-b Inspection du parcours des gaz chauds :**

Cette inspection inclut l'inspection du système de combustion et de plus, le contrôle poussé des directrices et des aubes mobiles.

Pour effectuer ce type d'inspection, il faut déposer les parties supérieures des corps turbine H.P et B.P. les aubes mobiles H.P. et B.P. doivent faire l'objet d'un examen visuel en place.

Pendant cette inspection, procéder à un relevé complet des jeux de la turbine avant de démonter les pièces.

Comme pour l'inspection précédente, il est conseillé de disposer d'un brûleur, d'une chemise, d'une pièce de transition et de directrices de rechange au cas où ceux-ci devraient être remplacés une fois terminé l'examen visuel.

### **IV-II-2-6-3-c Révision générale :**

La révision générale comporte l'inspection de toutes les pièces bride à bride de la turbine, cette inspection comprend les contrôles décrits aux inspections précédentes et, de plus, l'inspection des corps, des rotors, des paliers et des étanchéités des rotors et de l'aubage du compresseur centrifuge. Pour ce faire, toutes les parties supérieures des corps et des supports doivent être déposées.

Avant et après la révision générale, il faut procéder à un contrôle de l'alignement des rotors et comparer les valeurs obtenues aux valeurs précédentes, de manière à déceler l'apparition d'écart importants.

### **IV-II-2-6-3-d Inspection spéciale (avec boroscope) :**

Les turbines sont dotées de deux points d'inspection par lesquels il est possible d'effectuer des examens visuels à l'aide d'appareils optiques spéciaux, appelés « boroscope ». Les points d'inspection sont des orifices radiaux qui traversent les corps et les pièces internes.

Pour effectuer cette inspection, il faut introduire le boroscope dans les orifices prévus à cet effet (machine arrêtée). Chaque point d'inspection permet d'observer différentes pièces rotoriques ou statoriques.

La figure (IV.4) indique l'emplacement des orifices d'introduction du boroscope, dans les différentes sections transversales. Le boroscope permet d'effectuer des inspections rapides donc de réduire les temps d'arrêt et le personnel nécessaire Sur les zones suivantes :

- Section compresseur
- Section turbine
- Système de combustion

Le boroscope se compose d'un générateur de lumière, d'un conducteur de lumière flexible et d'un appareil optique rigide avec lentille haute qualité

### **IV-II-2-6-3-d-1 Programme d'inspection par boroscope :**

En général, cette inspection est effectuée lorsque l'on juge utile de réparer ou de changer certaines pièces.

La programmation doit inclure tout d'abord une inspection et un enregistrement par écrit ou sur clichés, des conditions de la machine au moment de sa mise en marche et, par la suite, des inspections et l'enregistrement des résultats obtenus. L'application d'un programme d'inspection avec boroscope est très utile lors de la programmation de l'entretien et permet de réduire les coûts et d'augmenter la disponibilité et la fiabilité de la turbine.

