

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



Faculté des Hydrocarbures et Chimie

## **Mémoire de Master**

Présenté par

**ROUDJANE Amazigh**

**KERMANE Sid Ali**

Filière : Génie mécanique

Option : Mécanique des chantiers pétroliers

---

### **Etude et maintenance de la turbine à gaz MS5002 C**

---

**Devant le jury :**

TAZROUT	Mohand	Prof	UMBB	Président
TAZROUT	Mohand	MC/A	UMBB	Examineur
TAZROUT	Mohand	Prof	UMBB	Examineur
TAZROUT	Mohand	Prof	UMBB	Examineur
IRATNI	Aicha	Prof	UMBB	Encadreur

# Remerciements

*Au premier temps, nous tenons à remercier le bon Dieu, qui, nous a donné la force et le courage pour arriver à ce jour.*

*Nous aimerions bien exprimer notre plus profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce modeste travail, leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes du travail et en particulier cette période de Master.*

*Nous tenons à remercier notre promoteur Mr. AISSANI pour ses conseils et orientations.*

*Ainsi que tout le personnel de la région TFI en particulier Mr. SELMOUN Djamel*

*On adresse aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INH qui ont contribué à notre formation en particulier les enseignants du département de transport et équipements des hydrocarbures.*

*Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et à tous nos ami(e)s de l'UMBB.*

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail à la lumière de mes yeux :  
Mes très chers parents qui ont tout fait, rien  
que pour me voir réussir et à qui je dois tout le  
mérite du monde*

*A ma chère sœur Sihem, à mes deux très chers  
frères : Ghanou et Walid pour leur  
encouragement, leur soutien et leur amour*

*A ma grand-mère et mon grand-père qui n'ont  
jamais cessé de prier pour moi*

*A toute ma grande famille*

*Une spéciale dédicace à mes très chers amis :*

*Omar, Hamid, Mouh, Sofiane et Said*

*A mon cher binôme Amazigh et à toute sa  
famille*

*A tous mes chers ami(e)s qui sans leur  
encouragement ce travail n'aura jamais vu le  
jour*

*Ainsi que tous mes camarades de la promotion  
2011 avec lesquels j'ai passé de très agréables  
moments pendant mes cinq années d'étude*

*A tous le personnel de la région de TFT.*

*Sid Ali*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à ma raison d'être :*

*Ma très chère mère qui a tout fait, pour me voir  
réussir et à qui je dois tout le mérite du monde ;*

*A mes chers frères pour leurs conseils, leur soutien  
et leur amour*

*A toute ma grande famille ;*

*Une spéciale dédicace à mes très chers amis : Nouh,  
Asmane, Mouhend ouali, Ismail, Idir, Zohir,  
Smail ;*

*Et à toutes autre personnes ayant contribuées de  
près ou de loin à la réalisation de ce travail ;*

*A mon cher binôme Sid Ali et à toute sa famille ;  
Ainsi que tous mes camarades de la promotion 2011  
avec lesquels j'ai passé de très agréables moments  
pendant mes cinq années d'étude*

*A tous le personnel de la région de TFT.*

*Amazigh*



# SOMMAIRE

## Introduction

## Chapitre I description de la région de TFT et de l'UTGA

I.1. Présentation de la SONATRACH .....	2
I.1.1. Un peu d'Histoire .....	2
I.1.2. Division production (DP) .....	2
I.2. Présentation de la région.....	2
I.2.1. Bref historique des hydrocarbures de TFT.....	2
I.2.2. Situation géographique.....	3
I.2.3. Développement de la région .....	4
I.2.3.1. Différents gisements de TFT.....	4
I.3. Production de TFT en chiffres .....	5
I.4. Direction régionale de TFT .....	5
I.4.1. Les directions .....	5
I.4.2. Les divisions .....	6
I.4.2.1. Division maintenance .....	6
I.5. Description du procédé de traitement de gaz.....	9
I.5.1. Présentation de l'UTGA .....	9
I.5.1.1. Composition de l'UTGA.....	10
I.5.2. Fonctionnement du processus de traitement.....	11
I.5.2.1. Unité de gaz.....	11
I.5.3. Impact économique de l'UTGA.....	17

## Chapitre II Principes des turbomachines

II.1. Théorie des turbomachines .....	19
II.1.1. Rappel de la thermodynamique.....	19
II.1.1.1. Introduction.....	19
II.1.1.2. Principe zéro.....	20
II.1.1.3. Premier principe de la thermodynamique (principe de conservation d'énergie).....	20
II.1.1.4. Les transformations.....	20
II.1.1.5. Deuxième principe de la thermodynamique .....	21
II.1.2. Rappels de la mécanique des fluides.....	22
II.1.2.1. Introduction.....	22
II.1.2.2. Equation de continuité (conservation de la masse) .....	22
II.1.2.3. Equation de la quantité de mouvement .....	23
II.1.2.4. Equation du moment de la quantité de mouvement.....	23
II.1.2.5. Triangle des vitesses .....	24
II.1.2.6. Principe d'EULER.....	24
II.2. Notion d'étage d'une turbomachine .....	25
II.2.1. Le rotor.....	25
II.2.2. Le stator .....	25
II.3. Classification des turbomachines .....	25
II.3.1. Selon la nature du fluide .....	25
II.3.1.1. Turbomachines à fluide incompressible.....	25
II.3.1.2. Turbomachines à fluide compressibles.....	25
II.3.2. Selon l'écoulement.....	26
II.3.2.1. Turbomachines radiales .....	26
II.3.2.2. Turbomachines axiales.....	26
II.3.2.3. Turbomachines hélico-centrifuge.....	26

## Chapitre III

## Turbine à gaz MS5002 C

Introduction .....	27
III.1. Description générale de la turbine à gaz.....	27
III.1.1. Différents composants de la TAG.....	27
III.1.1.1. La section de compression .....	27
III.1.1.2. La section combustion .....	28
III.1.1.3. La turbine de détente .....	29
III.2. Classification des turbines à gaz.....	30
III.2.1. Selon la nature du combustible .....	30
III.2.2. Selon le mode de travail.....	30
III.2.3. Selon la destination.....	31
III.2.3.1. TAG industrielle .....	31
III.2.3.2. TAG aéro-dérivée .....	31
III.2.3.3. Turboréacteur .....	32
III.2.4. Selon le mode de fonctionnement thermodynamique.....	32
III.2.5. Selon la construction.....	33
III.2.5.1. TAG à un seul arbre .....	33
III.2.5.2. TAG à deux arbres.....	33
III.3. Etude du cycle thermodynamique .....	34
III.3.1. Cycle de JOULE-BRAYTON .....	34
III.3.2. Cycle réel.....	36
III.4. Principe de fonctionnement.....	36
III.5. Turbine à gaz MS 5002 C .....	38
III.5.1. Introduction.....	38
III.5.2. Description générale.....	38
III.5.2.1. Principe de fonctionnement .....	39
III.5.2.2. Décodage de la nomination de la série de NUOVO PIGNONE .....	39
III.5.2.3. Résumé des caractéristiques de la TAG MS5002 C .....	40
III.5.3. Composition de la turbine à gaz MS5002 C .....	41
III.5.3.1. Section d'admission.....	41
III.5.3.2. Section compression.....	42
III.5.3.3. Section combustion .....	43
III.5.3.4. Section turbine .....	44
III.5.3.5. Section d'échappement.....	45
III.5.4. Les équipements auxiliaires.....	46
III.5.4.1. Système de démarrage.....	46
III.5.4.2. Système de l'huile de graissage.....	46
III.5.4.3. Système d'alimentation par le combustible .....	47
III.5.4.4. Système d'air de refroidissement et d'étanchéité .....	48
III.5.4.5. Dispositif d'anti-pompage .....	48
III.6. Comparaison entre la TAG MS 5001 et la TAG MS5002 .....	49

## Chapitre IV Calculs thermodynamiques de la TAG MS 5002 C

Introduction .....	50
IV.1. Hypothèses .....	50
IV.2. Données de départ de la TAG MS5002 C (train A) de l'UTGA.....	51
IV.2.1. Données sur le compresseur axial .....	51
IV.2.2. Données sur les chambres de combustion.....	51
IV.2.3. Données sur les turbines de détente HP et BP .....	51
IV.2.4. Données sur le combustible .....	51
IV.2.5. Selon les paramètres ISO .....	52

IV.3. Calculs des chambres de combustion .....	52
IV.3.1. Calcul de la température à la sortie des chambres de combustion $T_3$ .....	52
IV.3.2. La quantité de chaleur théorique apportée à pression constante.....	52
IV.3.3. La quantité de chaleur réelle apportée à pression constante .....	52
IV.3.4. Calcul du coefficient d'excès d'air $\alpha$ .....	52
IV.3.4.1. Le pouvoir calorifique du gaz naturel de l'UTGA.....	53
IV.4. Calculs du compresseur axial.....	55
IV.4.1. Calcul de la température théorique au refoulement $T_{2s}$ .....	55
IV.4.2. Calcul de l'exposant polytropique de compression.....	55
IV.4.3. Calcul du travail consommé par le compresseur.....	55
IV.4.4. Le travail de compression polytropique .....	55
IV.4.6. Calcul du rendement de la compression .....	55
IV.4.5. La puissance consommée par le compresseur .....	55
IV.5. Calculs des travaux de détente.....	55
IV.5.1. Calcul de la température $T_4$ théorique d'échappement des gaz chauds .....	55
IV.5.2. Calcul du travail spécifique isentropique de la détente.....	55
IV.5.3. Le travail de détente polytropique .....	55
IV.5.4. La puissance fournie par la turbine.....	55
IV.5.5. La puissance utile de l'installation.....	55
IV.5.6. Le rendement de la TAG MS5002 C.....	56
IV.6. Les calculs d'optimisation.....	56
IV.6.1. Interprétation.....	56
IV.6.2. Conclusion.....	57

## Chapitre V Maintenance de la turbine à gaz MS5002 C

Introduction .....	58
V.1. Définition de la maintenance .....	58
V.1.1. Entretien ou maintenance .....	58
V.2. Les différentes formes de maintenance .....	58
V.2.1. La maintenance corrective .....	58
V.2.2. La maintenance préventive .....	58
V.2.2.1. Buts de la maintenance préventive .....	59
V.2.2.2. La maintenance préventive systématique.....	59
V.2.2.3. La maintenance préventive conditionnelle.....	59
V.2.2.4. La maintenance préventive prévisionnelle.....	60
V.3. Les opérations de la maintenance .....	61
V.3.1. Les opérations de maintenance corrective .....	61
V.3.1.1. Le dépannage.....	61
V.3.1.2. La réparation.....	61
V.3.2. Les opérations de maintenance préventive .....	61
V.3.2.1. Les inspections.....	61
V.3.2.2. Les visites .....	61
V.3.2.3. Les contrôles .....	61
V.3.3. Autres opérations.....	62
V.3.3.1. Révision.....	62
V.3.3.2. Les échanges standards.....	62
V.4. Les niveaux de la maintenance .....	62
V.5. La maintenance appliquée sur la turbine à gaz MS5002C .....	63
V.5.1. Caractéristiques des constructions de turbine à gaz .....	63
V.5.2. Types d'inspections de la turbine à gaz .....	63
V.5.2.1. Inspections de la machine en marche.....	63

V.5.2.2. Inspection de la machine à l'arrêt (maintenance systématique) .....	64
V.5.2.3. Procédure d'une révision générale.....	65
V.6. Contrôles au borescope.....	67
V.6.1. Zones de contrôle.....	68
V.6.2. Les éventuels symptômes à constater avec un borescope .....	68

## Chapitre VI Etude des déclenchements à haute température

Introduction .....	71
VI.1. Le SPEEDTRONIC Mark VI.....	72
VI.1.1. Introduction .....	72
VI.2. Contrôle de la TAG MS5002 C .....	73
VI.2.1. Système de contrôle de la vitesse (charge) .....	73
VI.2.1.1. Sous-système de déclenchement de la turbine .....	74
VI.2.2. Système de contrôle de température de la TAG.....	74
VI.2.2.1. Interprétation du diagramme.....	75
VI.3. Etude du déclenchement à haute température .....	76
VI.3.1. Exposition du problème .....	76
VI.3.2. Analyse des paramètres de fonctionnement de la turbine.....	76
VI.3.2.1. Compresseur axial.....	76
VI.3.2.2. Chambre de combustion.....	77
VI.3.2.1. Chute de pression dans le système d'échappement de la turbine .....	77
VI.3.3. Analyse des facteurs extérieurs influant sur les performances de la turbine à gaz MS5002 C.....	78
VI.3.3.1. Influence de la température ambiante .....	78
VI.3.3.2. Influence de la pression atmosphérique.....	78
VI.3.3.3. Influence de l'humidité.....	79
VI.3.3.4. La qualité du combustible.....	80
VI.4. Le combustible .....	80
VI.4.1. Types de gaz naturels .....	81
VI.4.1.1. Gaz sec.....	81
VI.4.1.2. Gaz humide.....	81
VI.4.1.3. Gaz à condensât.....	81
VI.4.1.4. Gaz associé.....	81
VI.5. La combustion .....	81
VI.5.1. Les réactifs de la combustion dans une turbine.....	81
VI.5.2. Equation de combustion .....	82
VI.5.3. Rapport stœchiométrique air/carburant – Pouvoir comburivore .....	82
VI.6. Le pouvoir calorifique du gaz naturel.....	83
VI.6.1. Définition.....	83
VI.6.2. Les types des pouvoirs calorifiques .....	83
VI.6.3. Relation entre le <b>PCIp</b> et <b>PCSp</b> .....	83
VI.7. La chromatographie.....	83
VI.7.1. Chromatographie en Phase Gazeuse (CPG) .....	84
VI.8. Le condensât .....	84
VI.8.1. Définition.....	84
VI.8.2. Caractéristiques du condensât .....	85
VI.9. Solutions proposées.....	85
VI.9.1. Diagnostic et inspection de l'unité de récupération de condensât .....	85
VI.9.2. L'installation d'un nouveau four utilisant une autre source de carburant (gaz naturel) .....	86

VI.9.3. L'utilisation d'un séparateur.....	86
VI.9.4. Utilisation d'un circuit contenant une vanne de détente suivie d'un purgeur de vapeur	87
VI.9.4.1. Vanne de détente.....	87
VI.9.4.2. Purgeur de vapeur.....	87
VI.9.4.3. Injection d'un gaz inerte dans le combustible .....	88
VI.9.4.4. Utilisation d'un système de filtration du gaz.....	90

## **Conclusion générale**





## Liste des figures

Fig.I.1 : Carte géographique présentant la position de la région de TFT .....	3
Fig.I.2 : Différents services de la division maintenance.....	7
Fig.I.3 : Schéma descriptif de la structure de l'UTGA.....	10
Fig.I.4 : Circuit de réception et de compression BP.....	12
Fig.I.5 : Schéma descriptif des équipements de puissance.....	14
Fig.I.6 : Schéma descriptif du circuit de compression HP.....	15
Fig.1.7 : Schéma représentatif du circuit de chauffage .....	16
Fig.I.8 : Schéma descriptif du procédé de traitement et de récupération du condensât..	16
Fig.I.9 : Schéma descriptif de l' UTGA .....	18
Fig.II.1 : Schéma illustrant l'équation de continuité .....	22
Fig.II.2.....	23
Fig.II.3 : Schéma illustratif du triangle des vitesses .....	24
Fig.II.4 : Schéma d'une pompe centrifuge multiétagée .....	26
Fig.II.5 : Turbine à vapeur .....	26
Fig.II.6 : Compresseur axial .....	29
Fig.III.1 : Compresseur axial (partie rotorique et partie statorique) .....	28
Fig.III.2 : Chambre de combustion à flux réversible .....	28
Fig.III.3 : Etage d'une turbine de détente .....	30
Fig.III.4 : Schéma des étages à action et à réaction.....	31
Fig.III.5 : TAG industrielle SGT5-400f.....	32
Fig.III.6 : TAG aéro-dérivée.....	32
Fig.III.7 : Turboréacteur d'un avion .....	33
Fig.III.8 : Schéma descriptif de la turbine à gaz à un seul arbre .....	34
Fig.III.9 : Schéma descriptif de la turbine à gaz à deux arbres.....	34
Fig.III.10 : Schéma de fonctionnement de la turbine à gaz.....	35
Fig.III.11 : Cycle idéal de Joule - Brayton.....	36
Fig.III.12 : Cycle réel de Joule-Brayton .....	37
Fig.III.13 : Evolution de la T, P et V dans les différentes sections de la turbine .....	38
Fig.III.14 : Turbine à gaz MS5002 C.....	39
Fig.III.15 : Décodage d'appellation des turbines à gaz.....	40
Fig.III.16 : Schéma générale de la composition de la TAG MS5002C.....	42
Fig.III.17 : La section aspiration de la TAG MS5002 C.....	43
Fig.III.18 : Compresseur axial de la TAG MS5002C .....	44
Fig.III.19 : Les Deux directrices dans la turbine 5002C (1 <sup>er</sup> et 2 <sup>ème</sup> étages) .....	45
Fig.III.20 : Rotor du générateur de gaz (Roue HP) .....	46
Fig.III.21 : Rotor de la turbine base pression BP .....	46
Fig.III.22 : Section d'échappement (Conduite verticale et caisson d'échappement).....	47
Fig.III.23 : Système d'alimentation du combustible.....	49
Fig.III.24 : Circuit d'air d'étanchéité et de refroidissement .....	50
Fig.III.26 : Turbine MS 5001 .....	51
Fig.III.25 : Turbine MS 5002 C.....	51
Fig.IV.1 : Diagramme du cycle réel de Joule-Brayton .....	52

Fig.V.1 : Les différents types de maintenance .....	55
Fig.V.2 : Différents compartiments de la TAG concernés par les inspections .....	59
Fig.V.3 : Un borescope.....	59
Fig.V.4 : Schéma montrant les ports du borescope de la TAG MS5002 C.....	69
Fig.VI.1 : .....	72
Fig.VI.2 : Schéma de régulation simplifié.....	72
Fig.VI.3 : L'interface du système SPEEDTRONIC Mark VI.....	73
Fig.VI.4 : Dispositif de sur vitesse.....	74
Fig.VI.5 : Diagramme de contrôle de la température d'échappement .....	75
Fig.VI.6 : Influence de la température sur les performances de la turbine.....	78
Fig.VI.7 : .....	79
Fig.VI.8 : Influence de l'humidité sur les performances de la TAG.....	80
Fig.VI.9 : Dispositif de chromatographie en phase gazeuse.....	84
Fig.VI.10 : Unité de récupération de condensat.....	85
Fig.VI.11 : Vue détaillée d'un scrubber.....	86
Fig.VI.12 : Une vanne de détente .....	87
Fig.VI.13 : Schéma d'un purgeur .....	87
Fig.VI.14 : Installation d'une vanne de détente suivie d'un purgeur .....	88
Fig.VI.15 : Schéma de l'installation du générateur du CO <sub>2</sub> .....	89
Fig.VI.16 : Filtre à gaz.....	90

## Liste des tableaux

Fig.IV.1 : Composition du gaz naturel utilisé par la TAG MS5002 C de L'UTGA.....	52
Fig.V.1 : Récapitulatif des éventuels symptômes relevés par un borescope.....	70
Fig.VI.1 : Effet des chutes de pression .....	77
Fig.VI.2 : Résultats d'analyses des deux années différentes .....	80
Fig.VI.3 : La composition de l'air sec atmosphérique .....	81

## **Introduction générale**

Le désert Algérien constitue un grand champ d'investigation dont les secrets, nul ne songeait à leur importance. Cette terre embellie par le jaunâtre de son sable enveloppe un trésor, une source d'énergie précieuse appelée même l'or noir, le pétrole.

La découverte des hydrocarbures au sud Algérien en 1956 était réalisée par le billet des explorations françaises, et après l'indépendance, les efforts sont orientés vers l'exploitation de cette richesse naturelle.

La création de la SONATRACH est un événement marquant dans l'histoire récente de l'Algérie, celle-ci qui est une compagnie nationale de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, a permis d'étendre l'investigation dans le domaine.

L'économie nationale repose sur les revenus des hydrocarbures, alors la production doit suivre un rythme assurant un travail de 24 heures sur 24, dont les arrêts sont réduits au minimum du possible, cependant la maintenance proclame son importance.

Ce domaine regroupe un ensemble d'équipements particuliers ; appareils nécessitant une maintenance rigoureuse, à raison de leurs prix d'obtention et leurs coûts de pertes de production élevés en cas d'arrêt.

La turbine à gaz fait partie de ces équipements cruciaux, de par sa faculté à la production de l'énergie mécanique, pour la production de l'électricité ou l'entraînement des pompes et compresseurs, lesquels permettent le transport des hydrocarbures, ce qui induit à des études de vérification afin de parvenir à anticiper les défaillances par application d'un plan de maintenance adéquat.

Les études appliquées aux turbines englobent plusieurs domaines, le calcul de résistance, calcul de fiabilité, calcul thermodynamique et vérification des performances ...etc.

L'entretien et la maintenance de la TAG est une tâche critique, toute avarie est synonyme de pertes considérables. Lors de notre séjour au sein de la DP de SONATRACH, on a constaté la présence d'une anomalie de fonctionnement dans la TAG MS5002C qui consiste en des déclenchements à hautes températures, ce qui nous a orienté vers l'étude générale de cette TAG et de ce problème en particulier afin de connaître ses causes pour ensuite proposer des éventuelles solutions. Ce problème sera exposé en détails dans le 6ème chapitre.

# Chapitre I

**Description de la  
région TFT et de  
l'UTGA**



## **I.1. Présentation de la SONATRACH**

### **I.1.1. Un peu d'Histoire**

Le secteur des hydrocarbures en Algérie est fermement attaché à la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH, poumon de l'économie nationale, créée en novembre 1963. Elle occupe le 11<sup>ème</sup> rang parmi les grandes compagnies pétrolières internationales.

La SONATRACH est classée la 7<sup>ème</sup> à l'échelle internationale en ce qui concerne les réserves du gaz qui sont concentrés dans le gisement de Hassi R'mel.

### **I.1.2. Division production (DP)**

Elle s'occupe de l'ensemble des travaux d'extraction des hydrocarbures et de la gestion de la production des gisements, par plusieurs méthodes selon le cas, alors qu'il en existe des puits éruptifs dont la production est du fait de leurs pressions du gisement et non éruptifs qui doivent être assistés soit par gaz lift (GL), soit par pompage.

## **I.2. Présentation de la région**

### **I.2.1. Bref historique des hydrocarbures de TFT**

La direction régionale de TIN FOUYE TABANCORT (TFT) fait partie de la division de production de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH). Elle est chargée de la production du pétrole et du gaz dans les différents gisements qui existent dans la région.

Les premières découvertes dans la région datent du début des années soixante, le premier gisement découvert est celui de TFY en 1961, puis se succédèrent ceux de Hassi-Mazoula Sud et Nord en 1963, de TFY Nord et Djouba en 1966, de TFT ordovicien en 1968 et enfin ceux de Tamendjelt et Amassak en 1970.

- Le gisement de TFY est situé au Sud de TFT, l'exploitation se fait par la technique du gaz Lift.
- Le gisement d'Amassak est situé à 25 km au Nord-Ouest du gisement de TFT, l'exploitation se fait par l'utilisation des deux techniques le maintien de pression et le gaz Lift.
- Le gisement de Djaoua se trouve au Sud-Est de TFT, l'exploitation se fait par des groupes électriques immergés (pompes centrifuges électriques immergées).
- Le gisement de Tamendjelt est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT, l'exploitation est par gaz Lift.
- Le gisement de Hassi-Mazoula Nord, Sud et Hassi-Mazoula B produit par pompage électrique.
- Le réservoir de TFT ordovicien produit la plus grande partie de la production de la région, son exploitation a commencé en novembre 1968.

Jusqu'en 1975, les puits forés sont au nombre de 52, dont 49 producteurs. La surface embrassée par les forages ne présentait que 40% de la surface de TFT, la production d'huile en 1974 a atteint 1 634 000 tonnes.

En raison de la diminution de la pression du gisement qui conduit à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2 751 651 tonnes, 4 976 886 tonnes en 1991, 4 410 176 tonnes en 1994 et 3 504 200 tonnes en 1998.

Dans le but d'augmenter le taux de récupération à plus de 25% et de récupérer les gaz torchés, un autre projet est entré en service en 1987 avec la construction de l'usine de traitement de gaz. Actuellement 213 puits d'huile sont forés dans le réservoir ordovicien du gisement de gaz de TFT.

### 1.2.2. Situation géographique

La région de TFT est située au Nord/Ouest d'Illizi, à 1300 km au Sud/Est de la capitale, à 500 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, et à 300 km au Nord d'In-Amenas. Elle est administrativement attachée à la commune de Bordj Omar Driss, daïra d'IN AMENAS, wilaya d'Illizi. (Voir figure ci-dessous)

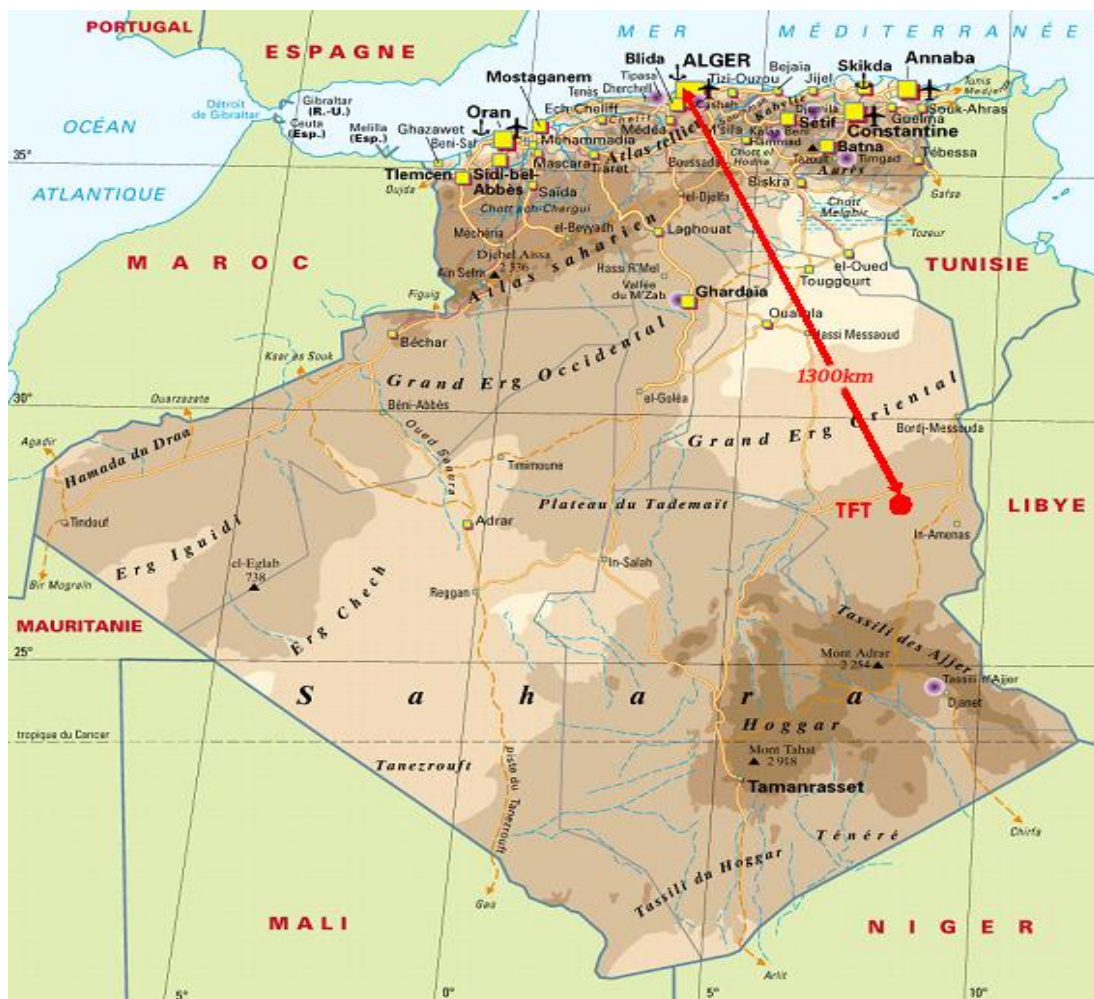


Fig.I.1 : Carte géographique présentant la position de la région de TFT

### **I.2.3. Développement de la région**

Jusqu'en 1979, la région de TFT ne comptait comme installation que des centres de séparation d'huile, des bacs de stockage et des pomperies d'expédition sur les deux secteurs (Nord et Sud) ainsi que des infrastructures sociales de taille moyenne. Elle a connu un développement rapide entre 1980 et 1987 avec la réalisation et la mise en service des installations de maintien de pression à savoir deux unités de production d'eau et une station d'injection.

En 1995, le maintien de pression fut étendu au champ d'Amassak par la réalisation d'une station d'injection implantée au centre de production d'eau TAM/Eau.

- **Les stations FGL (fermeture Gaz Lift) :** Elles sont composées de :
  - Deux réseaux (Nord et Sud) constitués chacun d'une station principale et d'un booster.
  - Une unité de traitement et de compression des gaz associés constitué de 2 trains, chacun d'eux est constitué de 2 parties (BP et HP), d'une section de traitement et d'une section de déshydratation.
  - Une centrale électrique composée de 2 turbo générateurs de 18 MW chacun, qui a connu une extension par l'ajout d'un 3<sup>ème</sup> turbo générateur de 18 MW dans le cadre du projet « Gaz TFT » (association).
  - Alors que les infrastructures sociales n'ont commencé à se développer qu'à partir de 1996, avec la réalisation d'une nouvelle base de vie composée de :
    - ✓ 600 chambres toutes catégories confondues.
    - ✓ D'un complexe VIP (2 villas, 16 studios, un restaurant et une cuisine).
    - ✓ D'un complexe de restauration, Sport et Loisirs.
    - ✓ D'un réseau routier d'une longueur de 186,1 km.
    - ✓ D'un aérodrome d'une piste bitumée, balisée, clôturée et gardée d'une longueur de 1700 mètres.
    - ✓ D'un réseau de télécommunication composé d'une centrale numérique de 500 lignes interconnectées à un réseau de fibre optique.

Toutes ces réalisations (industrielles, sociales et routières) se sont traduites par une nette amélioration des conditions de vie, de sécurité et de travail pour l'ensemble du collectif.

#### **I.2.3.1. Différents gisements de TFT**

La région de Tin Fouyé Tabankort recouvre une superficie de 4000 km<sup>2</sup>, et elle comporte plusieurs gisements dont :

##### **A. Gisement de TFT**

Le gisement de TFT est découvert en 1967 et mis en service en 1968, il se présente comme un anneau d'huile coiffé d'un important gaz cap, il représente en effet 55 % des réserves en place de la région de TFT. Le maintien de pression est assuré par l'injection d'eau depuis 1981. Composé de 117 puits actuellement exploités en éruptifs et partiellement en GL.

##### **B. Gisement de TIN FOUYE**

Ce gisement est découvert en 1961 puis mis en service en 1963, il recouvre une aire de 306 km<sup>2</sup> et représente 22 % des réserves de la région. Le réservoir dévonien est exploité par gaz lift et il possède 37 puits en exploitation.

### **C. Gisement d'AMASSAK**

Situé à 25 km au Nord-Ouest du gisement de TFT, il est découvert en 1970 et mis en service en 1974. Constituant le gisement le plus récent, il représente 10 % des réserves en place de la région de TFT et il produit par éruption. Son maintien de pression est assuré par l'injection d'eau depuis 1995.

→ Nombre de puits en exploitation : 37.

### **D. Gisement de DJOUA**

Il est situé à 30 km au Sud-Est de TFT, il est découvert en 1966 puis mis en production en 1968, ce gisement produit par pompage électrique (En totalité)

→ Nombre de puits en exploitation : 05.

### **E. Gisement de TAMENDJLET**

Il est découvert en 1970 et mis en service en 1974 ; l'exploitation de son réservoir se fait par gaz lift.

→ Nombre de puits en exploitation : 03.

### **F. Gisement de HASSI MAZOULA NORD**

Il est découvert en 1958, sa mise en service était en 1965. Son exploitation et par pompage électrique

→ Nombre de puits en exploitation : 02.

## **1.3. Production de TFT en chiffres**

La région produit de l'huile et du gaz avec des portions avoisinant

- **10000 m<sup>3</sup>/j pour la production d'huile ;**
- **4,46 millions de m<sup>3</sup>/j pour la production de gaz ;**
- **En plus de la production du condensât avec des chiffres d'environ**
- **172 tonnes/j en hiver ;**
- **538 tonnes/j en été.**

## **1.4. Direction régionale de TFT**

Récemment créée, elle appartient à la SONATRACH, division production, elle gère la production de toute la région de TFT (pétrole et gaz). Elle est constituée de plusieurs directions et divisions qui exécutent des tâches liées directement à la production des hydrocarbures. Toutes ces structures et divisions sont coordonnées par la direction régionale qui est le lieu d'établissement, de réalisation et de suivi des programmes détaillés de production et d'expédition, dans le cadre des prévisions et de principes établis par le département « petroleum engineering and développement ».

Les structures rattachées à la direction régionale sont :

### **1.4.1. Les directions**

#### **➤ Direction exploitation**

Elle assure la réalisation de programmes de production, d'exploitation et d'injection des hydrocarbures établis pour la région.

#### **➤ Direction logistique**

Elle réalise les travaux non pétroliers, par l'occurrence du génie civil, entretien des locaux, électricité, plomberie et climatisation ainsi que le transport.

➤ **Direction technique**

Elle s'occupe de l'élaboration des cahiers de charge et des contrats, l'évaluation des soumissions, la recommandation du choix du contrat, le suivi de réalisation et supervision des travaux dès le début jusqu'à la passation de l'ouvrage à l'utilisateur.

➤ **Direction engineering et production**

Elle a pour objectif l'organisation et la mise en œuvre des services techniques opérationnels et l'intervention sur toutes les installations.

➤ **Direction maintenance**

Elle est chargée de la planification, du développement, de l'organisation et la mise en œuvre des services de maintenance pétrolière liés aux besoins actuels de la région, et cela dans différentes activités : mécanique, instrumentation et électro - mécanique.

### **1.4.2. Les divisions**

➤ **Division maintenance**

Cette division est la plus sollicitée et la plus critique de toutes les divisions à cause de son rôle important, déterminant le rythme de la production et ainsi la durée de vie du parc machine en service.

➤ **Division sécurité**

Elle s'occupe du contrôle, de l'organisation et le maintien d'un haut niveau de sécurité des hommes et des installations industrielles ainsi que le développement de la prévention.

➤ **Division informatique**

Elle assure la gestion, le développement et la maintenance de l'outil informatique.

➤ **Division intendance**

Elle a pour objectif la prestation des services de restauration et d'hébergement et la gestion des patrimoines mis à disposition.

➤ **Division finance**

Elle a pour objectif la coordination des services de trésorier, de comptabilité générale et de comptabilité de gestion au niveau de la région.

➤ **Division approvisionnement**

Elle recouvre les activités d'achat et de gestion des stocks.

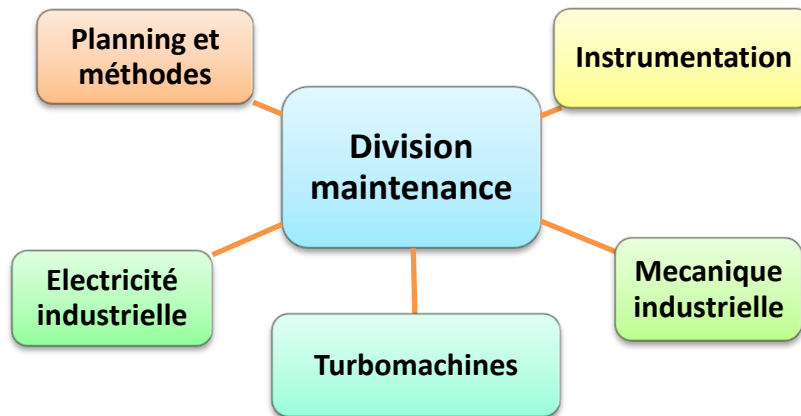
➤ **Division ressources humaines**

Elle assure l'organisation et le contrôle des activités de la région en matière de recrutement, formation, gestion de personnel, prestations sociales, activités culturelles et administration générale.

#### **1.4.2.1. Division maintenance**

C'est l'une des divisions les plus importantes de la direction régionale, elle assure le bon fonctionnement de tous les équipements de surface, nécessaires pour la bonne marche et la continuité de la production. Elle travaille en collaboration avec les autres divisions, essentiellement avec l'exploitation, dans le sens de la réduction des temps d'arrêts des différentes stations. Elle est représentée par la fig.I.2.





**Fig.I.2 : Différents services de la division maintenance**

La division maintenance est structurée par les cinq (05) services suivants :

#### **A. Service méthodes et planification**

C'est le poumon de toute la division maintenance, où il joue un rôle primordial, en l'occurrence, la planification et la préparation des programmes de révision de toutes les machines de production et la préparation des outils adéquats pour les besoins de chaque opération d'intervention. Il planifie toutes les opérations de maintenance et d'intervention sur le matériel par la préparation des ordres de travail destinés directement aux structures d'intervention. Cela se fait en utilisant un système informatique de gestion de maintenance conçue spécialement pour cette tâche (GMAO : Gestion de Maintenance Assistée par Ordinateur).

Le service veille à assurer :

- **La préconisation des pièces de rechange nécessaires aux équipements qu'il gère.**
- **Le programme de maintenance des machines, par rapport à la fonctionnalité et le nombre d'heures de travail.**

#### **B. Service instrumentation**

Ce service est chargé du suivi du bon fonctionnement des équipements et machines sous sa responsabilité, à l'aide d'un tableau de bord doté d'un certain nombre d'indicateurs qui permettent d'informer l'opérateur sur le fonctionnement normal ou anormal des différents points de l'installation. Ce tableau nécessite un suivi permanent afin d'éviter des problèmes pouvant avoir des conséquences néfastes.

#### **C. Service électricité industrielle**

Il est chargé de l'entretien et la réparation des équipements et machines de toutes anomalies d'origine électrique. Il s'occupe de l'exploitation et la maintenance de la centrale électrique et il est principalement chargé de :

- L'électricité industrielle (production, distribution et maintenance).
- La centrale électrique est gérée par deux équipes qui travaillent 24H/24H. Le suivi et le contrôle des paramètres se font toutes les deux heures tel que :
  - Paramètres alternateurs T.G ;
  - Paramètres turbines T.G ;
  - Réseau de distribution ;
  - Paramètres auxiliaires.