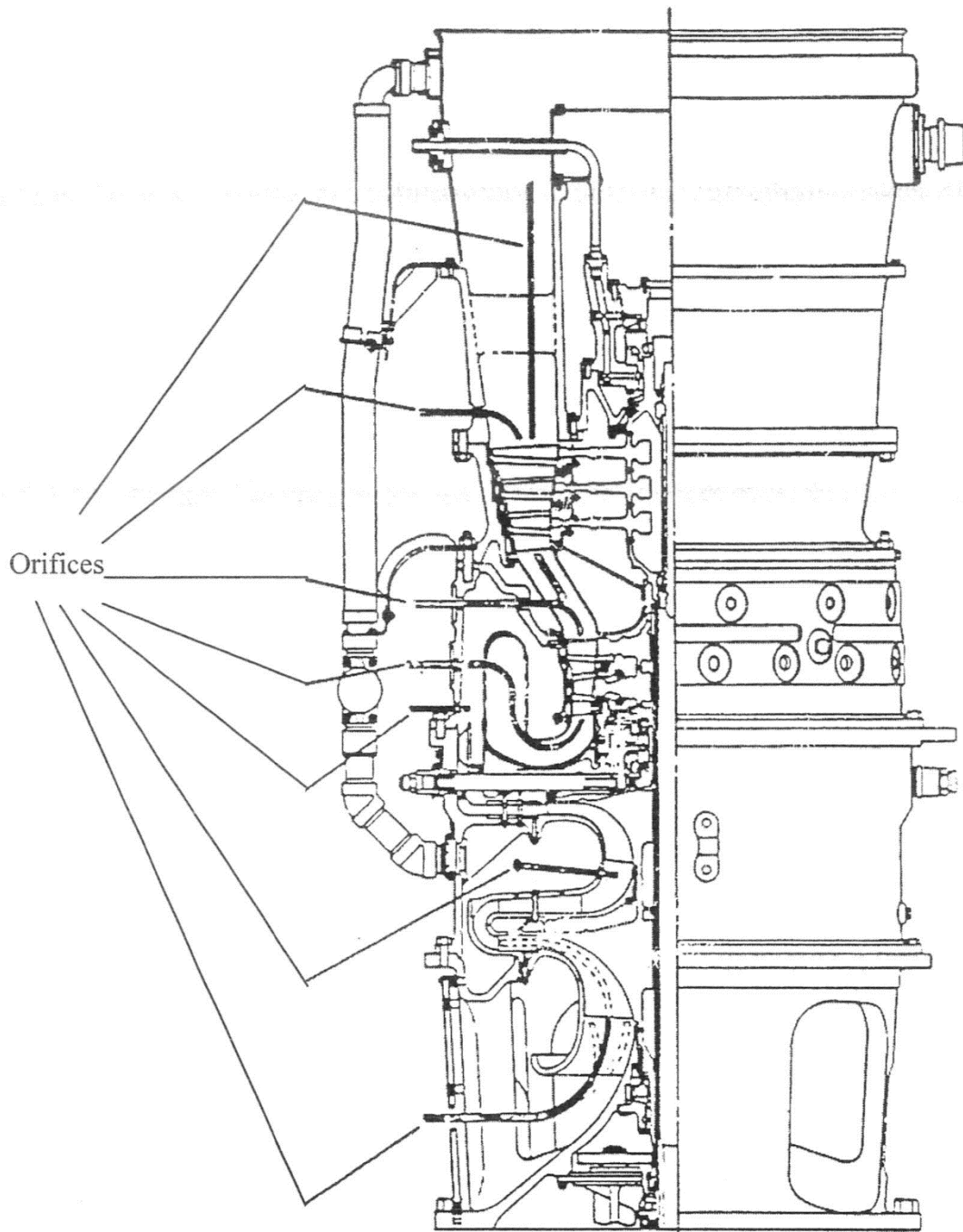


Figure IV-4 : Emplacement des orifices d'introduction du boroscope.



### **IV-III Différents systèmes de la turbine à gaz DR990 :**

#### **IV-III-1 Système de graissage :**

Le système de graissage a pour fonction la lubrification des paliers d'accouplements afin de réduire le frottement de contact. Cela réduit les pertes mécaniques et augmente le rendement global du système, en réduisant ainsi l'échauffement des éléments sensibles à la haute température et en nettoyant les pièces lubrifiées des différents encrassements, qui seront rassemblés dans le filtre d'huile.

Le système de lubrification d'une turbine à gaz se constitue des éléments principaux suivants :

#### **IV-III-1-1 Réservoir d'huile de graissage :**

Le réservoir d'huile de graissage dont les dimensions sont : une charge initiale de 2081,7 litres, un niveau fonctionnel total de 1703,3 litres et un niveau d'arrêt de 1135,5 litres. Le réservoir est aussi muni d'un réchauffage à thermostat et d'un avertisseur d'alarme à niveau bas.

#### **IV-III-1-2 Les d'huiles de graissage :**

Le principe de multiplication des équipements critiques s'applique bien pour la pompe d'huile de graissage. On y trouve trois pompes de graissage :

#### **IV-III-1-2-1 Pompe principale (P203) :**

La pompe à huile de graissage principale est une pompe de déplacement positif conçue pour débiter 832,7 litres par minute à 1206 KPa, et ce quand le générateur de gaz est à 100% de sa vitesse [6]. Elle est entraînée par le réducteur auxiliaire monté à l'avant du moteur de la turbine à gaz, elle travaille pendant le fonctionnement normal.

### **IV-III-1-2-2 Pompe auxiliaire (P245) :**

On l'appelle aussi pompe pré-poste c'est une pompe à engrenage, entraînée par un moteur électrique à courant alternatif, sa puissance est plus petite que la pompe principale conçue pour débiter à 1750 (tr/min). Cette pompe est actionnée au démarrage et à l'arrêt où la pompe principale n'a pas assez de vitesse pour alimenter la turbine de la quantité suffisante d'huile de graissage. Cette pompe est considérée comme une pompe primaire.

### **IV-III-1-2-3 Pompe de secours (P231) :**

Elle s'appelle aussi pré-poste de graissage à courant continu. C'est une pompe entraînée par un moteur électrique courant continu et elle est de faible puissance 1750(tr/min).

Cette pompe démarre, en général quand la pression d'huile diminue en dessous d'une certaine limite, cela arrive en cas de défaillance de la pompe à courant alternatif, dans ce cas, la pompe de secours doit persister jusqu'à l'arrêt de la turbine à gaz.

### **IV-III-1-3 Description des circuits :**

L'huile prélevée du réservoir usine dans le socle est mise en circulation par la pompe principale, refroidie au moyen d'un réfrigérant d'huile à la température de 55 °C à 65 °C, filtrée à travers un filtre de 5 microns et un détendeur de maintien de la pression dans le collecteur à environ 16 atm. En cas de panne de la pompe principale ou bien lors du démarrage les pompes auxiliaires entraînées par le moteur à courant alternatif, elle se met en marche automatiquement. Le système d'huile de graissage contient différents appareils de protection pour les basses pressions ou les températures élevées. Le retour huile au réservoir se fait par graduation (Figure IV-5).

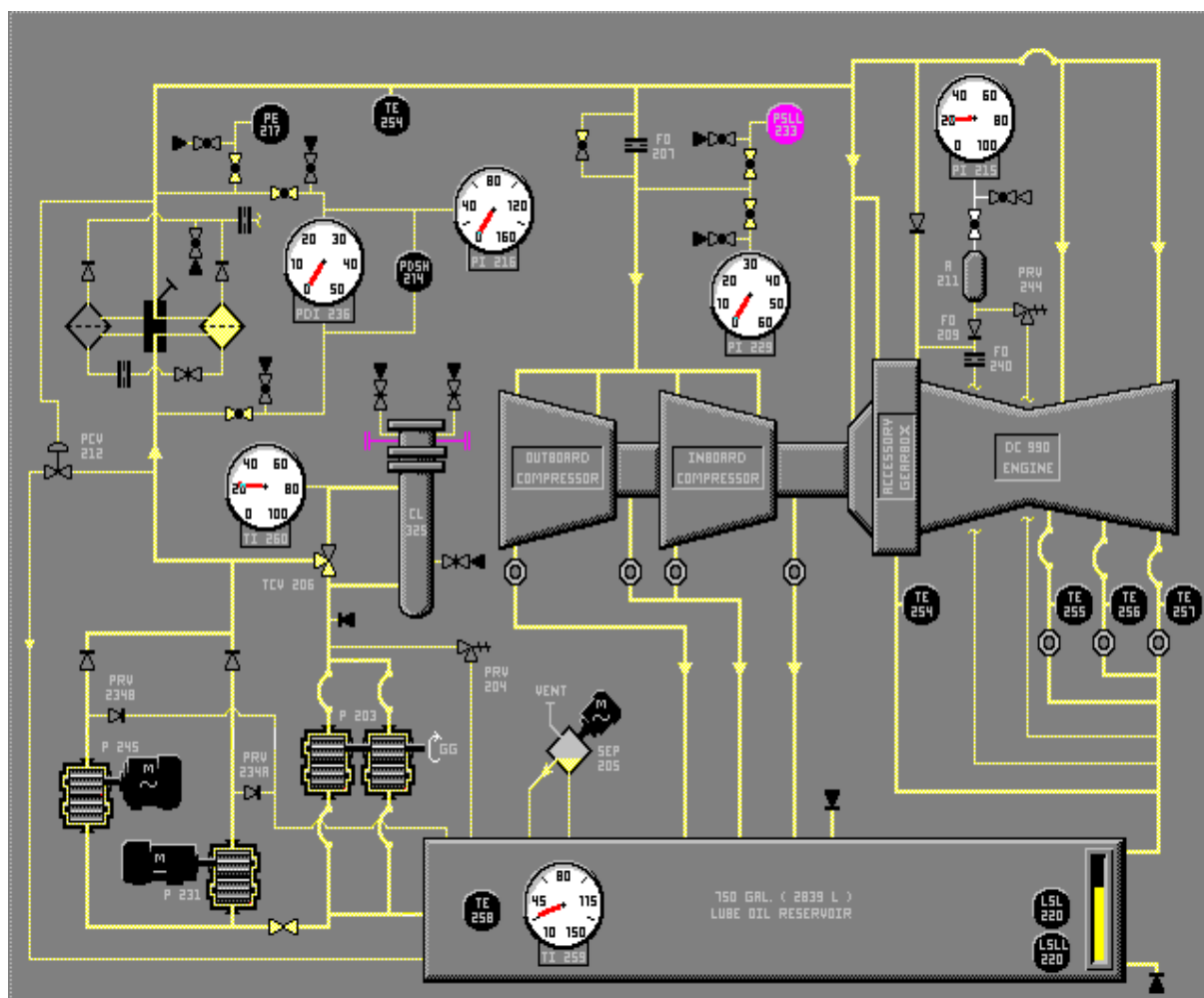


Figure IV-5 : Schéma de circuit d'huile de graissage

### IV-III-2 Système de lancement :

Le dispositif de lancement est une turbine à détente de gaz. Cela entraîne l'engrenage des accessoires et le rotor de la turbine haute pression au moyen d'un embrayage à mâchoires. Cette turbine à détente fait accélérer le rotor de la turbine haute pression jusqu'à la vitesse de lancement en la maintenant pendant les cycles de purge et d'allumage, puis contribue à l'accélération jusqu'à la vitesse autonome.

Les séquences de démarrage et d'arrêt sont complètement sous le contrôle du contrôleur central de la turbine à gaz. Au démarrage, plusieurs accessoires sont mis en marche, tels que le démarreur, les bougies d'allumage, la pompe auxiliaire de graissage ....

Notre système de démarrage se compose de :

- Un démarreur pneumatique avec Ben dix.
- Deux vannes d'arrivée de gaz.

### IV-III-2-1 Description du système :

Le gaz à une pression de 16 bars, traverse un filtre à gaz, puis arrive à la première vanne d'arrêt qui s'ouvre ; la deuxième vanne reçoit un signal d'ouverture pour permettre l'accélération de la machine. Quand la vitesse de la turbine atteint une valeur suffisante, un signal est envoyé au système de contrôle de Ben dix pour isoler les vannes du premier et deuxième étage du démarreur quand les conditions de démarrage sont favorables (pression et température d'huile de graissage sont bonnes).