La centrale électrique est un grand centre de production de l'énergie électrique qui est la source qui alimente toute la région TFT et ses périphéries. Elle alimente également :

- Secteur Sud, GTFT, Tifernine (ligne 60 KV).
- Secteur Nord, UGTA, station d'injection CTFN et production d'eau (TAM-TFNE).
- Secteur bases (2 lignes 5,5 KV).
- ENGCB.

Deux départs vers le stockage CPC et la base de vie TFT (ligne 60 KV). Leur démarrage a eu lieu en 1980 avec deux turbines, une troisième turbine a été acquise récemment (1999).

#### **D. Service mécanique industrielle**

Il intervient dans la réparation et l'entretien de toute machine ou équipement à sa disposition relevant du domaine de la mécanique. Le service intervient essentiellement sur les équipements suivants :

- Pompes d'expéditions de CPC TFT, CPC TFY, Djoua, Mazoula Nord et sud.
- Pompes à gaz (Burton) sur les centres de réparation.
- Groupes électrogènes sur stations éloignées comme Djoua, Mazoula Nord et sud, et Amassak DSP.
- Interventions sur les équipements mécaniques de la division sécurité à savoir : moteurs, pompes, motopompes et électro-pompes.
- Groupes électrogènes de secours installés sur la centrale électrique et l'UTGA CS2.
- Le service gère un atelier mécanique qui s'occupe des réparations des machines tournantes (groupes électrogènes, pompes centrifuges d'expédition, pompes à Gaz-Burton), compresseur d'air, usinage et confection des diverses pièces.

Les structures du service sont :

- Section atelier ; Section secteur Nord : les centres de séparations, Djoua, CPC TFT, sécurité et l'UTGA ;
- Section secteur Sud : Tamendjelt, Amassak, CPC, TFY, Hassi Mazoula Nord et Sud, et la centrale électrique.

#### **E. Service turbomachines**

On peut définir ce service comme étant une équipe d'intervention et maintenance des trois sortes d'équipement au niveau de toute la région de TFT à savoir :

- Les turbines à gaz.
- Les pompes.
- Les compresseurs.

Et il est structuré en trois (03) sections :

- a. Section entretien et maintenance des turbines.
- b. Section maintien de pression.
- c. Section gaz lift (GL).

##### **E.1. Section entretien et maintenance des turbines**

Cette section est composée d'une équipe qui travaille dans l'UTGA (unité de traitement des gaz associés) ou autrement dit, l'usine qui regroupe la production **HP** et **BP** des centres de séparation **CS 1-2-3-4-5** et **Amassak** dans un réseau de collecte. Sa principale tâche est la

maintenance des deux trains de compression (**A** et **B**), qui se composent chacun d'une turbine à gaz **MS5002 C** et trois compresseurs centrifuges accouplés en série.

Cette station est conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparations, les traiter par déshydratation et les comprimer à 80 bar. Par voie de conséquence le condensât est récupéré.

## **E.2. Section maintien de pression**

Cette section s'occupe des différents équipements des stations qui assurent la fonction du maintien de pression au fond de gisement afin de garantir la continuité de la production ainsi que le balayage de ce dernier.

Le principe de ce processus est basé sur la production d'eau, qui se fait par l'injection du gaz sous pression dans des puits producteurs d'eau, ainsi augmentant la pression du gisement pour récupérer des quantités importantes qui seront traitées dans des séparateurs, puis stockées dans des réservoirs de stockage prévus pour cet effet.

### **E.2.1. Les stations prises en charge**

- **TAM et TFNE** : c'est des stations de production d'eau et les équipements présents sur place sont :
  - Deux compresseurs à pistons.
  - Deux séparateurs.
  - Deux réservoirs de stockage.
  - Trois pompes Booster.
  - Une pompe centrifuge d'injection.
- **CS2** : c'est une station d'injection d'eau et les équipements présents sur place sont :
  - Trois pompes centrifuges d'injection.
  - Deux compresseurs à pistons.

## **E.3. Section Gaz lift (GL)**

Cette section s'occupe des différents équipements des stations **MF1, MF2, MF3, MF4 et MF5** qui assurent la fonction d'injection de gaz dans les colonnes de production de brut non éruptifs pour alléger sa masse volumique et maintenir la continuité de la production du puits. Elle s'occupe de la maintenance des équipements telles que :

- Des compresseurs THOMASSEN mono-étagés destiné à l'alimentation en gaz des stations d'injection de gaz.
- Des compresseurs THOMASSEN bi-étagés destinés à l'injection du gaz dans les puits.

## **I.5. Description du procédé de traitement de gaz**

### **I.5.1. Présentation de l'UTGA**

L'UTGA est entrée en service en 1987 afin de récupérer des quantités importantes des gaz torchés. La station ou l'UTGA (l'unité de traitement de gaz associés) regroupe la production **HP** et **BP** des centres de séparation **CS 1-2-3-4-5** et **Amassak**, dans un réseau de collecte dont les pressions d'arrivées :

$$\text{HP} = 11.0 \text{ kg/cm}^2 \qquad \text{BP} = 2.0 \text{ kg/cm}^2$$

Les objectifs de l'UTGA sont la récupération, le traitement, la compression du gaz ainsi que la récupération du condensât torchés auparavant, celle-ci peut générer des chiffres importants :

- Un débit de gaz traité de : **4,46 millions de m<sup>3</sup>/j** soit : **2,23 millions de m<sup>3</sup> / j / train**
- Un débit de condensât de : -En hiver : **172 tonnes / jour** -En été : **538 tonnes / jour.**
- Paramètres du gaz :
  - pression de sortie : **80 kg/cm<sup>2</sup>.**
  - taux d'humidité : **< 50 ppm.**
  - température : **50 à 60 °C.**
  - pression d'entrée HP: **6 kg/cm<sup>2</sup>.**
  - pression d'entrée BP : **0,6 kg/cm<sup>2</sup>.**

### 1.5.1.1. Composition de l'UTGA

L'UTGA se compose de 05 unités (Voir la figure.I.3) :

#### ➤ L'unité de gaz :

Elle permet la récupération, le traitement, la compression du gaz ainsi que la récupération du condensât, elle contient tous les équipements permettant de réaliser les objectifs de l'UTGA.

- **La salle de contrôle :** Elle contrôle tous les équipements de l'unité de gaz.
- **La sous-station:** Elle alimente tous les équipements de l'unité.
- **L'unité d'incendie:** Elle protège tous les équipements de l'unité contre les incendies.
- **Les divers :** ils assurent les fonctions diverses de l'unité.

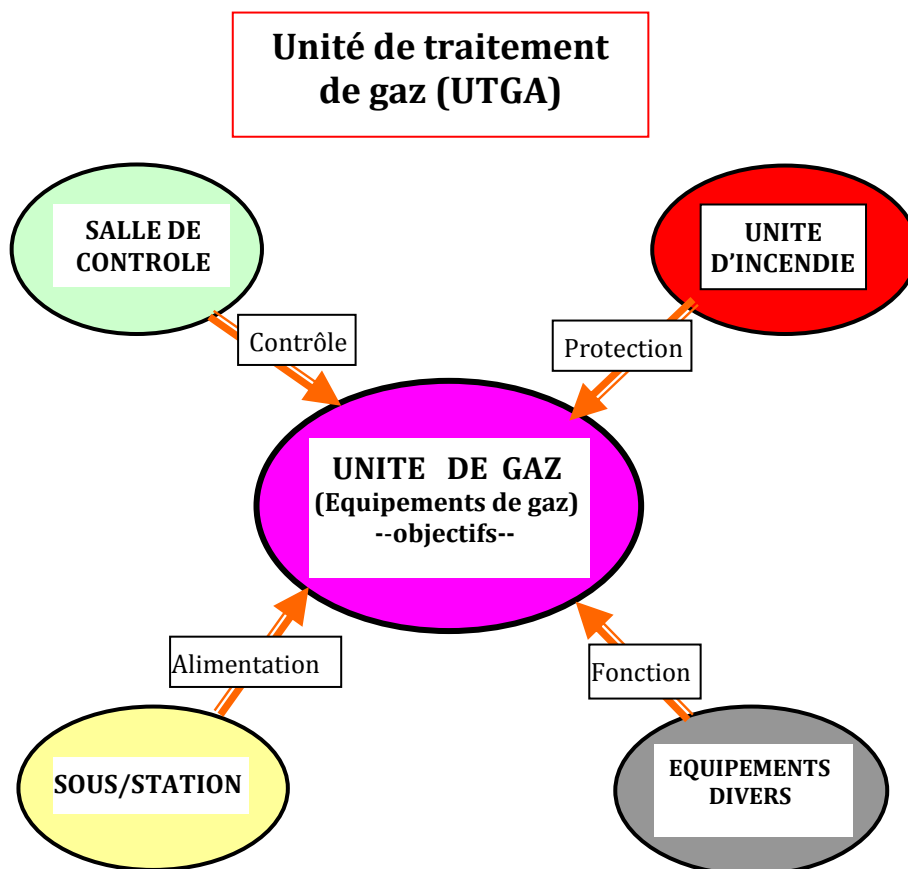


Fig.I.3 : Schéma descriptif de la structure de l'UTGA

## **I.5.2. Fonctionnement du processus de traitement**

### **I.5.2.1. Unité de gaz**

Elle contient tous les équipements dont le rôle est d'assurer toutes les fonctions permettant la réalisation des objectifs et qui sont liés par un réseau de communication pour réaliser des tâches bien déterminées avec une meilleure coordination pour le bon fonctionnement.

#### **A. Fonctions des équipements de l'unité de gaz**

Les fonctions de l'unité de gaz (production) sont l'ensemble de tous les circuits par lesquels passe le gaz depuis son entrée à l'usine jusqu'à sa sortie vers la commercialisation.

Elles se divisent en deux:

- Les fonctions stratégiques (Circuit de gaz produit)
  - Réception du gaz et compression BP.
  - Compression du gaz.
  - Traitement par déshydratation.
  - Récupération du condensât.
- Fonctions secondaires: C'est l'usage du gaz dans l'unité et il se résume en :
  - Gaz combustible.
  - Gaz de régénération.
  - Evacuations.

#### **B. Fonctionnement générale de l'unité**

Le gaz provenant des centres y compris le gaz BP après compression à 6 kg/cm<sup>2</sup> subi 02 étages de compression pour passer de 6 kg/cm<sup>2</sup> à 80 kg/cm<sup>2</sup> à travers 02 trains de compression.

Il passe ensuite vers un traitement commun pour récupérer les eaux résiduelles dans des tours à tamis moléculaire, puis vers un stripper pour la récupération du condensât après la détente de 80 kg/cm<sup>2</sup> à 20 kg/cm<sup>2</sup>. Pour terminer, le gaz se partage sur les deux trains pour être comprimé de nouveau au 3<sup>ème</sup> étage de 20 kg/cm<sup>2</sup> à 80 kg/cm<sup>2</sup>.

#### **C. Equipements de l'unité et leurs rôles**

L'unité de gaz se compose de deux circuits : circuit de gaz produit et circuit de gaz secondaire.

##### **C.1. Circuit de gaz produit**

Ses équipements sont classés comme suit :

- Equipements du circuit de réception du gaz et compression BP.
- Equipements de compression HP.
- Equipements de Traitement (déshydratation).
- Equipements de Traitement (récupération du condensât).

##### **C.1.1. Circuit de réception et de compression BP**

L'objectif du circuit de réception du gaz (représenté par la Figure.I.4) étant de sélectionner le gaz au manifold (entrée), récupérer les liquides aux séparateurs d'entrée et préparer le gaz BP pour la compression HP. La réception du gaz contient des équipements permettant de réaliser des fonctions décomposées de la fonction principale :

- Un manifold HP et BP : munit de vannes pour la fermeture des centres et des clapets anti-retour.
- Un ballon séparateur HP **D101** : récupération des liquides.
- Un ballon séparateur BP **D201** : récupération des liquides.
- 02 pompes **G201A/B** : évacuation des liquides vers le drainage.
- 02 unités de compression BP (similaires) composées de:
  - 02 scrubbers d'aspiration **D202A/B** : séparation des liquides (Avec accessoires).
  - 02 compresseurs BP **K201 A/B** : (compression à 6 kg/cm<sup>2</sup>) contenant les accessoires suivants :
    - Bac d'huile
    - pompes d'huiles : **KGM 2011 A/B, KGM 2012 A/B et KGM 2013 A/B**
    - Résistance d'huile : **KZ 2011 A/B, KZ 2012 A/B**
    - Agitateur d'huile : **KVM 2011 A/B**
    - Ballon d'étanchéité : **KD 2011 A/B**
    - Vanne de régulation du niveau d'huile d'étanchéité : **LCV 2003 A/B**
    - Aéro - refroidisseurs : **E201 – E2011 A/B**
    - 02 scrubbers de refoulement **D202 A/B** : séparation des liquides (avec accessoires).
    - Vannes : Process : XV 201 202 203  
 Régulation pression : PCV 201  
 Régulation niveau : D 202 203 LCV 204 206  
 Recyclage : FCV 201  
 Soupapes de sécurité : D201 202 203

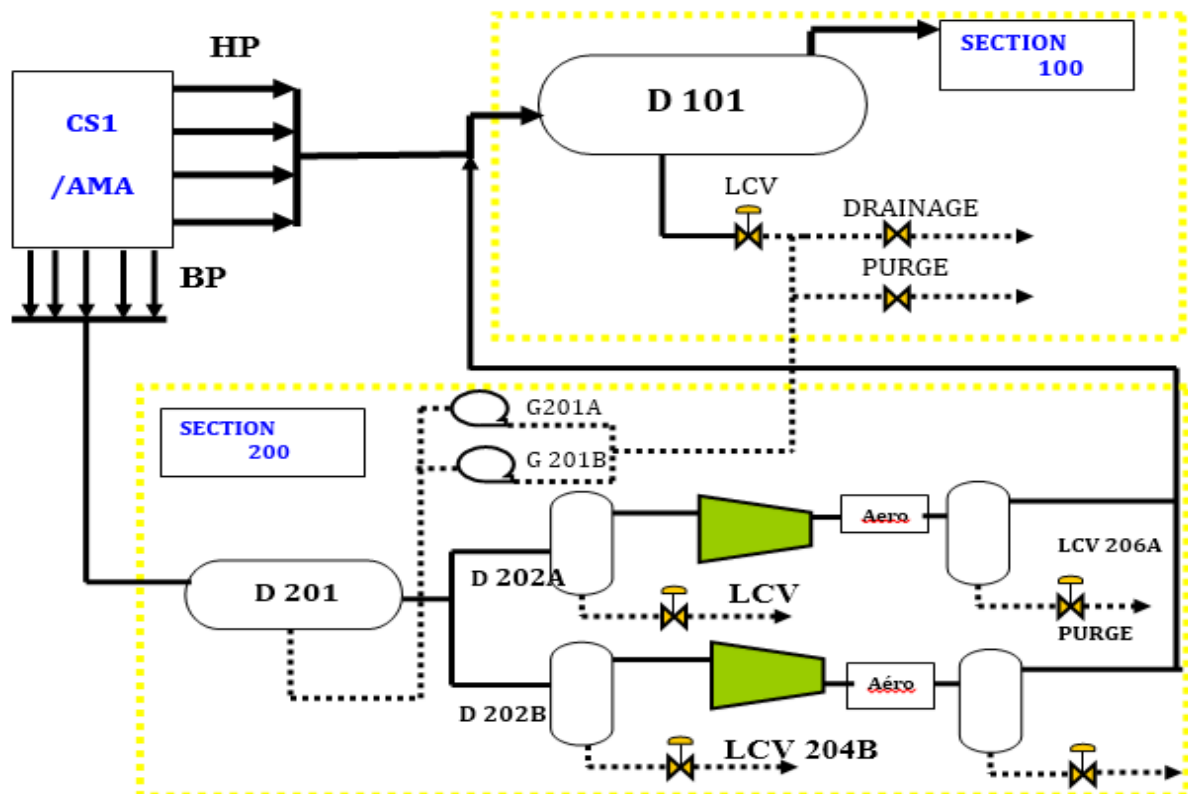


Fig.I.4 : Circuit de réception et de compression BP

Le mode de fonctionnement est le suivant:

Le gaz HP et BP venant des centres arrive dans un manifold de collecte HP et BP. Le gaz BP passe dans un séparateur D201 pour la récupération des liquides. Quand le niveau atteint une valeur haute fixée, les pompes G 201 A/B se mettent automatiquement en marche pour évacuer le liquide vers le drainage sortie séparateur HP.

Le gaz avant d'être comprimé passe par des scrubbers **D202A/B** pour la récupération des liquides résiduels, grâce à deux compresseurs électriques **K 201 A/B**, il sera comprimé d'une pression BP de **0.6 kg/cm<sup>2</sup>** à **6 kg/cm<sup>2</sup>**, la pression du gaz à l'entrée étant de **2 kg/cm<sup>2</sup>** avant la mise en service et **0.6 kg/cm<sup>2</sup>** en marche.

Une fois comprimé le gaz passe par des aéro-refroidisseurs **E201A/B** et **E2011A/B**, puis par les scrubbers **D203A/B** pour la récupération des liquides condensés et puis dans le séparateur **D101** pour rejoindre le gaz HP à 6kg/cm<sup>2</sup> (pression de service HP).

### C.1.2. Compression HP

La compression HP (section 100) a pour objectif la compression du gaz d'une pression de 6 à 80 kg/cm<sup>2</sup> et une recompression de 20 à 80 kg/cm<sup>2</sup>, étant donné une détente de 80 à 20 kg/cm<sup>2</sup>. Ci-dessous un schéma simplifié rassemblant le processus de traitement des gaz produits (Fig.1.5).

**Les équipements qui font partie du circuit de compression HP sont :**

#### A- Les équipements de puissance

Leur rôle est de produire la puissance de rotation pour la compression du gaz à travers des deux trains (Voir la figure ci-dessous) composé chacun de :

- 03 compresseurs : **K101 - K102 - K103 A/B** avec leurs accessoires
- Une turbine : **KT 101 A/B** avec les accessoires
  - **KGM 1012 A/B**
  - **KGM 1013 A/B**
  - **EM 101-102-103 A/B**
  - **KGM 1014 A/B**
  - **KVM 1013 1-2 A/B**
  - Multiplicateur **A/B**
  - Réducteur d'auxiliaires **A/B**
  - Mécanique **A/B**
  - Mécanique **BP A/B**
  - Une turbine de lancement

L'unité comporte deux trains en parallèle composés chacun de 03 compresseurs en série entraînés par une turbine à gaz à travers un même arbre, en passant par un multiplicateur de vitesse d'un rapport de **2,119** (4670 / 9896 tr / min).

La turbine contient un réducteur entraînant des auxiliaires, elle est lancée par une turbine de lancement par énergie cinétique d'un gaz.

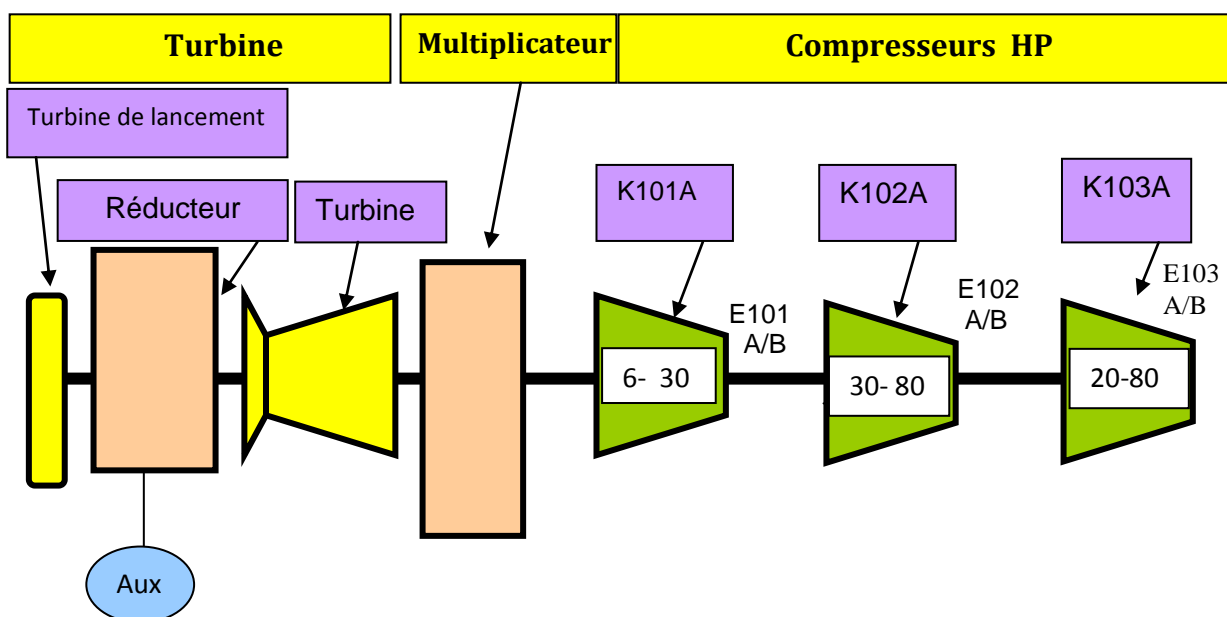
**B- Les scrubbers : D 102 ; D103 ; D104 ; D105. A/B**  
Munis d'accessoires leurs rôles est la séparation des liquides.

**C- Aeros-refroidisseurs : E101A1-2 E102A1-2 E103A1-2 A/B**  
Leur rôle est de refroidir le gaz d'une température de 150°C à 50°C



**D- Vannes A/B**

- Process: XV 101 - XV103 - XV104- XV106 - XV108
- Pressurisation : XV102-XV107
- Torche : XV105 - XV109
- Recyclage des compresseurs : FCV101-FCV102
- Soupapes de sécurité : D102 D104 -D105 A/B XV108
- PSV 102 104 105 108
- Régulation de pression: PCV110
- Régulation de niveau : D102 103 104 A/B
- Vannes de garde : vanne d'isolement manuel LCV 102 104 106



**Fig.I.5 : Schéma descriptif des équipements de puissance**

Le processus de fonctionnement est réalisé comme suit:

Venant du séparateur D101, le Gaz se divise en deux parties une partie sera comprimée dans le train A et une autre dans le train B.

**Train A/B**

Avant d'entrer dans le compresseur, le gaz à la température normale de **50 °C** passe par le scrubber **D102A** pour évacuation des liquides puis au compresseur **K101** pour être comprimé à **28 kg/cm<sup>2</sup>** et sort à une température de **150 °C**. Il passe pour un refroidissement à travers des aéros-refroidisseurs **E101A/B** et dans le scrubber **D103A**, ensuite il subit une compression jusqu'à **80 kg/cm<sup>2</sup>**, ressortant à **150 °C**, il passe par des aéros-refroidisseurs **E102A/B**, il sort à **50°C** et il passe dans le scrubber **D104A**. Par la suite au traitement par déshydratation dans les tours et il se détendra dans le stripper jusqu'à la pression de **20 kg/cm<sup>2</sup>**, à la sortie de ce dernier, il passe dans le scrubber **D105A**, puis vers la compression au niveau du **3<sup>ème</sup>** étage à **80 kg/cm<sup>2</sup>**. La régulation de la pression est assurée par la vanne automatique **PCV 110**.

Une partie du gaz est utilisée comme gaz lift et le reste est envoyé pour la commercialisation. Le processus est décrit par la Fig.I.6.



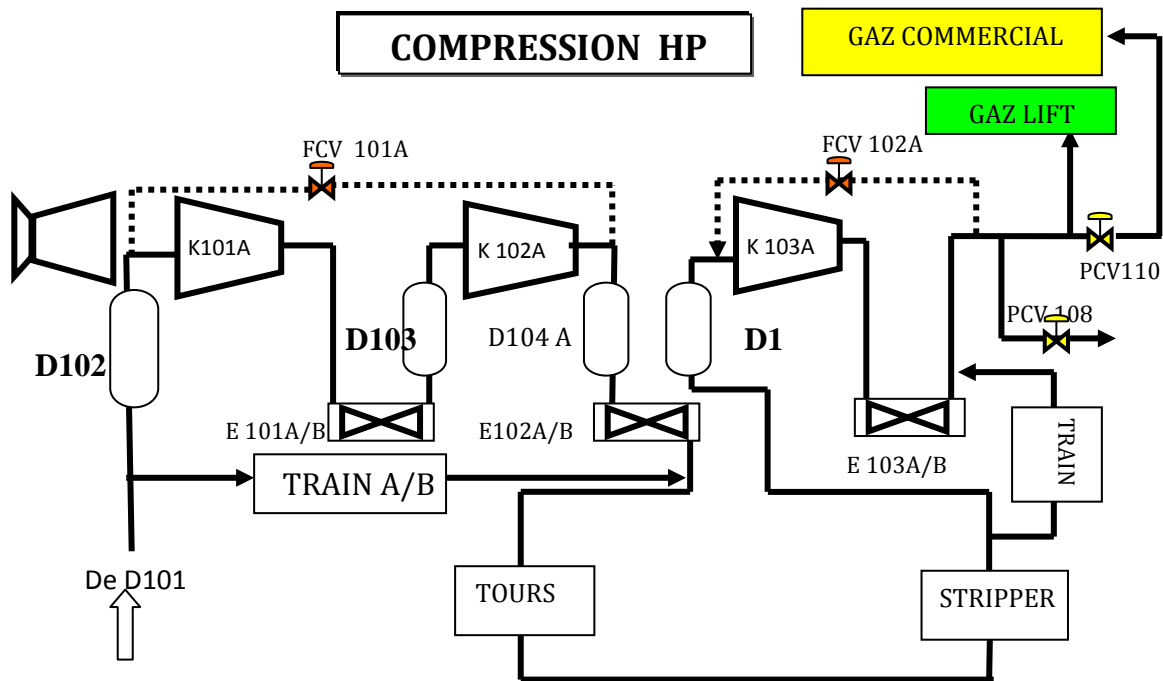


Fig.I.6 : Schéma descriptif du circuit de compression HP

### C.1.3. Traitement de déshydratation

Le but du Traitement par déshydratation est la récupération des eaux résiduelle à travers un tamis moléculaire contenu dans des tours.

Le Traitement de déshydratation contient les équipements suivants :

- Tours **D 301 A/B/C** : contenant le tamis moléculaire permettant de retenir les particules d'eau et fonctionnant par cycles :

#### Adsorption – Chauffage – Refroidissement

- Fours **H301 A/B** : Chauffe le gaz ayant servi pour le refroidissement pour assurer la régénération des tours en vaporisant l'eau recueilli (voir schéma pour le circuit de refroidissement).
- Filtres **V 301 A/B** : Récupération des particules solides issues du tamis moléculaire
- Vannes **XV**:
 

.Adsorption:	<b>XV 302/303</b>	<b>A/B/C</b>
.Chauffage :	<b>XV 304/306</b>	
.Refroidissement :	<b>XV 307/308</b>	<b>A/B/C</b>
.Pressurisation :	<b>XV 301</b>	<b>A/B/C</b>
.dépressurisation :	<b>XV 305</b>	<b>A/B/C</b>

**Le mode de fonctionnement est le suivant :**

La section Traitement de déshydratation comprend 03 fonctions :

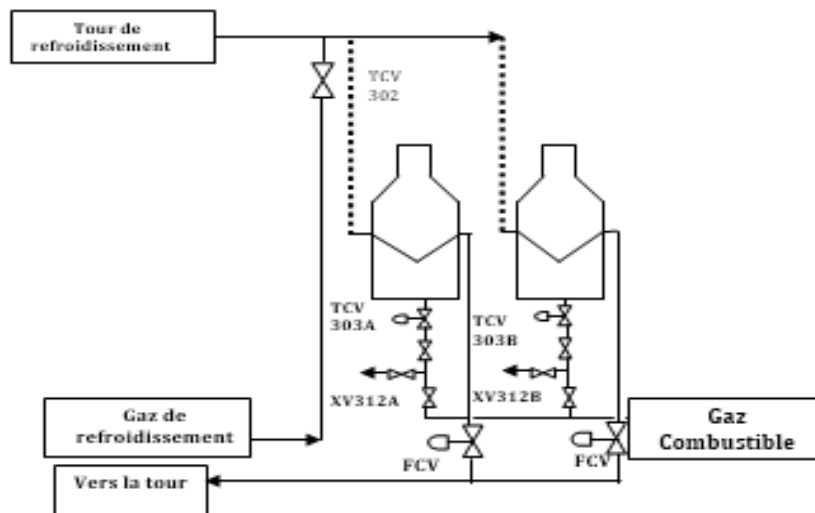
#### Adsorption – Chauffage – Refroidissement

Composées de trois circuits :

**Adsorption** : Gaz à traiter venant du refoulement 2<sup>ème</sup> étage et retourne vers le traitement condensât, puis vers la recompression 3<sup>ème</sup> étage.

**Refroidissement** : gaz de refroidissement traité prit de la sortie du 3<sup>ème</sup> étage après détente à 35 kg/cm<sup>2</sup> par la PCV 108.

**Chauffage :** utilise le même gaz après refroidissement (voir schéma ci-dessous Fig.I.7)



**Fig.I.7 : Schéma représentatif du circuit de chauffage**

#### C.1.4. Traitement et récupération du condensât

L'objectif de la section Traitement de condensât est d'assurer la production optimale de condensât grâce à un échange de chaleur adéquat et une détente vers un stripper.

Il comprend 03 fonctions essentielles.

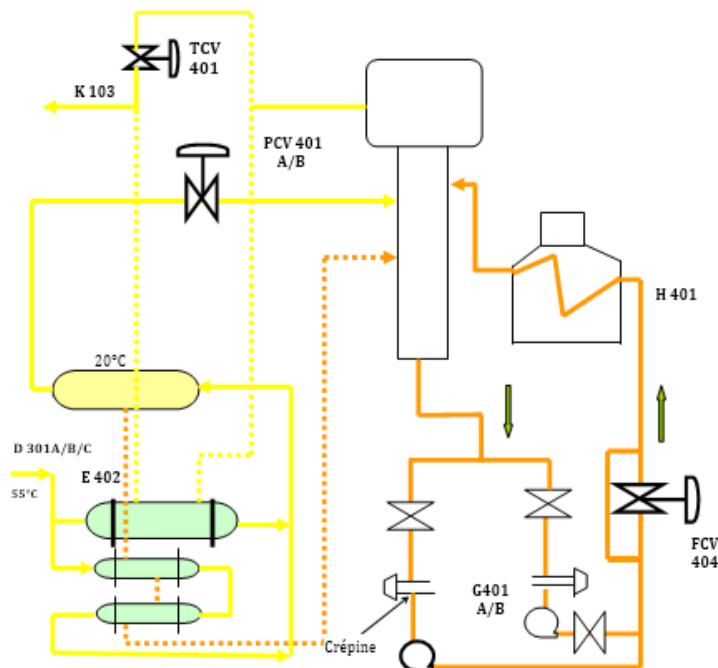
- **Echange de chaleur:** pour ramener le gaz à une Température de 20°C.

Et ce pour assure une production maximale de condensât déterminée par le design.

- **Détente:** pour la récupération du condensât après échange.

- **Stripping et rebouillage:** séparation et rebouillage

Les équipements relatifs à ce procédé sont (Voir la figure I.8):



**Fig.I.8 : Schéma descriptif du procédé de traitement et de récupération du condensât**

Le traitement stripping contient:

- 01 Stripper **C401** avec Séparateur D402:
- 02 **PCV 401A/B**: vannes de détente de 80 à 20 kg/cm<sup>2</sup>
- un séparateur **D401**:
- 02 Echangeurs: **E 402 et 403 A/B**:
- un système de chauffage du fond de stripper composé de:
  - 02 pompes **G 401A/B**
  - 01 **FCV 404**
  - 01 Rebouilleur **H 401**:

**Le mode de fonctionnement est le suivant:**

Le gaz venant du refoulement du 2<sup>ème</sup> étage, après sortie des tours et des filtres V301A/B à une T° de 55°C se partage en 02 parties.

- Une partie vers l'échangeur gaz-gaz.
- Une partie vers l'échangeur gaz-liquide.

A la sortie des échangeurs ils se rencontrent à une T° de 20°C et passe dans un séparateur pour la 1<sup>er</sup> séparation d'une grande quantité de condensât. A la sortie il passe par une PCV 401 A/B pour une détente de 80 à 20 kg/cm<sup>2</sup>, puis dans un stripper C401 et un séparateur D402 pour la récupération du condensât. Le fond du stripper est chauffé au rebouilleur H 401 par un débit de gaz recyclé par deux pompes G401A/B et régulé par une vanne automatique FCV 404. A la sortie D402 à une T° de -13°C une partie de gaz est utilisé pour l'échangeur gaz-gaz, à la sortie le mélange est recomprimé au 3em étage de 20 à 80kg/cm<sup>2</sup>.

Le condensât pour l'échangeur gaz-liquide est pris du bas du séparateur D401, après échange le condensât est conduit vers le stripper C401.

### **1.5.3. Impact économique de l'UTGA**

L'UTGA a permis de récupérer des quantités importantes de gaz naturel et du condensât, torchées auparavant, avec des revenus financiers considérables. Ainsi protégeant l'environnement.

Elle permet de traiter environ 4,5 millions m<sup>3</sup>/jour du gaz produit dans la région, une partie de cette quantité importante est utilisée comme gaz lift, afin de maintenir les pressions du fond des gisements, cependant une autre partie est utilisée dans les turbines, les chaudières et les pompes d'expédition (Burton), et la grande partie est expédiée vers Hassi R'mel pour la commercialisation.

Cette même unité permet de récupérer des quantités très importantes de condensat, cependant le marché des condensats de gaz naturel est en pleine expansion, tant pour un usage « domestique » que pour l'exportation. C'est le produit dont la production et la vente ont augmenté le plus vite dans les pays de l'OPEP (doublement entre 1995 et 2010).

Toutes ces considérations montrent que l'UTGA est une unité très importantes dans la région de TFT, d'où la nécessité de la garder dans un bon état en appliquant une maintenance adéquate.

Dans la page suivante est représenté le schéma général du process de l'UTGA (fig.I.9).

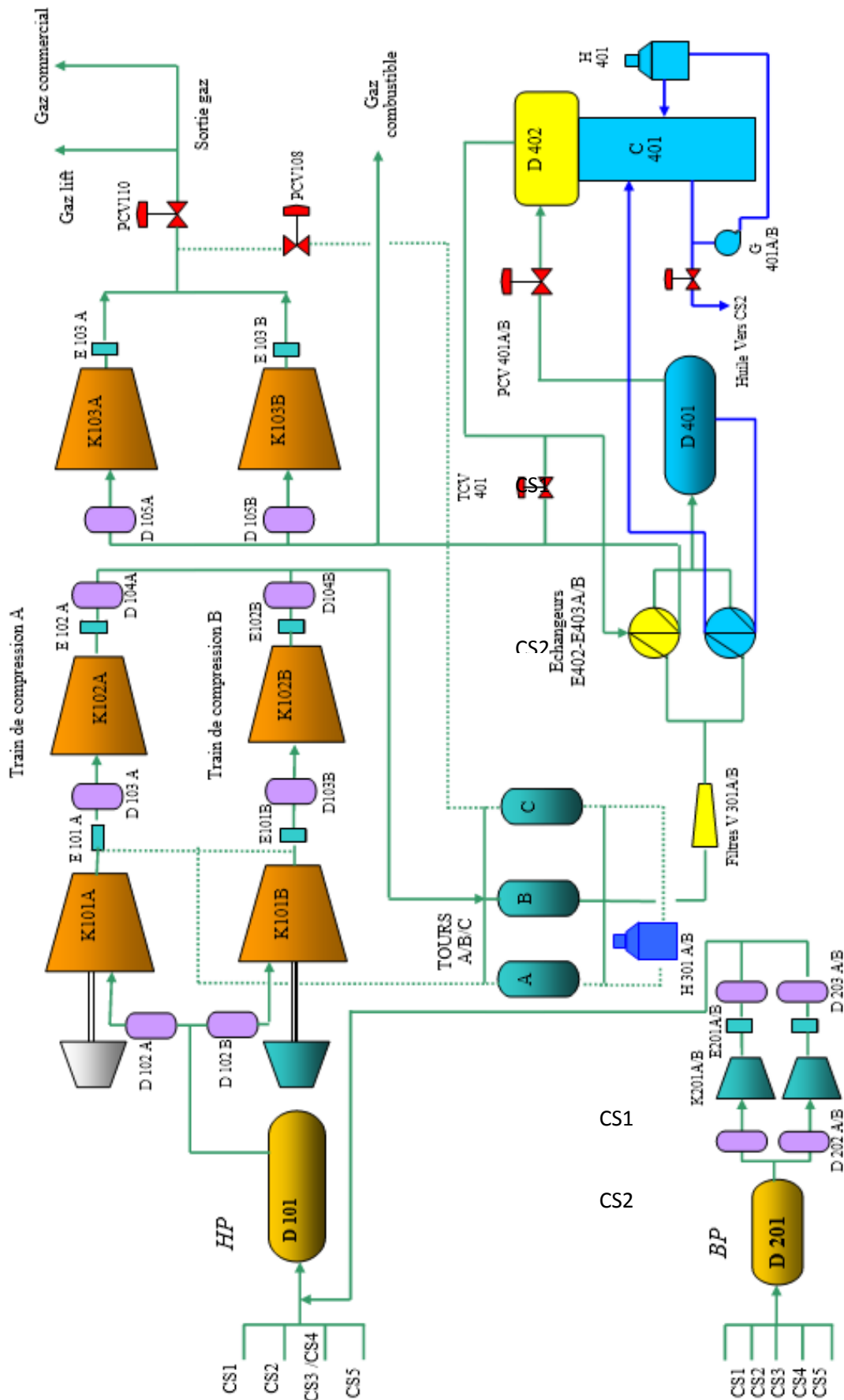


Fig I.9 : schéma descriptif général du process de l'UTGA

## Introduction

La nature de l'être humain pleine de curiosité et de créativité l'induit toujours à chercher à s'offrir plus de confort de telle manière à faciliter les applications de sa vie quotidienne, ces besoins vitaux nécessaires à sa survie, le poussait à briser ses limites et à étendre ces capacités.