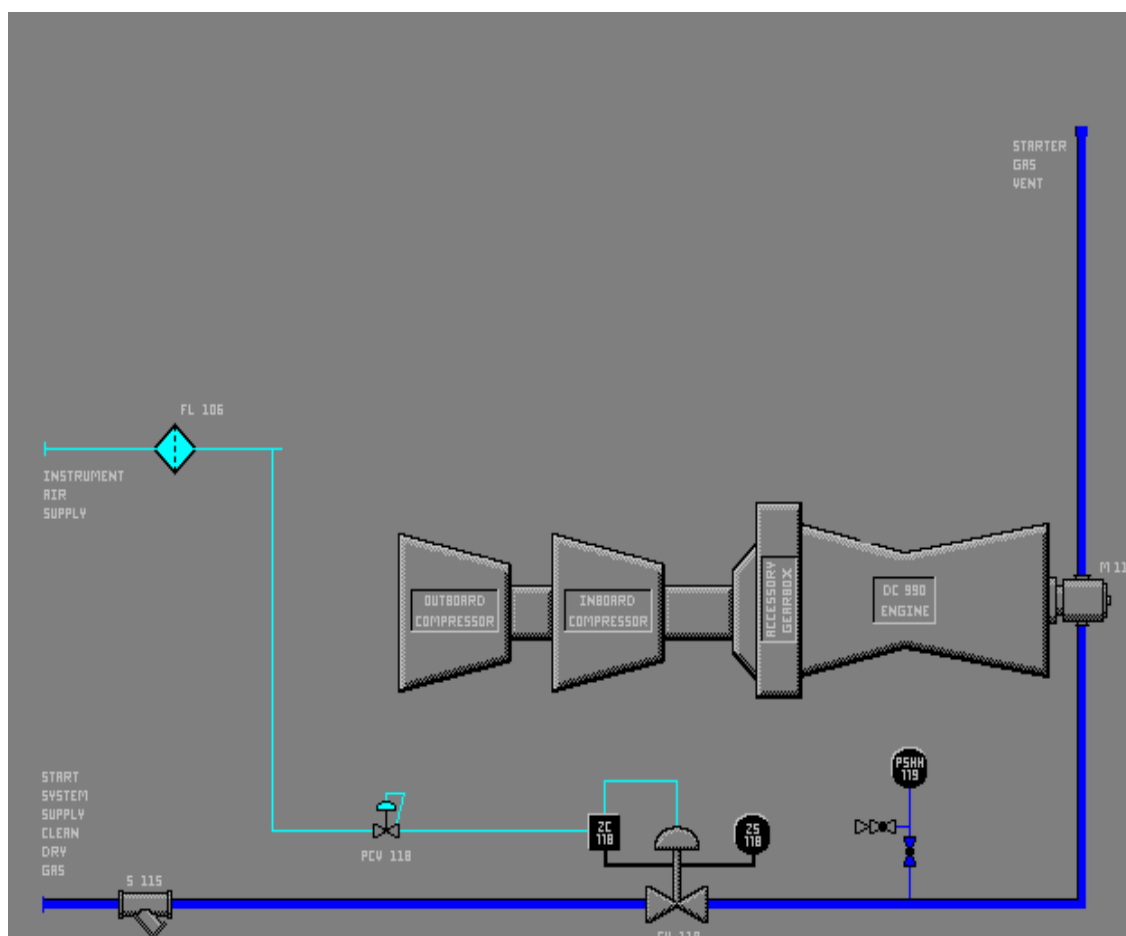


Figure IV-6 : Schéma de circuit de lancement

### IV-III-3 Système d'air de refroidissement et d'étanchéité :

L'un des avantages des turbines à gaz est de ne pas avoir besoin d'eau de refroidissement pour maintenir les pièces principales à des niveaux de températures tolérables pour les matières qui les constituent.

En effet , le refroidissement de ces pièces est assuré par une circulation énergique d'air provenant du compresseur , très indiqué pour les zones les plus chaudes , telles que les roues du rotor de la turbine , les jonctions des aubes de premier et deuxième étages , le corps et la caisse d'échappement de la turbine.

En plus du refroidissement, l'air provenant du compresseur forme également un barrage en amont et en aval de chaque palier de la machines évitant ainsi les fuites de vapeur d'huile de graissage à travers ces paliers, les fuites vers les espaces internes de la machine (encrassement de l'aubage du compresseur ou carbonisation des surfaces des parties chaudes de la turbine) (Figure IV-7).