La pompe est la plus vieille machine à transférer de l'énergie au fluide, au moins deux conceptions datent d'avant Jésus-Christ : les roues à aubes destinées pour l'eau, ou *norias*, utilisées en Asie et en Afrique (1000 avant J.C.) et la pompe à vis d'Archimède (250 avant J.C.), qui est fabriquée aujourd'hui pour manipuler les mélanges solide-liquide. Des turbines en roue à aubes ont été employées par les Romains environ 70 ans avant J.C., et les moulins à vent babyloniens remontent à 700 ans avant J.C.

Avec l'évolution, les turbomachines font apparition avec l'apport de Léonard Euler et des frères Bernoulli qui ont établi les bases de fonctionnement des turbomachines, et petit à petit elles se développent de telle manière qu'elles s'adaptent avec les opérations du monde actuel.

Une turbomachine est une machine tournante qui réalise un transfert d'énergie entre son propre arbre qui comporte une ou plusieurs roues dotées d'aubes ou ailettes ménageant entre elles des canaux et un fluide en mouvement. Ce transfert peut s'effectuer dans les deux sens soit :

- par la récupération de l'énergie du fluide sur l'arbre de la machine (Fonction réalisée par les turbines).
- ou par une augmentation de l'énergie du fluide par fourniture d'énergie mécanique sur l'arbre de la machine (fonction réalisée par les machines de type compresseur, ventilateur, pompe...etc.).

## II.1. Théorie des turbomachines

### II.1.1. Rappel de la thermodynamique

#### II.1.1.1. Introduction

La thermodynamique est la branche de la science qui étudie la conversion de l'énergie entre les deux formes, chaleur et travail. Elle décrit le comportement de la matière ou des systèmes, en fonction des notions de température  $T$ , d'énergie (chaleur  $Q$ , travail  $W$ ...) et d'entropie  $S$ . De plus elle se préoccupe des évolutions ou des transformations de la matière ou des systèmes en considérant les variations d'état du système, lors d'échanges d'énergie entre le système et le milieu extérieur.

Cette discipline se repose sur deux notions de base, l'énergie interne ( $U$ ) et l'entropie ( $S$ ) qui satisfont aux deux principes suivants, qui stipulent que :

- L'énergie se conserve (premier principe de conservation de l'énergie) ;
- L'entropie ne peut qu'augmenter (deuxième principe d'évolution) ;

L'objet de la thermodynamique est d'étudier le fonctionnement et le bilan d'énergie des machines thermiques et aussi les échanges ou transferts de chaleur dans un système ou entre deux systèmes.

- Dans les machines thermiques on assiste à une conversion d'énergie d'une forme en une autre (chaleur en travail ou inversement).

- Dans les échanges de chaleur, il y a transfert de chaleur par suite d'une différence de température dans le système ou entre deux systèmes.

### II.1.1.2. Principe zéro

C'est un principe basique de la thermodynamique, il est nommé principe de l'équilibre thermique énoncé comme suit :

Il existe trois corps A, B et C à différentes température  $T_1$ ,  $T_2$  et  $T_3$  respectivement en contact, cependant, si le corps A est en équilibre avec le corps B et le corps B est en équilibre avec le corps C, il résulte que les corps A et C sont en équilibre.

### II.1.1.3. Premier principe de la thermodynamique (principe de conservation d'énergie)

Il repose sur deux concepts fondamentaux :

- L'équivalence entre le travail et la chaleur à raison de 1cal pour 4,18 J de travail effectué.
- La loi de la conservation de l'énergie (ni création ni perte d'énergie).

Le bilan thermodynamique  $W+Q$  des échanges entre le système et le milieu extérieur demeure constant quelle que soit le type de la transformation qui conduit le système du même état initial au même état final. L'énergie se conserve toujours, elle ne peut être ni créée ni détruite, ce qui induit :

**a- Pour un système fermé :**

$$\Delta U = Q + W$$

Où  $\Delta U = U_f - U_i$  : Variation de l'énergie interne entre l'état final et initial.

$Q$  : Quantité de chaleur échangée entre le système et le milieu extérieur.

$W$  : Travail échangé entre le système et le milieu extérieur.

Puisque  $U$ ,  $p$  et  $v$  sont des fonctions d'état (elles ne dépendent que de l'état initial et de l'état final) on définit la fonction d'état appelée enthalpie  $H$  par  $H = U + pv$  ce qui implique que lorsque la transformation est à pression constante  $\Delta H = Q_p$ .

**b- Pour un système ouvert :**

$$q + w = (h_2 - h_1) + \frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2} + g(Z_2 - Z_1) = \Delta h_T$$

$q$  et  $w$  : respectivement, énergies thermique et mécanique rapportées à l'unité de masse qui entre ou qui sort du système.

$(h_2 - h_1)$  : Variation de l'enthalpie du système par unité de masse en kJ/kg.

$\frac{(v_2^2 - v_1^2)}{2}$  : Variation de l'énergie cinétique du système par unité de masse en kJ/kg.

$g(Z_2 - Z_1)$  : Variation de l'énergie potentielle de pesanteur par unité de masse en kJ/kg.

$\Delta h_T$  : Variation de l'enthalpie totale par unité de masse en kJ/kg.

### II.1.1.4. Les transformations thermodynamiques

On peut évoquer en premier lieu l'équation d'état des gaz parfaits :

$$PV = nRT$$

Où  $P$  : la pression absolue en pascal (Pa) ou (N/m<sup>2</sup>).

$V$  : le volume en (m<sup>3</sup>).

$n$  : la quantité de matière en (mol).

$R$  : la constante du gaz parfait 8.314 (J/mol. K).

$T$  : la température absolue en (K).

Ou sous la forme  $Pv = rT$  avec  $r = \frac{R}{M}$

Où  $v$  : volume massique ( $m^3/kg$ )

$r$  : constante du gaz considéré (constante spécifique) en (J/kg. K).

$M$  : masse molaire du gaz considéré en (kg/mol).

Sachant que les transformations thermodynamique présentent un aspect réversible qui permet un retour à l'état de départ en passant par les mêmes états d'équilibre et un aspect irréversible qui ne permet pas le retour à l'état initial à cause des pertes concédées par frottements.

Cependant pour un système fermé nous avons :

**a- Transformation Isobare ( $P=C^{ste}$ )**

L'évolution est à pression constante et selon l'équation d'état des gaz parfaits

$PV = nRT$ , Lorsque  $P=C^{ste}$  alors il vient que  $\frac{V}{T} = C^{ste}$  appelée loi de **GAY-LUSSAC**. La quantité de chaleur échangée est égale à la variation d'enthalpie

$$Q = \Delta U + P\Delta V = \Delta H \text{ et } \Delta H = C_p\Delta T$$

**b- Transformation Isochore ( $V=C^{ste}$ )**

La transformation s'effectue à volume constant alors selon l'équation  $\frac{P}{T} = C^{ste}$  appelée loi de **CHARLES**. La chaleur échangée est égale à la variation de l'énergie interne

$$Q = \Delta U = C_v\Delta T \text{ le travail est nul } W = 0.$$

**c- Transformation Isotherme ( $T=C^{ste}$ )**

Cette transformation implique que le système est constamment refroidis pour qu'il maintienne toujours la même température, cette évolution est régit par la formule  $PV = C^{ste}$  appelée loi de **MARIOTTE**. Cette évolution implique que  $\Delta U = 0$  et  $Q = -W$

**d- Transformation Adiabatique ( $\Delta Q=0$ )**

La transformation suppose qu'il n'y a pas d'échange de quantités de chaleur entre le système et le milieu extérieur. Cette évolution est réalisée en utilisant des parois isolantes thermiquement. L'équation qui décrit cette transformation est  $PV^\gamma = C^{ste}$  appelée loi de **POISSON** et le travail échangé est égal à la variation de l'énergie interne  $W = \Delta U$

**II.1.1.5. Deuxième principe de la thermodynamique :**

**Postulat de CLAUSIUS :**

« La chaleur ne passe pas d'elle-même d'un corps froid vers un corps chaud »

**Enoncé du deuxième principe :**

Il existe une fonction d'état  $S$  appelée entropie, extensive et non conservative, telle que sa variation lors d'un échange de chaleur peut s'écrire, pour un système quelconque (isolé ou pas),  $\Delta S = S_2 - S_1 \geq \int_1^2 \frac{\delta Q}{T}$

$$\Delta S = S_2 - S_1 \geq \int_1^2 \frac{\delta Q}{T}$$

Le bilan d'entropie nous donne  $\Delta S_{\text{système}} = \Delta S_{\text{échangée}} + \Delta S_{\text{créée}}$

Le terme échangé avec le milieu extérieur ( $\Delta S_{\text{échangée}}$ ) est égal à la quantité de chaleur reçu par le système divisé par la température thermodynamique du milieu extérieur, le terme de création à l'intérieur du système ( $\Delta S_{\text{créée}}$ ) doit obligatoirement être positif ou nul.



## II.1.2. Rappels de la mécanique des fluides

### II.1.2.1. Introduction

Les fluides sont des substances capables de s'écouler et de prendre la forme du récipient qui les contient : ils continuent à se déformer, même sous sollicitations constantes. On peut répartir les fluides en liquides et en gaz.

Les liquides occupent des volumes bien définis et présentent des surfaces libres. Ils sont quasi incompressibles. Alors que les gaz se dilatent jusqu'à occuper tout le volume disponible et ils sont très compressibles.

La mécanique des fluides s'occupe de l'étude des fluides en statique, cinématique et dynamique afin de décrire les différents états du fluide.

### II.1.2.2. Equation de continuité (conservation de la masse)

L'équation de continuité traduit le principe de conservation de la masse. L'augmentation de la masse du fluide contenue dans un volume donné, pendant un certain temps, doit être égale à la somme des masses de fluides qui y entrent diminuées de celles qui en sortent. Elle est illustrée par la figure (Fig.2.1) ci-dessous.

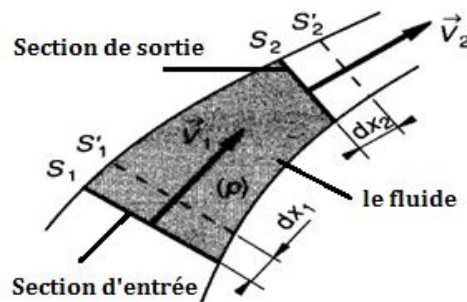


Fig.II.1 : Schéma illustrant l'équation de continuité

Pour un écoulement permanent, la masse élémentaire (**dm**) de fluide qui s'est écoulée à travers **S<sub>1</sub>** est la même qui s'est écoulée à travers **S<sub>2</sub>** cela traduit le principe de continuité.

$$dm = \rho_1 S_1 dX_1 = \rho_2 S_2 dX_2$$

Le débit massique  $q_m = \frac{dm}{dt} = \rho_1 S_1 \frac{dX_1}{dt} = \rho_2 S_2 \frac{dX_2}{dt}$

Alors  $q_m = \rho_1 S_1 V_1 = \rho_2 S_2 V_2 = C^{ste}$

Si encore le fluide est incompressible ( $\rho = C^{ste}$ ) donc

$$q_v = S_1 V_1 = S_2 V_2 = C^{ste}$$

Tel que **q<sub>m</sub>** : Débit massique en (kg/s)

**q<sub>v</sub>** : Débit volumique en (m<sup>3</sup>/s)

**ρ** : Masse volumique en (kg/m<sup>3</sup>)

**S** : Section (de la veine fluide) à travers laquelle s'écoule le fluide en (m<sup>2</sup>)

**V** : Vitesse moyenne du fluide à travers la section S en (m/s)

L'équation de continuité sous sa forme intégrale :

$$q_m = \iint_{S_{\text{contrôle}}} \rho \vec{V} \cdot \vec{n} dS$$



**II.1.2.3. Equation de la quantité de mouvement**

Quel que soit le domaine de fluide que l'on suit dans son mouvement, la dérivée par rapport au temps des quantités de mouvement, est égale aux forces extérieures appliquées au domaine.

$$\sum \vec{F}_{ext} = \vec{R} + \vec{P} = \iiint_{V_c} \frac{\partial(\rho\vec{V})}{\partial t} dV + \iint_{S_c} (\rho\vec{V})\vec{V} \cdot \vec{n} dS$$

Si l'écoulement est stationnaire  $\sum \vec{F}_{ext} = \vec{R} + \vec{P} = \iint_{S_c} (\rho\vec{V})\vec{V} \cdot \vec{n} dS$

Où sous sa forme la plus simple  $\sum \vec{F}_{ext} = q_m(\vec{V}_2 - \vec{V}_1)$

Tel que  $\vec{P}$  : Force de volume

$\vec{R}$  : Force de surface

$q_m$  : Débit massique du fluide en (kg/m<sup>3</sup>)

$S$  : Section de passage du fluide en (m<sup>2</sup>)

$\vec{V}$  : Vecteur vitesse du fluide à travers la section S

$V_c$  : Volume de contrôle du fluide

$S_c$  : Surface de contrôle du fluide

**Interprétation :**

La somme des forces extérieures (forces de surface et force de volume) est égale au produit du débit massique et de la variation de la vitesse du fluide entre l'entrée et la sortie du tube de courant, 'appelé aussi théorème d'EULER'.

**II.1.2.4. Equation du moment de la quantité de mouvement**

L'équation du moment de la quantité de mouvement nous dit :

“Quel que soit le domaine du fluide que l'on suit dans son mouvement, la dérivée par rapport au temps du moment des quantités de mouvement par rapport à un point ou à un axe fixe est égale au moment des forces extérieures appliquées au domaine par rapport au même point ou au même axe.”

Pour une machine radiale :  $\sum \vec{M}_{ext} = q_m(\vec{R}_2 \wedge \vec{V}_2 - \vec{R}_1 \wedge \vec{V}_1)$

Pour une machine axiale :  $\sum \vec{M}_{ext} = q_m \vec{r}_m \wedge (\vec{V}_2 - \vec{V}_1)$

**2.1.1. Equation de BERNOULLI**

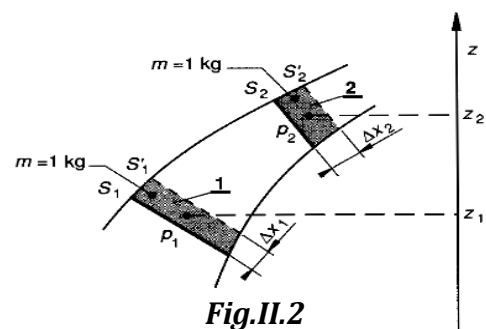
**a- Pour un écoulement permanent d'un fluide parfait incompressible :**

L'écoulement se fait depuis les sections  $S_1$  et  $S_2$  vers  $S_1'$  et  $S_2'$ , (figure ci-contre (Fig.2.2)). Pour 1kg de fluide, l'équation de BERNOULLI s'écrit :

$$\frac{P}{\rho} + \frac{V^2}{2} + gz = C^{ste}$$

Où  $\frac{P}{\rho}$  : Energie potentielle de pression par unité de masse du fluide en (kJ/kg).

$\frac{V^2}{2}$  : Energie cinétique par unité de masse du fluide en (kJ/kg).



$gz$  : Energie potentielle de pesanteur par unité de masse du fluide en (kJ/kg).

Le travail spécifique massique du fluide :

$$W_S = gH_E = \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + g(Z_2 - Z_1)$$

**b- Equation de BERNOULLI dans un champ rotatif :**

$$\frac{P}{\rho} + \frac{V^2}{2} + \frac{U^2}{2} + Z = C^{ste}$$

$$W_S = gH_E = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + \frac{U_2^2 - U_1^2}{2} + \frac{W_1^2 - W_2^2}{2}$$

Où  $V$  : Vitesse absolue du fluide.

$U$  : Vitesse d'entraînement .

$W$  : Vitesse relative du fluide.

### II.1.2.5. Triangle des vitesses

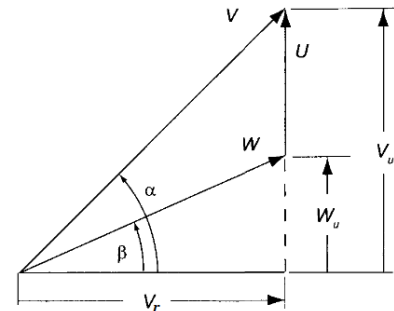
Pour analyser l'écoulement dans un rotor de turbomachine, il est commode d'exprimer la vitesse tantôt dans un repère lié aux parties fixes de la machine (distributeur, diffuseur, stator) appelée vitesse absolue et notée  $\vec{V}$ , tantôt dans un repère lié aux parties tournantes de la machine (axe, roue) appelée vitesse relative et notée  $\vec{W}$ . La relation entre ces vitesses est simplement

$$\vec{V} = \vec{U} + \vec{W}$$

Où  $\vec{U}$  est la vitesse d'entraînement correspondant au mouvement du repère tournant. S'agissant d'un mouvement de rotation pure, la vitesse d'entraînement vaut simplement  $U = \omega r$  c'est-à-dire que la vitesse d'entraînement est purement tangentielle.

Les vitesses absolues, relatives et d'entraînement étant dans un même plan, on les visualise aisément à l'aide d'un diagramme vectoriel dans ce plan (Fig.2.3), auquel on donne le nom de triangle des vitesses.

On note respectivement  $\alpha$  et  $\beta$  les angles entre le vecteur vitesse absolue (respectivement la vitesse relative) et le vecteur vitesse d'entraînement.



**Fig.II.3 : Schéma illustratif du triangle des vitesses**

### II.1.2.6. Principe d'EULER

Le principe fondamental de la théorie des turbomachines est le principe d'EULER qui peut s'énoncé comme suit :

**Le couple indiqué est égal à la variation du moment de la quantité de mouvement du débit massique du fluide par rapport à l'axe de rotation; il correspond au moment de l'action du canal rotorique sur le fluide.**

Ce couple indiqué est produit ou consommé grâce aux pressions développées sur le fluide par l'intrados et l'extrados des aubages et les frottements tangentiels le long de toutes les parois des canaux.

**Pour une machine radiale :**

Sachant que le fluide évolue radialement dans ce type de machines, il se déplaça entre les rayons  $R_1$  et  $R_2$ , alors si elle est réceptrice (pompe) le moment consommé est donné par :

$$T = q_m(R_2V_{2u} - R_1V_{1u})$$

$T$  : Moment sur l'arbre de la machine en (N.m)

$q_m$  : Débit massique du fluide traversant la machine en (kg/s)

$V_{1u}$  : Composante tangentielle de la vitesse absolue à l'entrée de l'étage en (m/s).

$V_{2u}$  : Composante tangentielle de la vitesse absolue à la sortie de l'étage en (m/s).

$R_1$  : Rayon à l'entrée de la roue en (m).

$R_2$  : Rayon à la sortie de la roue en (m).

### **Pour une machine axiale :**

Dans ce cas, le fluide est supposé en déplacement sur le même rayon ( $R_m$ ) à travers la machine ce qui implique un moment sur l'arbre de sortie d'une machine motrice telle une turbine :

$$T = q_m r_m (V_{2u} - V_{1u})$$

$R_m$  : Rayon moyen de la machine axiale en (m).

## **II.2. Notion d'étage d'une turbomachine**

Un étage de turbomachine se compose d'une partie mobile appelée rotor (ou rouet) et d'une partie fixe appelée stator (ou selon le cas : redresseur, distributeur, diffuseur,...etc.)

### **II.2.1. Le rotor :**

Le rotor assure le transfert d'énergie entre l'arbre de la machine et le fluide en mouvement.

C'est un dispositif constitué d'aubes régulièrement réparties autour de son axe de rotation, généralement ces aubes transmettent l'énergie au fluide dans le cas des machines réceptrices (pompes et compresseurs), donc il y a transformation de l'énergie mécanique en une énergie cinétique, comme elles transmettent l'énergie du fluide à l'arbre dans le cas des machines motrices (turbines), donc il y a transformation de l'énergie cinétique du fluide en une énergie mécanique de l'arbre.

- L'écoulement étant défléchi au passage de la roue, il existe donc une force exercée par le fluide sur les aubages.
- Le point d'application de la force se déplace du fait de la rotation des aubages, il y a travail donc il y'a échange d'énergie.

### **II.2.2. Le stator :**

Son rôle est de modifier la forme de l'énergie (énergie cinétique en pression, ou inversement).

- Il existe comme pour la roue mobile une force exercée par le fluide sur les aubages, liée à la déflexion de l'écoulement.
- Par contre l'aubage étant fixe, il n'y a pas de déplacement du point d'application de la force. Donc il n'y a pas de travail, et il n'y a pas d'échange d'énergie.

## **II.3. Classification des turbomachines**

### **II.3.1. Selon la nature du fluide**

Les turbomachines aussi distinguées par la nature du fluide avec lequel elle échange de l'énergie ainsi :

#### **II.3.1.1. Turbomachines à fluide incompressible**

Ces machines s'interagissent avec des fluides dont la masse volumique ( $\rho$ ) est sensiblement constante. A cette catégorie appartiennent les turbines à fluide incompressibles

(turbines hydrauliques) qui extraient l'énergie à partir d'un fluide débordant (chute) et les turbopompes qui augmentent l'énergie de pression du fluide par centrifugation.

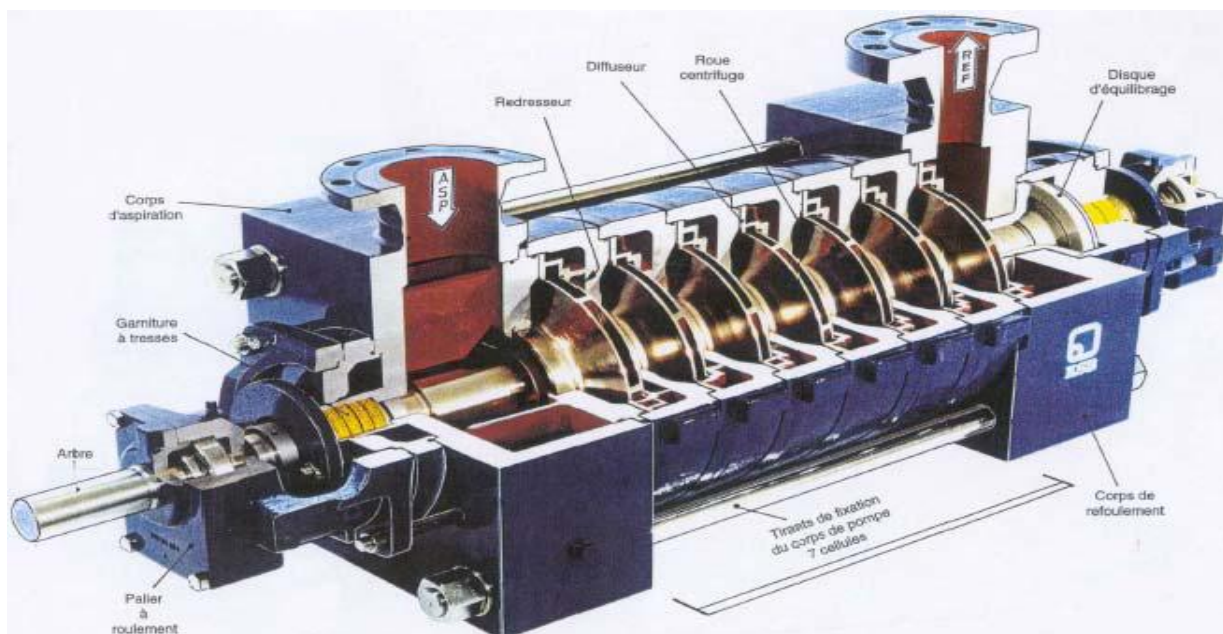
### II.3.1.2. Turbomachines à fluide compressibles

Ce type de machines, travaillent avec des fluides dont la masse volumique ( $\rho$ ) est susceptible à des changements éventuels créés par la variation de la pression ou de la température. Les compresseurs et les turbines à fluide compressible (à gaz et à vapeur) font partie de cette catégorie.

## II.3.2. Selon l'écoulement

### II.3.2.1. Turbomachines radiales :

On dit qu'une turbomachine est radiale si la direction générale de l'écoulement est perpendiculaire à l'axe de rotation (sur la Figure.II.4 est présenté un compresseur centrifuge). Elle est centrifuge si le fluide s'éloigne de l'axe ce qui est le cas des compresseurs et pompes centrifuges, et centripète dans le cas contraire. Ces machines sont caractérisées par des débits limités et de taux de pression importants.

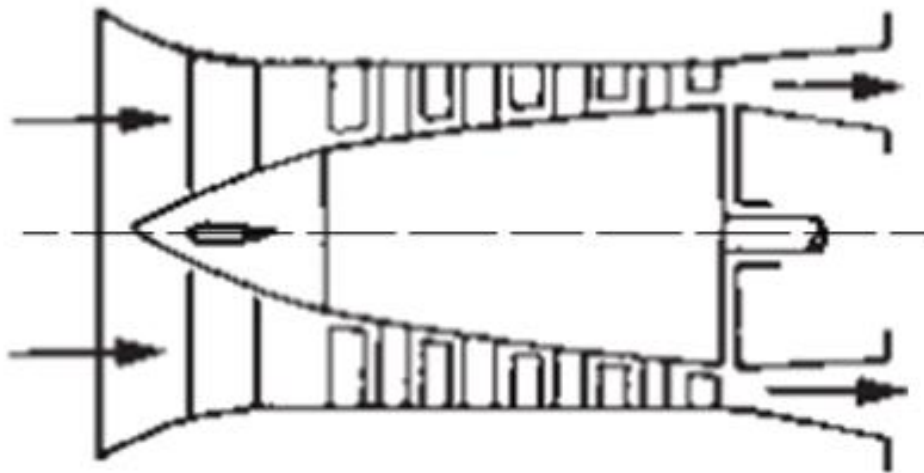


**Fig.II.4 : Schéma d'une pompe centrifuge multi-étagée**

### II.3.2.2. Turbomachines axiales :

Une turbomachine est dite axiale si la direction générale de l'écoulement est parallèle à son axe de rotation, (sur la Figure (Fig.II.6) est présenté un compresseur axial).

Le fluide entre et sort avec une vitesse débitante approximativement axiale. Ce sont des Machines caractérisées par des débits importants, mais des taux de compression faibles.

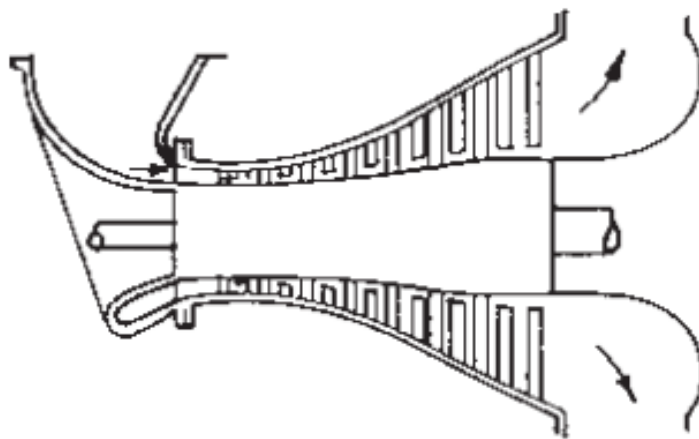


*Fig.II.5 : Compresseur axial*

### **II.3.2.3. Turbomachines hélico-centrifuge :**

Les turbomachines hélico-centrifuge (ou hélico-centripète) dans lesquelles la direction de l'écoulement fait avec l'axe de rotation un angle compris entre 0 et 90°. Elles sont caractérisées par des débits et des taux de pression importants.

Le schéma d'une turbine hélico-centrifuge est illustré sur la fig.II.6.



*Fig.II.6 : turbine hélico-centrifuge*

# Chapitre III

**Turbines à gaz**

**MS5002 C**

## Introduction

Moult savants ont consacré leur vie en faisant des recherches afin de trouver un moyen, mettant à disposition une énergie mécanique, utile, domestique, nécessaire à la propulsion des carrosseries, la production de l'énergie électrique...etc.

L'avènement de la machine à vapeur créée par l'ingénieur écossais James Watt qui a marqué la révolution industrielle du 19<sup>ème</sup> siècle, a ouvert un grand champ d'investigation. Cependant, les efforts se sont accumulés pour étudier et mettre en pratique des machines et des principes de transformation de l'énergie thermique en travail utile.

La persévérance récolte ses fruits, les résultats des travaux de l'ingénieur français Sadi CARNOT interprétés et enrichis par Lord KELVIN, CLAPEYRON, CLAUSIUS et autres, mirent en place les principes des machines thermiques.

La turbine à gaz fait partie des moteurs thermiques à combustion, procréant une puissance considérable avec un encombrement acceptable. Cette habilité est nécessaire à la production de l'énergie électrique et à l'entraînement de grandes charges dans les milieux hostiles et isolés, tel le désert, et en plus de sa robustesse et sa longévité, balance le poids en faveur de la TAG dans l'industrie pétrolière et gazière par rapport à d'autres types de moteur.

Dans le domaine des hydrocarbures les turbines à gaz sont destinées à l'entraînement des pompes et des compresseurs d'expédition pour différentes fins.

### **III.1. Description générale de la turbine à gaz**

#### **III.1.1. Différents composants de la TAG**

La turbine à gaz est composée de trois sections principales, lesquelles sont destinées à remplir une succession de transformations formant un cycle moteur, conspirant à la réalisation de la fonction pour laquelle la turbine est conçue. Ces sections sont les suivantes :

##### **III.1.1.1. La section de compression :**

Cette section est composée essentiellement d'un compresseur assurant :

- L'alimentation des chambres de combustion en air comprimé nécessaire à la combustion;
- Un débit et une pression convenables pour avoir une puissance utile suffisante;
- Le débit d'air nécessaire pour le refroidissement des pièces exposées aux fortes contraintes thermiques.

Le compresseur devra être du type axial, le choix de ce type de compresseur dépend du fait que ce compresseur peut transporter de grandes quantités d'air, nécessaires pour obtenir des valeurs élevées de la puissance utile avec des dimensions réduites.

Un compresseur se compose d'une série d'étages d'aubes orientables, qui augmentent la vitesse de l'air en termes d'énergie cinétique, suivie alternativement par des étages d'aubes fixes, qui convertissent l'énergie cinétique en énergie potentielle de pression.



Le nombre d'étages de compression est lié à la structure de la turbine à gaz et, surtout, au taux de compression à obtenir.

On trouve parfois des TAG avec un compresseur centrifuge qui a la particularité de fournir des pressions élevées nécessaires pour certaines applications. L'évolution de pression dans le compresseur de la TAG est polytropique (réelle), car en réalité il est impossible de réaliser une transformation absolument adiabatique (sans échange de chaleur avec le milieu extérieur) ou une transformation isotherme (refroidissement parfait). On essaye toujours d'approcher la transformation adiabatique afin d'avoir un rendement de compression élevé.

La figure III.1 montre un schéma d'un compresseur axial (stator + rotor).

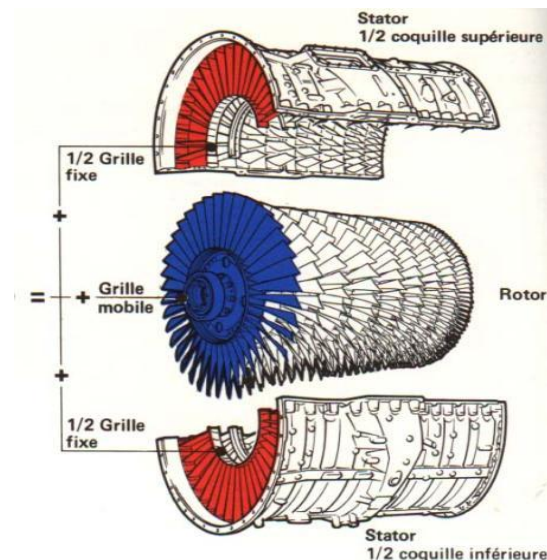
### III.1.1.2. La section combustion

Constituée essentiellement d'une ou plusieurs chambres de combustion (CC), dans laquelle est introduit un combustible liquide ou gazeux qui consomme en brûlant partiellement l'air amené par le compresseur et élève la température de ce mélange air-gaz de combustion, ce qui augmente en même temps son volume.

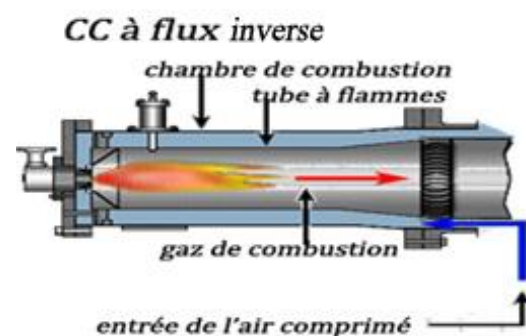
L'apport de chaleur se fait dans une ou plusieurs chambres de combustion ; illustré à la figure III.2 ; où l'air est réchauffé par la combustion, sa température et son volume spécifique augmentent fortement. Aucun travail n'est apporté dans la chambre de combustion, et la pression y reste approximativement constante. Comme l'apport de chaleur se fait au sein du gaz même, la température maximale du cycle n'est pas limitée par la transmission de chaleur à travers une paroi solide. La température maximale de l'air peut même dépasser celle de la fonte des parois de la chambre, qui sont isolées avec plusieurs couches d'air comprimé. Cela permet un gain de température par rapport aux installations à vapeur qui avoisine usuellement 500 K.

La veine des gaz chauds du système de combustion à l'admission de la turbine traverse les pièces de transition qui transforment les écoulements du gaz de chacune des chambres de combustion en un courant annulaire continu adapté à l'admission de l'anneau de la directrice du premier étage.

Au début, le processus de combustion est déclenché par une ou plusieurs bougies d'allumage. Une fois déclenchée, la combustion continue sans interventions, aussi longtemps que les conditions d'alimentation de combustible et d'air de combustion sont maintenues.



**Fig.III.1 : Compresseur axial (partie rotorique et partie statorique)**



**Fig.III.2 : Chambre de combustion à flux inverse**



La quantité de chaleur par unité de masse délivrée dans la chambre de combustion se quantifie en tenant compte du changement des propriétés de l'air pendant la combustion, qui fait augmenter la valeur de  $C_p$  de 10 % environ comme suit :

$$Q_{2s-3} = h_3 - h_{2s} = C_{p(gaz)}T_3 - C_{p(air)}T_{2s}$$

La puissance délivrée est donc

$$N_{2s-3} = q_m(gaz) \cdot Q_{2s-3}$$

Les écoulements au sein de la chambre de combustion dépendent de façon corrélée de la chimie de combustion et de la distribution spatiale des vitesses et de la pression, leur modélisation est donc complexe. En pratique une légère perte de pression des gaz est obtenue entre les extrémités des chambres. L'influence sur la puissance du débit massique du carburant, toujours beaucoup plus faible que celui de l'air, peut être négligée.

### III.1.1.3. La turbine de détente

Cette section est la partie où les gaz de combustion canalisés en provenance des chambres de combustion se détendent et mettent en rotation la roue de la turbine, avant d'être rejetés vers la tuyauterie d'échappement. C'est là où l'énergie thermique des gaz chauds est convertie en énergie mécanique.

Cette section comprend un certain nombre d'étages, chacun d'entre eux se compose d'un stator et d'un rotor (aubes). Dans le stator, les gaz à température et à pression élevées, orientés par la pièce de transition, sont accélérés et acheminés vers les aubes du rotor montées sur un disque connecté à l'arbre de puissance.

La conversion de l'énergie thermique et de la pression, en énergie cinétique du gaz a lieu dans l'étage du stator. L'étage du rotor complète cette conversion ; étant donné qu'ici l'énergie cinétique est transformée en énergie d'entraînement de l'arbre, développant, de cette manière, la puissance requise pour entraîner le compresseur de la TAG (énergie de compression intérieure) et pour mettre en marche la machine conduite (générateur, compresseur, pompe etc.) reliée à la turbine à gaz au moyen d'un accouplement.

L'énergie des gaz fournis par le système de combustion peut être modifiée en changeant le taux d'alimentation du combustible. De cette façon, on peut régler les valeurs de puissance utile nécessaires pour le processus technologique où la turbine à gaz sert de moteur d'entraînement.

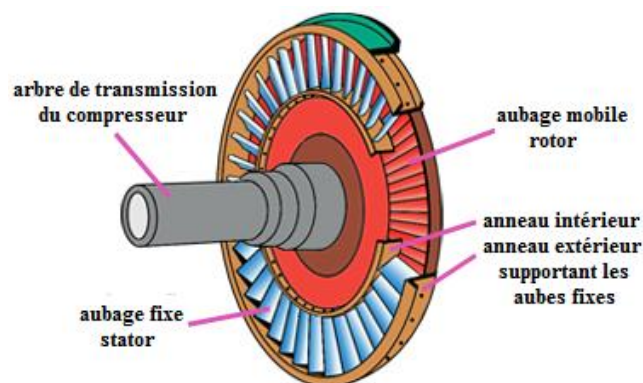


Fig.III.3 : Etage d'une turbine de détente

## III.2. Classification des turbines à gaz

### III.2.1. Selon la nature du combustible :

On distingue des turbines à gaz fonctionnant avec un combustible gazeux, généralement du gaz naturel traité, c'est le type le plus répandu en industrie.

On trouve aussi des TAG à combustible liquide ; tel que le kérosène utilisé surtout dans le domaine de l'aéronautique (les turboréacteurs).

### III.2.2. Selon le mode de travail

On distingue deux types de turbine :

- **Turbine à action**

Dans la turbine à action la détente se fait uniquement dans les aubages fixes. La pression est donc constante dans l'aubage mobile de chaque étage. En général, le premier étage d'une turbine est toujours à action. Autrement dit 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  $P_1 > P_2 = P_3$ .

- **Turbine à réaction**

Dans la turbine à réaction, la détente est répartie entre les aubages fixes et mobiles. Le degré de réaction est défini par la répartition de la détente entre les aubages. Lorsque la forme des aubages fixes et mobiles est la même, le degré de réaction d'un étage  $\epsilon$  est de 50%. Autrement dit 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. La figure suivante représente deux étages de turbines différentes, l'un à action et l'autre à réaction.