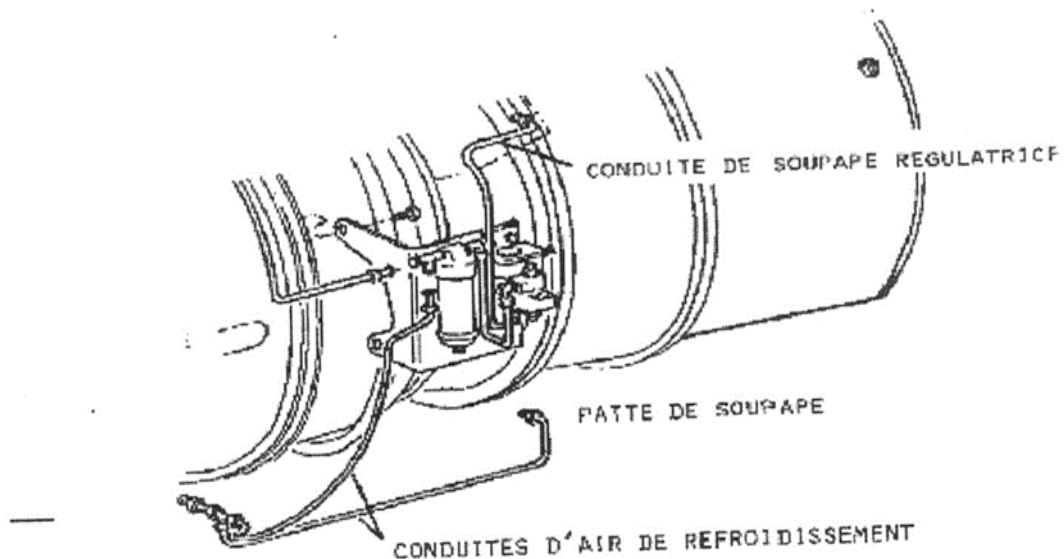


Figure IV-7 : Système d'air de refroidissement et d'étanchéité

Le dernier sous-système important est le système de limite de pompage du compresseur constitué par une vanne qui contourne une partie de l'air extrait du compresseur. Ceci a lieu surtout pendant le démarrage et l'arrêt de manière à prévenir tout phénomène de pompage du compresseur.

### **IV-III-4 Système du gaz combustible (figure IV-8) :**

Les turbines à gaz industriels ont été conçues pour pouvoir fonctionner avec une gamme étendue de combustibles gazeux. Le système d'alimentation et de dosage est assez simple. Le gaz doit parvenir à la turbine sous une pression 16,7 atm, après un filtrage à travers trois vannes situées en séries :

- vanne primaire (V102)
- vanne secondaire (V103)
- vanne de régulation (FCV)

#### **IV-III-4-1 Description de circuit :**

Afin que le combustible parvienne parfaitement à la chambre de combustion, le système de contrôle séquence vanne va régler l'ouverture de la vanne primaire et la vanne secondaire ainsi nous aurons la vanne primaire ouverte, la vanne secondaire fermée et la vanne de régulation ouverte initialement. Dès l'arrivée automatique du gaz à travers la vanne primaire n'ouverte et la vanne secondaire fermée, le système de contrôle reçoit le signal de pression de gaz, émet l'exécution à la vanne secondaire l'ouverture et en ferme la vanne primaire, en ouvrant alors que la vanne de régulation, initialement ouverte qui laisse un léger passage de gaz. Au démarrage les deux vannes primaire et secondaire ouvertes et la vanne de régulation s'ouvre en fonction linéaire par rapport au signal qu'elle reçoit de l'armoire de commande et de contrôle DITRONIC. Le débit de combustible aux brûleurs sera proportionnel à la vitesse de la turbine (Figure IV-8).