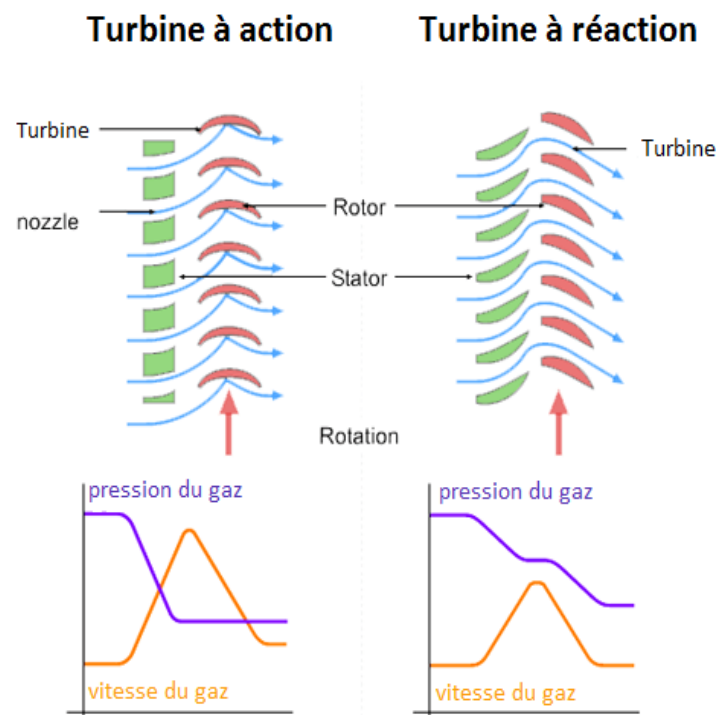


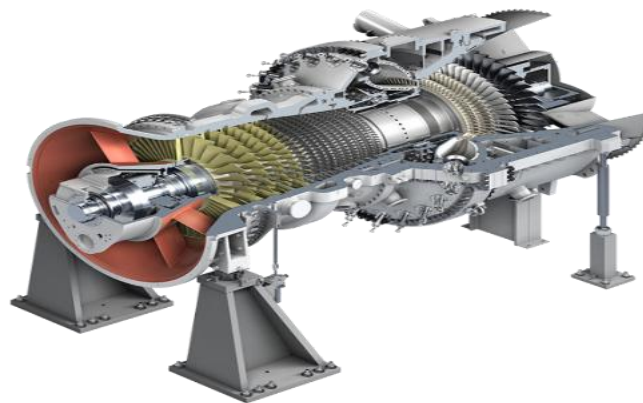
Fig.III.4 : Schéma des étages à action et à réaction

### III.2.3. Selon la destination

On distingue 03 principaux domaines auxquels les TAG sont destinées :

#### III.2.3.1. TAG industrielle

Les turbines exclusivement industrielles sont des turbines à gaz étudiées et réalisées pour répondre aux conditions de fiabilité et de durabilité recommandées par l'industrie, où elles sont utilisées pour divers fonctions. On retrouve essentiellement les turbines à gaz à un seul arbre qui sont utilisés pour l'entraînement des générateurs d'électricité et des TAG à deux arbres utilisées pour l'entraînement d'organes fonctionnant avec des charges variables tels que les pompes et les compresseurs. Les TAG industrielles sont les plus lourdes mais les moins coûteuses. La figure suivante montre une TAG industrielle :

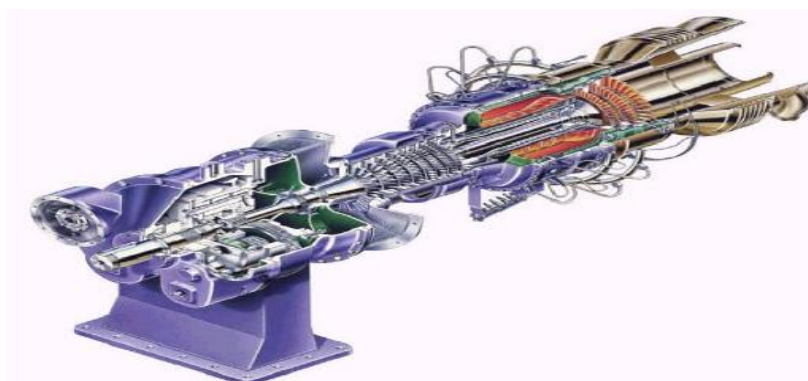


**Fig.III.5 : TAG industrielle SGT5-400f**

#### III.2.3.2. TAG aéro-dérivée :

Les turbines à gaz aéro-dérivées sont des génératrices de gaz, elles sont dérivées des turboréacteurs. Ces turbines sont développées pour la motorisation des appareils aéronautiques tels que les avions et les hélicoptères. Sur la figure III.6 on peut voir une TAG aéro-dérivée.

Certains constructeurs de turbines à gaz destinées à l'aviation ont créé des versions adaptées à des applications industrielles. Les performances de ces turbines sont sensiblement inférieures à celles des modèles destinés à l'aéronautique, mais elles peuvent rivaliser en performances et en robustesse avec les turbines à gaz industrielles. On les retrouve aussi dans le domaine maritime en raison de leurs petits volumes (ensemble compacte) et leurs contraintes limitées.



**Fig.III.6 : TAG aéro-dérivée**

### III.2.3.3. Turboréacteur :

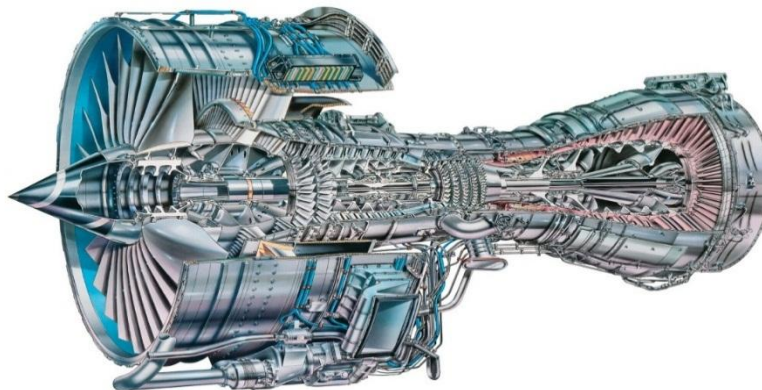
L'utilisation de la turbine à gaz dans l'aviation (avions, hélicoptères) est bien connue. Dans le domaine des transports civils et militaires, les turbines à gaz sont également utilisées pour la propulsion, car elles permettent d'obtenir de grandes puissances avec des poids et dimensions faibles par rapport à ceux des moteurs diesels, ces turbines sont appelées **turboréacteurs**.

Le turboréacteur est la première application qui ait été faite de la turbine à gaz. À la sortie de la turbine, les gaz brûlés sont détendus dans une tuyère, ce qui les accélère et fournit une poussée nette. C'est le fluide moteur lui-même qui est utilisé pour générer la poussée par réaction, qui est égale au débit massique du fluide multiplié par sa vitesse (le principe du turboréacteur).

Le bilan propulsif est exprimé par la relation suivante :

$$\text{Poussée en vol : } F = \int m \frac{dv}{dt} = q_m \cdot (V_{\text{sortie}} - V_{\text{entrée}})$$

Les turboréacteurs sont extrêmement compacts (mais plus coûteux que les TAG industrielles) et ils sont utilisés principalement sur les appareils militaires. Voici un exemple d'un turboréacteur (fig.III.7) :



**Fig.III.7 : Turboréacteur d'un avion**

### III.2.4. Selon le mode de fonctionnement thermodynamique

Il existe deux catégories d'après le type du cycle thermodynamique.

- **Turbine à gaz à cycle fermé** : dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle ce qui implique que la combustion externe qui permet l'utilisation de plusieurs sortes de sources d'énergie (nucléaire, électrique, chimique...etc.)
- **Turbine à gaz à cycle ouvert** : c'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère, donc la combustion est interne, ce type de turbine est le plus répandu se subdivise en deux classes :

➤ **Turbine à cycle simple** : c'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique, après la détente un potentiel énergétique résiduel emporté par les gaz chauds à l'échappement se perd dans l'atmosphère.

➤ **Turbine à cycle régénéré** : c'est une installation de turbines dont le cycle thermodynamique fait intervenir un ou plusieurs fluides moteurs (gaz, vapeur) dans le but

de récupérer le maximum de l'énergie thermique disponible et augmenter le rendement de l'installation.

### III.2.5. Selon la construction

L'objectif pour lequel on utilise la turbine à gaz définit le type qu'on doit choisir. Dans l'industrie, on trouve principalement les turbines à un seul arbre, dites aussi mono-arbre et les turbines à deux arbres (bi-arbres), ainsi dans de rares cas on trouve des TAG à trois arbres.

#### III.2.5.1. TAG à un seul arbre

L'arbre unique oblige une même régulation de vitesse du récepteur et du compresseur d'air, utilisée dans les cas où on cherche un fonctionnement avec une charge constante. Donc son application est exclusivement réservée à l'entraînement des générateurs de courant dont la vitesse est fixe. Ce type de turbine, dont le design est représenté par la Figure III.8.

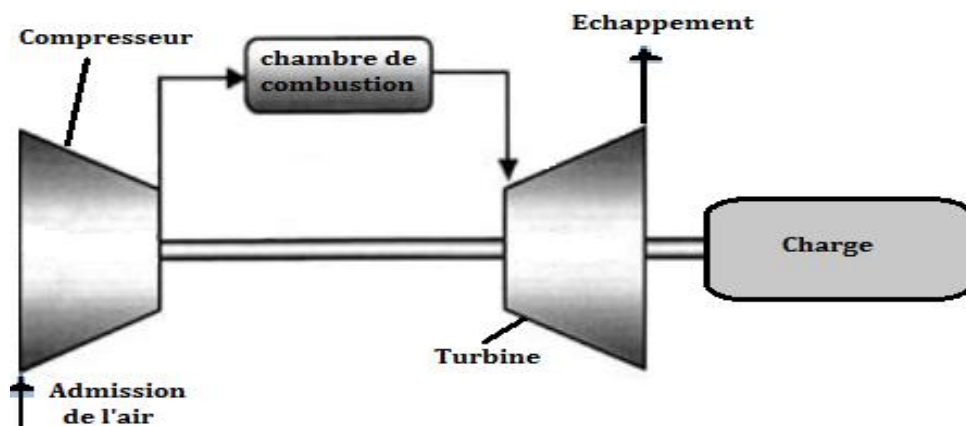


Fig.III.8 : Schéma descriptif de la turbine à gaz à un seul arbre

#### III.2.5.2. TAG à deux arbres

Les turbines de ce type sont composées de deux arbres indépendants ce qui leur procure l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables (pompes, compresseur...etc.), elles se composent de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine, la deuxième est liée à la charge. Ce type de TAG est représenté par le schéma suivant :

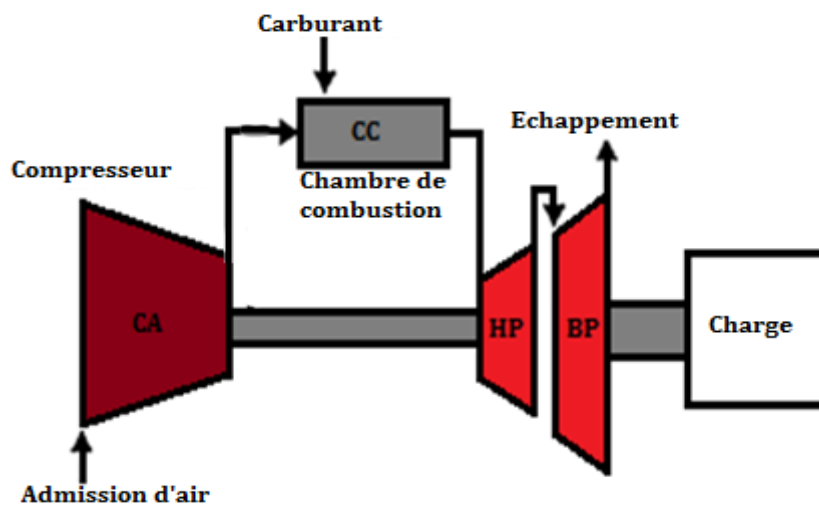


Fig.III.9 : Schéma descriptif de la turbine à gaz à deux arbres

### III.3. Etude du cycle thermodynamique

#### III.3.1. Cycle de JOULE-BRAYTON

Le cycle thermodynamique d'une turbine à gaz est le cycle simple de JOULE-BRAYTON. La Figure III.1 montre le schéma fonctionnelle d'une TAG (dans ce cas spécifique, une turbine à un seul arbre), utile pour comprendre plus les évolutions dans le cycle thermodynamique.

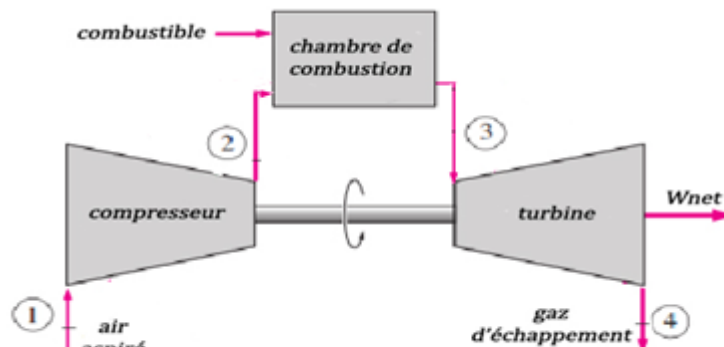


Fig.III.10 : Schéma de fonctionnement de la turbine à gaz

L'air entre dans le compresseur au point (1), qui représente les conditions de l'air atmosphérique. Puis il est comprimé à l'intérieur du compresseur et il sort avec les paramètres indiqués du point (2). Pendant la transformation de (1) à (2), aucune chaleur n'est transférée à l'air mais la température de l'air augmente, en raison de la compression adiabatique, jusqu'à une valeur qui change en fonction du modèle de la turbine à gaz et de la température ambiante.

Après avoir traversé le compresseur, l'air entre dans la section de combustion, pratiquement dans les mêmes conditions de pression et de température du point (2) (excepté les pertes subies sur le chemin entre le refoulement du compresseur et l'admission de la chambre de combustion, qui s'élèvent à environ 3 à 4 % de la valeur absolue de la pression de refoulement). Le combustible est injecté dans la chambre de combustion par l'intermédiaire d'un brûleur, et la combustion a lieu à une pression pratiquement constante.

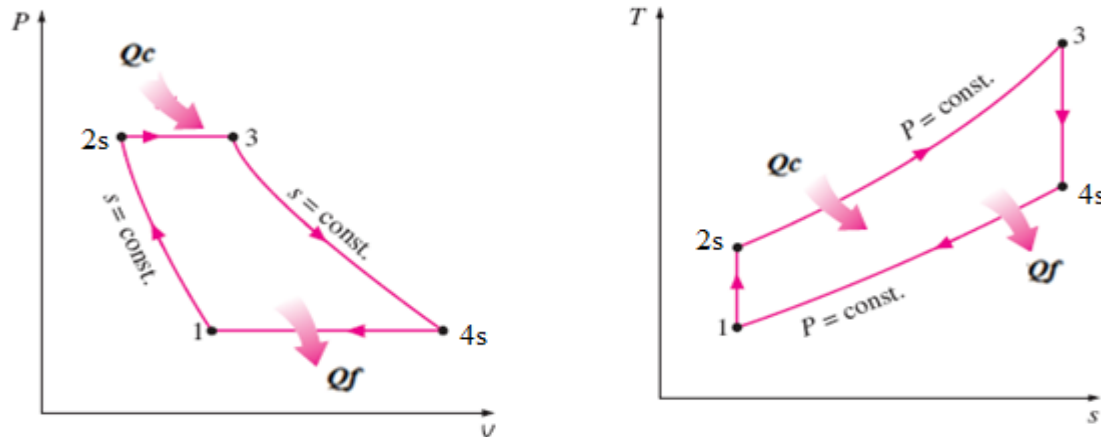
La transformation entre les points (2) et (3) ne représente pas seulement la combustion, mais elle est accompagnée d'une petite détente. En effet, la température du processus réel de combustion, qui a lieu dans des conditions pratiquement stœchiométriques, atteint localement, dans la zone de combustion à côté du brûleur, des valeurs (d'environ 2000 °C), qui sont trop hautes pour la résistance des matériaux en aval. Par conséquent, la température finale au point (3) est inférieure, car c'est le résultat du mélange des gaz de combustion primaire avec l'air de refroidissement et de dilution.

La transformation qui suit, entre les points (3) et (4), représente l'expansion des gaz à travers la section de la turbine, qui, comme mentionné auparavant, convertit l'énergie thermique et la pression, en énergie cinétique ensuite au moyen de la rotation de l'arbre, en travail utilisé pour la compression interne et en travail utile externe, grâce à l'accouplement avec une machine conduite.



Plus de **60%** de l'énergie développée par la détente dans la turbine à gaz est nécessaire pour la compression par le compresseur axial. En aval de la section (4), les gaz sont évacués vers l'atmosphère.

La représentation thermodynamique des événements décrits jusqu'ici est évidente dans la



**Fig.III.11 : Cycle idéal de Joule - Brayton**

figure III.2 (diagrammes de pression - volume **P-V** et température – entropie **T-S**).

Le cycle théorique prend en charge seulement les transformations réversibles subit par les gaz dans la turbine à gaz, tout en négligeant toutes sortes de pertes dans le circuit. Dans le cycle illustré dans la figure ci-dessus, les 4 points correspondent aux mêmes points décrits dans le paragraphe précédent.

Pour le calcul thermodynamique on a les notions et les formules suivantes :

- le travail spécifique de compression  $W_c$ , transformation (1)-(2), est exprimé par

$$W_c = C_{p(air)} \cdot (T_{2s} - T_1)$$

$W_c$  : Le travail de compression spécifique en  $[kJ/kg_{(air)}]$

$C_{p(air)}$  : Chaleur spécifique à pression constante de l'air en  $[kJ/kg \cdot K]$

- La chaleur  $Q_c$ , fournie par la combustion à partir de (2) à (3), est exprimée par:

$$Q_c = C_{p(gaz)} \cdot T_3 - C_{p(air)} \cdot T_2$$

$Q_c$  : Energie thermique échangée avec la source chaude,  $[kJ/kg_{(air)}]$

$C_{p(gaz)}$  : Chaleur spécifique des gaz chauds à pression constante en  $[kJ/kg \cdot K]$

- Le travail de détente spécifique  $W_t$ , de (3) à (4), est exprimé par :

$$W_t = C_{p(gaz)} \cdot (T_3 - T_{4s})$$

$W_t$  : Le travail spécifique de détente en  $[kJ/kg_{(gaz)}]$

- Le cycle de la turbine à gaz "se ferme" idéalement avec la transformation de (4) à (1), qui correspond au refroidissement des gaz d'échappement, en éliminant la chaleur  $Q_f$  (échange avec la source froide) dans l'atmosphère.

L'équation thermodynamique qui décrit le refroidissement des gaz d'échappement est la suivante :

$$Q_f = C_{p(gaz)} \cdot (T_{4s} - T_1)$$

$Q_f$  : Energie thermique échangée avec la source froide en  $[kJ/ kg_{(air)}]$

Une fois que  $Q_c$ ,  $Q_f$ ,  $W_c$  et  $W_t$ , sont connus, on peut obtenir les valeurs pour les paramètres significatifs suivants :

- Le rendement thermodynamique du cycle  $\eta$  est donné par la formule suivante :

$$\eta = \frac{Q_c - Q_f}{Q_c}$$

Cette équation nous indique que, par rapport à la chaleur  $Q_c$ , présentée dans la chambre de combustion par le combustible, le rendement augmentera alors que la chaleur  $Q_f$  "dissipée" dans l'atmosphère diminue

- Le travail utile  $W_u$  fourni à la machine conduite est donné par :

$$W_u = W_t - W_c$$

La puissance utile  $N_u$  fournie à la machine conduite est donné par :

$$N_u = q_{m(gaz)} W_t - q_{m(air)} W_c \text{ en (kW)}$$

$N_u$  : Puissance utile en  $[kW]$

$q_{m(gaz)}$  : Débit massique des gaz chauds,  $[kg/s]$

$q_{m(air)}$  : Débit massique de l'air admis dans le compresseur,  $[kg/s]$

### III.3.2. Cycle réel :

L'étude thermodynamique du cycle réellement décrit dans une turbine à gaz devrait, en toute rigueur, tenir compte de toutes les imperfections des différentes parties de cette machine, mais l'impact le plus important est perçu de par le rendement du compresseur et de la turbine qui sont considérés dans cette étude.