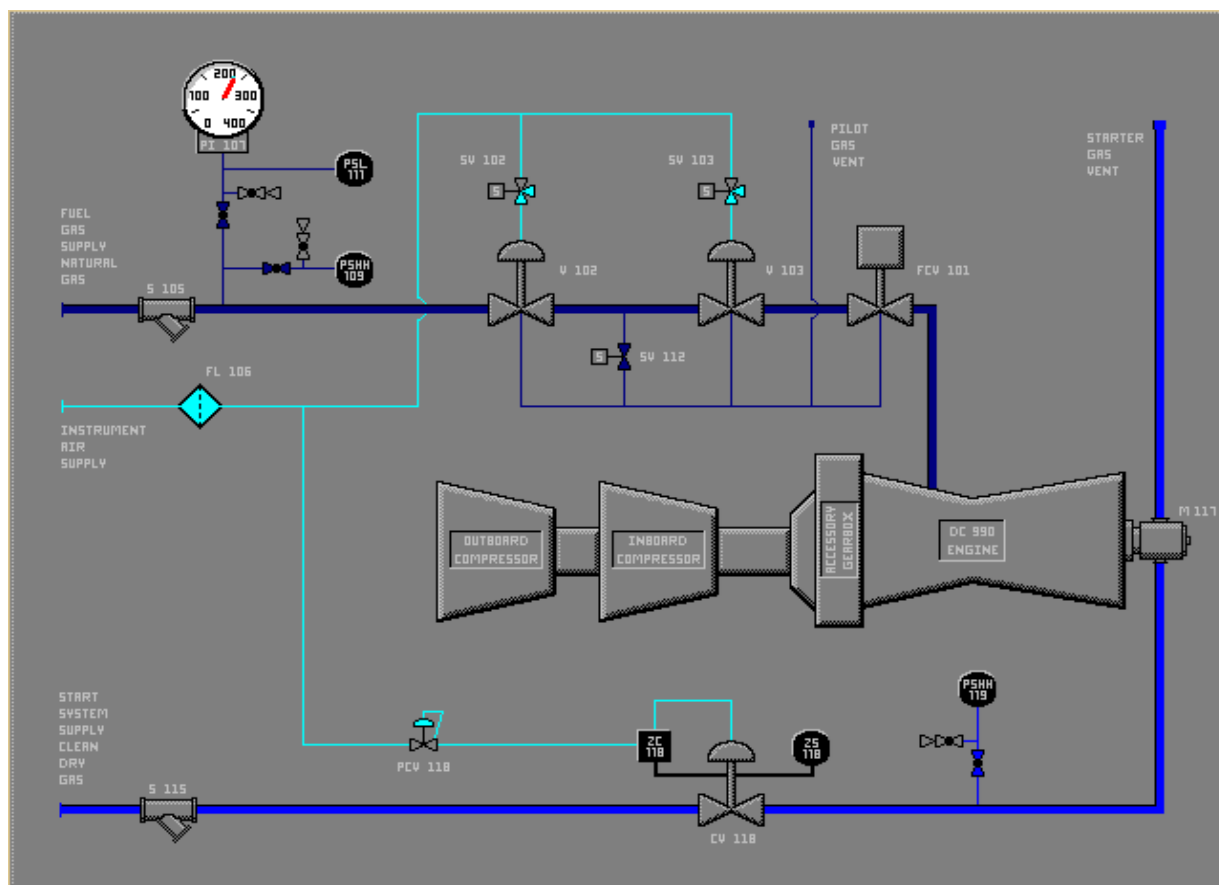


Figure IV-8 : Représentation schématique du circuit du gaz combustible.

### IV-III-5 Système anti-pompage :

Il est nécessaire de diminuer la pression fournie par le compresseur pour limiter l'emballement en cas de perte de charge et pour éviter le pompage du compresseur au cours du démarrage. Ce résultat est obtenu à l'aide d'une soupape de décompression d'air montée dans la conduite de sortie du compresseur.

Au condition de fonctionnement normal, la soupape est maintenue fermée par la pression de l'air en provenance du conduit de sortie du compresseur. Cette pression de maintien disparaît à cause des pertes de charge et la soupape s'ouvre et laisse l'air provenant du conduit s'échapper par les orifices d'évacuation vers l'atmosphère. La réduction du débit et de la pression de l'air dans le moteur qui en résulte limite l'importance de l'emballement.

Dans des conditions normales de perte de charge, la pression d'air de maintien est évacuée par une soupape électromagnétique de décompression. Si la perte de charge est excessive, le déclenchement de survitesse fonctionne et la pression d'air de maintien est évacuée par la soupape de décompression.

Pour éviter le pompage du compresseur dû à une onde de pression lors de l'allumage de brûleur, la soupape de décompression est maintenue par un ressort en position ouverte, réduisant ainsi la pression de cycle au cours de cette période critique. Peu de temps après l'allumage du brûleur, la pression de débit du compresseur atteint un chiffre tel que la poussée du ressort est surmontée par l'effort exercé sur la membrane et la soupape se ferme. (Figure IV-9).

### **IV-III-6 Système de commande :**

Comme toute machine la turbine à gaz DR990 a des limites de fonctionnement imposées par la conception et la construction. Afin de respecter ces limites la DR990 est dotée d'un système de commande appelé DITRONIC.

Ce système commande la quantité de combustible (gaz naturel) injectée au système combustible pour pouvoir commander la puissance de sortie de la turbine.

Cette puissance est réglée au cours de fonctionnement d'après les signaux d'entrée reçus de la vitesse /charge du rotor et de la température d'échappement. Cette température est une mesure indirecte de la température d'admission des gaz chauds dans la turbine. De plus, pendant le lancement, un circuit de commande spécial est utilisé en vue de faire passer la turbine du repos à la vitesse de fonctionnement.

### **IV-III-7 Système de protection :**

Si un incident survient pendant le lancement ou le fonctionnement de la turbine à gaz, il est souhaitable de mettre celle-ci à l'arrêt afin d'éviter certains dégâts importants qui pourraient être infligés aux pièces de la machine. Pour cela un système de protection, distinct du système de commande existe dans le



DETRONIC (vibration excessive, basse pression d'huile de lubrification, température trop élevée ...) provoquent l'émission d'un signal de mise à l'arrêt, Cette mise à l'arrêt est normalement faite en coupant l'arrivée du combustible par la vanne d'arrêt inter coupant ainsi l'arrivée de l'énergie ce qui arrête la turbine le système de protection agit donc comme un système de relèvement du système de commande assurant ainsi la sécurité du fonctionnement de la turbine.

### **IV-III-7-1 Protection de la survitesse :**

La survitesse survient des troubles dans le circuit de régulation de vitesse ou de troubles de la charge elle-même.

La survitesse est dangereuse est risque de faire exploser les rotors, pour cela on trouve souvent les dispositions pour se protéger de la survitesse.

Le système de protection est un système électrique dont les composants principaux sont indiqués ci-prés [4] :

- Capteurs magnétiques de vitesse
- Un appareil électrique
- Système logique de relais de protection survitesse
- Tableau d'affichage

Circuit de protection de survitesse : un signal est émis par le contrôleur électrique pour arrêter le carburant en cas de survitesse au de la d'une valeur limite atteinte de 18500 (tour/min.), une sorte de freinage mécanique (arrêt de la machine) qui est libéré automatiquement quand la vitesse dépasse une limite bien déterminée.

### **IV-III-7-2 Protection contre les vibrations :**

La Protection contre les vibrations est généralement assurée par les capteurs de vitesse : Deux dans la turbine à gaz et un à la charge entraînée. Les transmetteurs de ces capteurs produisent un signal proportionnel à la vitesse de la vibration. Le système de déclenchement est réglé pour un point de consigne spécial par les spécifications de la commande et indiqué dans le manuel d'instructions du matériel. Au cas où il se produirait un circuit ouvert, un court-circuit ou un point à la masse dans l'un des trois canaux indépendants, une

alarme est émise, mais le groupe peut rester en marche. Il existe une carte d'étalonnage pour régler et vérifier chaque canal.

### **IV-III-7-3 Protection contre l'excès de température :**

La surchauffe se manifeste par les valeurs de  $T_4$  (température à la sortie de turbine) ; au-delà de certaines limites de surchauffe, il y aura un risque de destruction des parties chaudes, en particulier la chambre interne de combustion, le distributeur turbine et éventuellement les aubes mobiles de la turbine. La surchauffe est plus fréquente en phase de démarrage, à cause de certaines anomalies liées au démarrage. Une accélération trop rapide peut produire une surchauffe. La surchauffe permanente est possible si les rendements du compresseur et de la turbine, sont détériorés, c'est ainsi que la mesure et l'enregistrement de  $T_4$  est classée soit pour affichage simple ou pour alarme ou pour arrêts démarrage.

L'origine de surchauffe doit être trouvée en tout cas si la surchauffe au démarrage dépasse des limites certaines. Le démarrage doit être arrêté et le carburant accumulé dans la chambre de combustion doit être purgé, il y a des limites de  $T_4$  classées soit pour affichage simple soit pour alarme ou pour arrêt d'urgence.

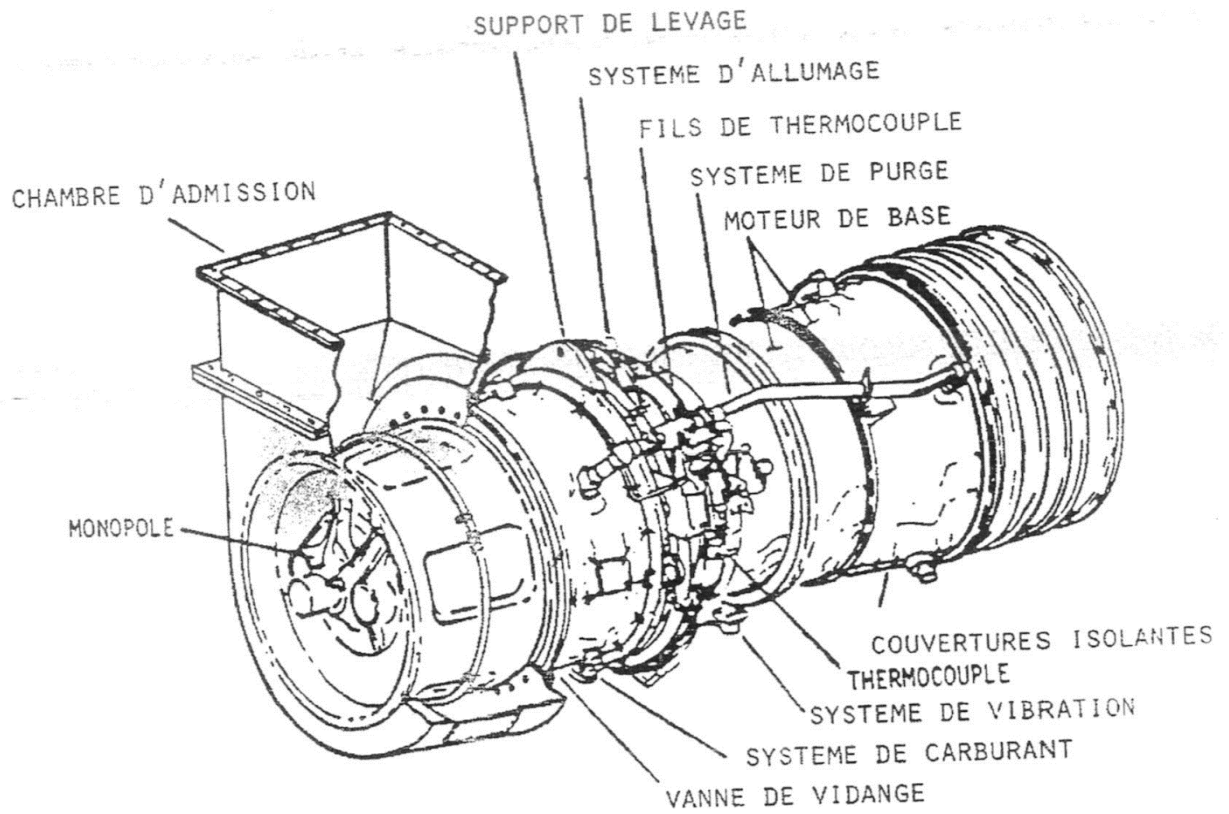


Figure IV-9 : Emplacements de tous les organes externes de la turbine.

### IV-III-8 Conclusion :

Le niveau et la qualité d'un programme de maintenance ont un effet direct sur la fiabilité et la disponibilité des équipements. Par conséquent, un programme qui optimise les coûts de la maintenance, maintient au minimum les temps d'immobilisation et améliore la fiabilité des démarrages et du fonctionnement.

*Conclusion  
générale*

### **Conclusion générale :**

La grande puissance, le bon fonctionnement ainsi que les hautes performances des turbines à gaz font d'elles un des moyens les plus sollicités pour l'entraînement des charges mécaniques. Les turbines utilisées aux centres industriels, sont des turbines à deux arbres. Ces dernières possèdent deux roues mécaniquement indépendantes.

Ce mémoire nous a permis d'apprécier la nécessité d'utilisation des turbines à gaz dans le domaine de production du gaz. Ces machines connaissent un développement remarquable justifié à juste titre par leur fiabilité et simplicité d'exploitation.

Le fonctionnement de la turbine à gaz DR990 doit être connue à partir de différents organes et systèmes de commande surtout le système d'huile de command, système de l'air de refroidissement et d'étanchéité, système du gaz combustible, système de protection contre l'incendie et le système de sécurité. Le calcul thermodynamique a montré que les résultats obtenus vérifient bien les valeurs des paramètres d'exploitations et ceux géométriques de la turbine à gaz. Ainsi cette sensibilité à la variation de la température influe négativement sur l'exploitation de la turbine.

Finalement, nous souhaitons que ce mémoire puisse servir comme outil de travail pour les étudiants concernés, et qu'il sera amélioré et complété pour rendre son utilité plus complète.

## Résumé

Les turbines à gaz ont connues une grande importance dans le domaine industriel notamment dans celui des hydrocarbures. Au niveau de station de sud à HAOUD BERKAOUI SONATRACH, il existe une énorme énergie perdue par les gaz d'échappement. Dans l'objectif de protéger l'environnement et amélioration du rendement des turbines, une étude thermodynamique détaillée a été abordé dans ce travail. Commençons par présentation de la situation géographique de HAOUD BERKAOUI, une description détaillée de turbine à gaz en générale et la turbine à gaz DR990 à été entamée, des calculs thermodynamique pour trouver les rendements, et en fin nous passons à la maintenance pour le bon fonctionnement de cette turbine et garder à grande durée de vie.

## ملخص

تعرف التوربينات الغازية استعمالا واسعا في الميدان الصناعي و بالأخص في ميدان المحروقات. بالجنوب في احدى محطات الضغط بالمحطة الصناعية حوض بركاوي. بسوناطراك. هناك طاقة ضخمة مفقودة غازات التوربينات بهدف حماية البيئة و تحسين كفاءة توربينات الغاز. وجهت تفاصيل الدراسة الحرارية في هذا العمل بدأنا بعرض المنطقة الصناعية مع مرافق توزيع توربينات الغاز بحوض بركاوي التي هي من نوع در999 التعديل بالنسبة لنا هو توفير حلول لتحسين الأداء. ثم قمنا بالحسابات الحرارية, في النهاية مررنا بالصيانة من أجل العمل الجيد لهذه التوربينة و الحفاظ على مدة حياة أطول.

## Abstract

The gas turbines are widely used in the industrial field and particularly in the petroleum one.

To the level of south station in HAOUD BERKAOUI SONATRACH, an enormous energy lost by the gases of exhaust exists. In the objective to protect the environment and improvement of the output of the turbines, a thermodynamic survey retails has been landed in this work. Let's start with presentation of the geographical situation of HAOUD BERKAOUI, a description retails gas turbine in general and the turbine gas DR990 to been started, of calculate them thermodynamic to find the outputs, and in end we pass to the maintenance for the good working of this turbine and keep to big life span.

# *Bibliographie*

### Bibliographie :

- [1] : "Turbine à vapeur et à gaz". - Lucien Vivier- Edition Albin Michel (1965).
- [2] : Installation des turbines à gaz et leurs éléments principaux ANTONOV ANATOLI ; ORAN (1978)
- [3] : Document de l'entreprise SONATRACH HAOUD BERKAOUI ,2007.
- [4] : Service manuel, DRESSER RAND, maintenance (1992).
- [5] : La turbine à gaz NUOVO PIGNONE.
- [6] : Turbomachines (Théorie Générale) JAN KRYSINSKI OPU 1994
- [7] : Atlas solaire de l'Algérie (Tome 1) MICHEL CAPADEROU OPU 05/88
- [8] : "Manuel de maintenance ".NAPHTOGAZ HASSI MESSAOUD (2001).
- [9] : sale control de GUALLALA.