En particulier, on note que la compression et la détente, ne sont pas isentropiques, dans le cas réel ce sont des transformations polytropiques.

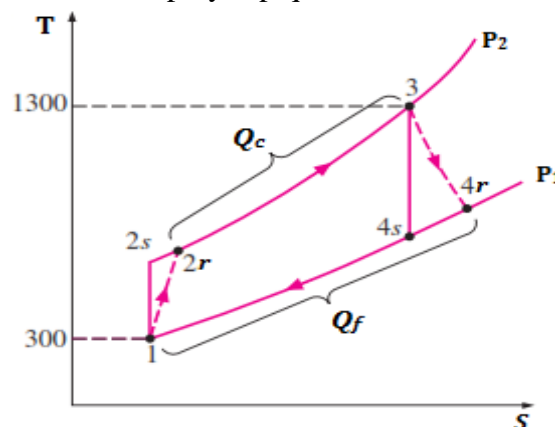


Fig.III.12 : Cycle réel de Joule-Brayton

### III.4. Principe de fonctionnement

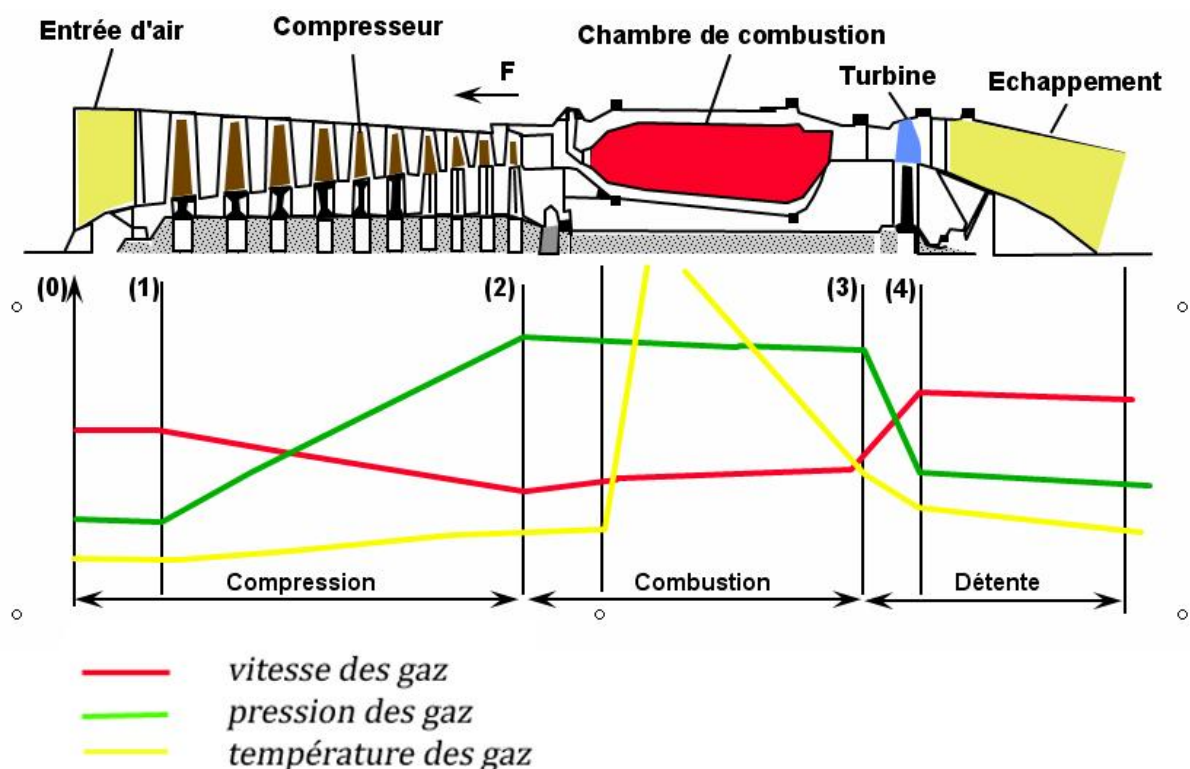
Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- La turbine aspire de l'air du milieu environnant, puis elle le comprime à une pression élevée une fois le combustible est ajouté à l'air comprimé, le mélange est brûlé dans une chambre de



combustion, ce qui engendre une augmentation du niveau énergétique du flux sortant de cette dernière.

- Elle achemine l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine et de l'autre côté à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement.
- Elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.
- La Fig.III.2, montre les variations de pression, vitesse et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées ci-dessus :



**Fig.III.13 : Evolution de la T, P et V dans les différentes sections de la turbine**

A la différence des machines alternatives, la compression et la détente sont des processus continus. Dans la turbine à gaz une expansion a lieu sans interruption pendant tout le cycle. La même chose s'applique à la compression.

Cette évolution est expliquée dans ce qui suit :

- **Section aspiration (0-1) :** l'aspiration se fait à pression atmosphérique, à température ambiante et à vitesse constantes.
- **Section compression (1-2) :** on a augmentation de la pression et de la température due à la compression adiabatique réalisée par le compresseur, cependant la vitesse diminue en raison de la transformation de l'énergie cinétique en une énergie de pression.

- **Section combustion (2-3) :** La combustion se produit dans des conditions de pression presque constantes. La température augmente considérablement à cause de processus de combustion. La vitesse reste presque constante car ni la pression, ni la section ne varient (variations négligeables).
- **Section turbine (3-4) :** la température diminue à cause de la détente des gaz sortis des chambres de combustion. L'énergie potentielle de pression est convertie en énergie cinétique dans la turbine ce qui provoque la diminution de la pression qui est accompagnée d'une augmentation de la vitesse. C'est cette énergie cinétique qui est transformée en une énergie mécanique sur l'arbre de la roue.
- **Section échappement (4-1) :** l'échappement se fait à pression atmosphérique constante. La température continue à baisser. La vitesse du fluide reste constante à la sortie de la TAG.

### III.5. Turbine à gaz MS 5002 C

#### III.5.1. Introduction :

La turbine MS5002 C est une turbine à gaz industrielle, conçue par General Electric et Nuovo Pignone. C'est une TAG bi-arbre destinée à l'entraînement des machines réceptrices à vitesse variables.

Faisant partie de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) de la région TFT, la turbine à gaz MS5002C est l'organe principal de cette unité, elle assure l'accomplissement de la fonction de traitement des gaz associés produits à TFT, ainsi que l'expédition du gaz traité vers Hassi R'mel en entraînant un train de compresseurs composé de 03 compresseurs centrifuges en série.

La figure ci-dessous montre la turbine MS5002 C.

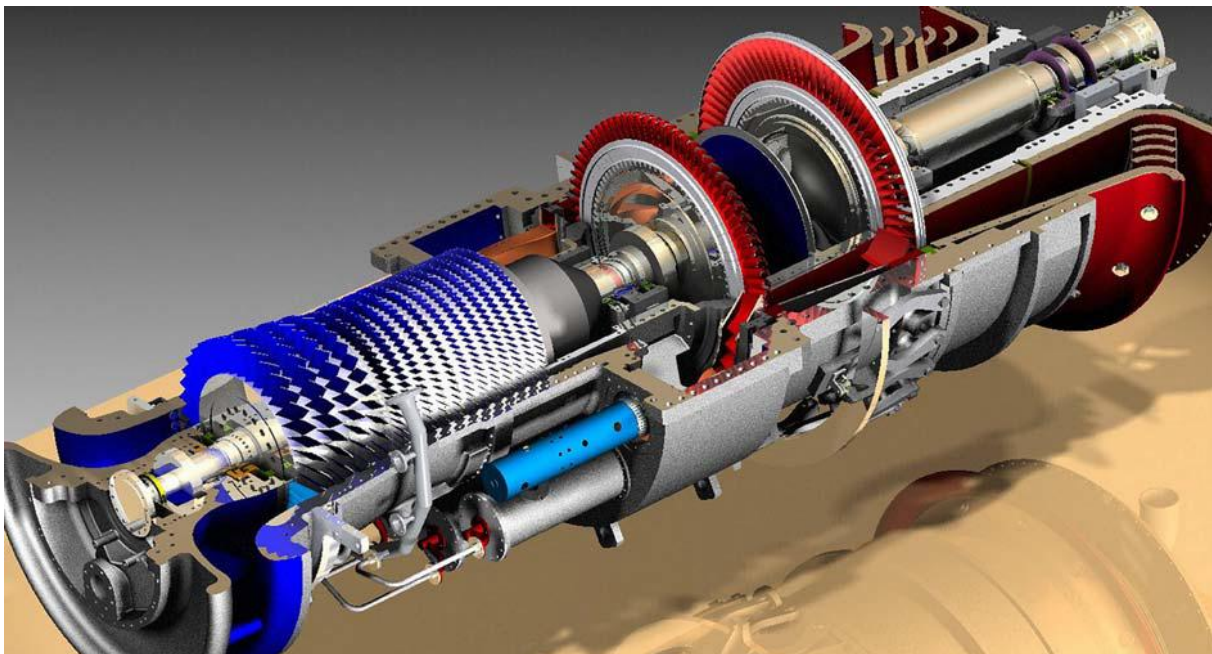


Fig.III.14 : Turbine à gaz MS5002 C

### III.5.2. Description générale

Le modèle série 5002 de la turbine à gaz à deux arbres et à entraînement mécanique est utilisé pour actionner trois compresseurs centrifuges couplés en série.

Le but d'utiliser deux arbres non connectés est de laisser les deux roues fonctionner à des vitesses différentes pour respecter les exigences de charge variables du compresseur centrifuge.

Le côté turbine à gaz du groupe de la TAG MS5002 C est la partie sans les dispositifs de commande et de protection, où l'on utilise du combustible et de l'air afin de produire la puissance requise sur l'arbre qui fait tourner la charge, ainsi que la puissance consommée par le rotor du compresseur axial à 16 étages.

#### III.5.2.1. Principe de fonctionnement

Au démarrage, le rotor du compresseur axial (sur lequel est montée la turbine HP) est initialement amené à 20% de sa vitesse de rotation nominale par un dispositif démarreur (turbine de lancement).

L'air atmosphérique aspiré dans le compresseur, s'écoule vers les chambres de combustion où il subit une combustion avec le combustible sous pression. Les gaz chauds générés par la combustion augmentent la vitesse du rotor du générateur de gaz, Cela, accroît la pression de refoulement du compresseur. Lorsque la pression commence à atteindre des valeurs élevées, le rotor de la turbine BP commence à tourner et les deux rotors de la turbine accéléreront la vitesse de fonctionnement.

Les produits de la combustion (les gaz chauds) se détendent d'abord dans la turbine HP en heurtant contre l'aubage de cette dernière, ils tournent la roue HP ainsi que le compresseur axial et les accessoires entraînés, ils font également tourner la roue BP liée à la charge, puis ils finissent dans l'atmosphère. Le rotor tourne en direction antihoraire vu du côté admission.

#### III.5.2.2. Décodage de la nomination de la série de NUOVO PIGNONE

Le schéma suivant présente le décodage de la nomination des turbines à gaz conçues par le constructeur GE/ Nuovo Pignone.

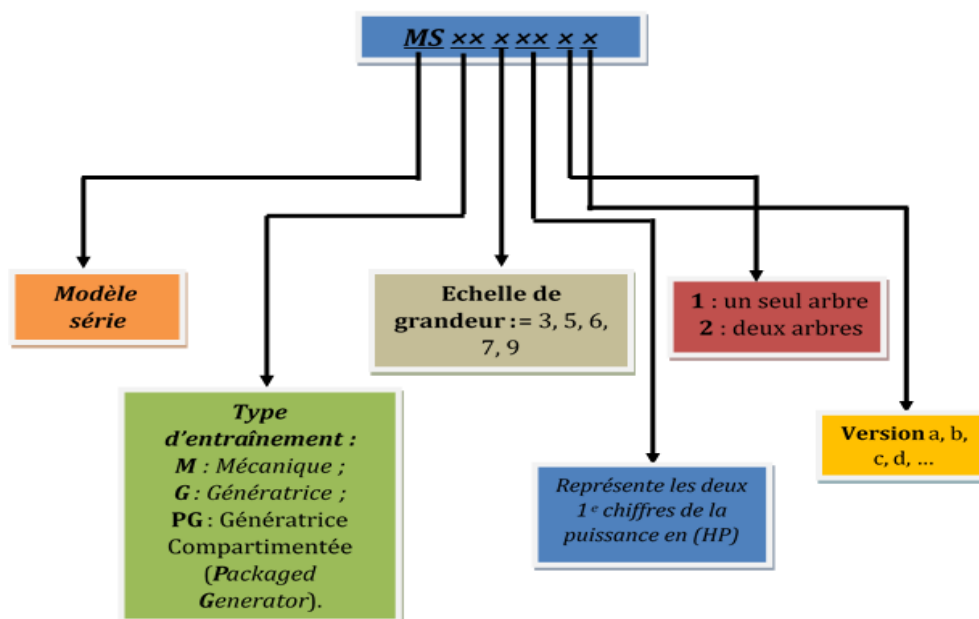


Fig.III.15 : Décodage d'appellation des turbines à gaz

Pour la turbine industrielle **MS5002 C** :

**MS** : Représente le modèle série.

**5** : C'est le critère de grandeur, qui signifie que la TAG tourne à la vitesse de 5000 tr/min.

**2** : Représente le nombre d'arbres de la TAG (donc c'est une TAG à deux arbres).

**C** : Indique la version de la turbine, donc c'est la troisième version des TAG MS5002 après la MS5002 A et la MS5002 B.

### III.5.2.3. Résumé des caractéristiques de la TAG MS5002C

La section suivante présente l'ensemble des caractéristiques données par le constructeur de la turbine à gaz MS5002 C.

#### A. Données générales de conception :

- Marque .....GENERALE ELECTRIQUE.
- Fabricant .....NUOVO PIGNONE.
- Série du modèle.....MS 5002 C.
- Cycle .....JOULE – BRAYTON Simple.
- Rotation de l'arbre .....Sens antihoraire.
- Type de fonctionnement.....Continu.
- Puissance..... 28, 340 MW.
- Vitesse de l'arbre HP.....5100 tr/min.
- Vitesse de l'arbre BP.....4670 tr/min.
- Command.....Mark VI SPEEDTRONIC.
- Température à l'échappement.....515°C.
- Débit carburant .....2,314 m<sup>3</sup>/s.
- Système de démarrage ..... Turbine à détente.
- Rendement thermique .....≈ 28,8%
- Débit des gaz refoulés.....124,3 kg/s
- Atténuation de bruit ..... Silencieux d'admission et d'échappement
- Protection ..... Survitesse, température excessive, détection de vibrations et de flammes.

#### B. Section du compresseur :

- Nombre d'étages du compresseur axial....16.
- Type du compresseur .....Ecoulement axial, série lourde.
- Plan de joint .....Bride horizontale.
- Type d'aubes directrices d'entrée .....Variable.
- Pression à l'admission .....1 bar.
- Pression de refoulement .....8 bars.

#### C. Section turbine :

- Nombre des étages de la turbine..... 02.
- Plan de joint ..... Bride horizontale.
- Directrice du premier étage .....Fixe.
- Directrice du deuxième étage .....Variable.

**D. Section combustion :**

- Type ..... 12 multiples foyers, type à flux inverses.
- Configuration des chambres ..... Concentrique autour du compresseur.
- Combustible ..... Gaz nature.
- Type des bougies d'allumage ..... Electrode à ressort auto-rétractant.
- Nombre de bougies d'allumage ..... 02.
- Détecteur de flamme ..... Deux, type ultraviolet.

**E. Système de lubrification :**

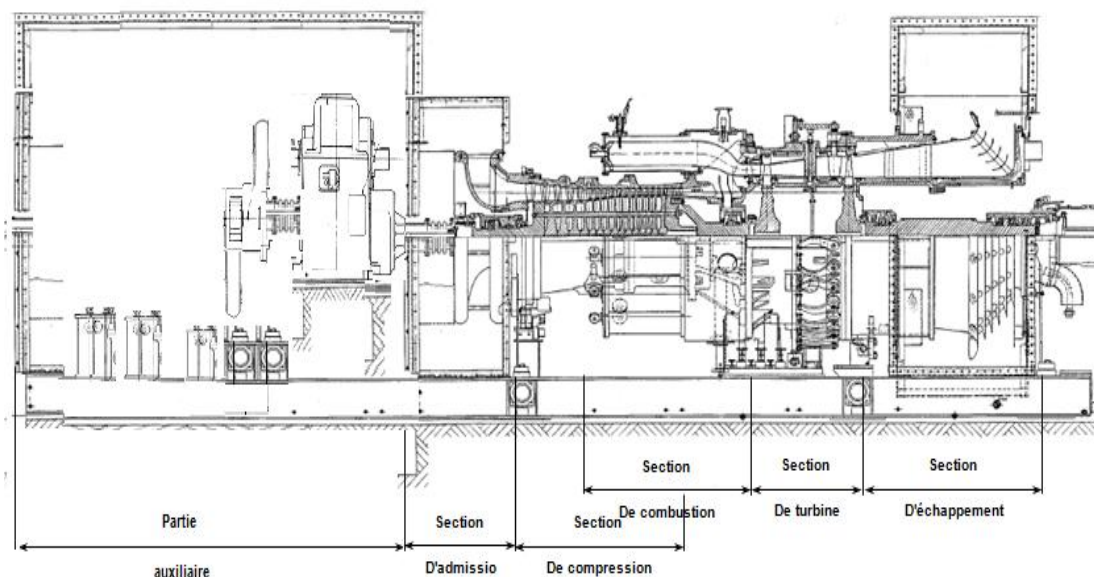
- Lubrifiant ..... A base de pétrole.
- Capacité totale..... 23530 litres.
- Pompe principale de graissage ..... Actionnée par arbre, intégrale avec engrenage accessoire.
- Pompe auxiliaire de graissage ..... Actionnée par un moteur électrique, verticale, type centrifuge immergée.
- Pompe de graissage d'urgence ..... Actionnée par un moteur électrique, verticale, type centrifuge immergée.
- Filtre à l'huile ..... Type : en circuit principale avec vanne de transfert.
- Quantité ..... Double.
- Type de cartouche ..... Filtrage 25 micron, fibre anorganique.

**F. Section du combustible :**

- Type ..... Gaz naturel
- Signal contrôle combustible ..... Panneau de commande turbine SPEEDTRONIC
- Vanne arrêt gaz ..... Servocommande électro-hydraulique.

**III.5.3. Composition de la turbine à gaz MS5002C**

La turbine à gaz est composée de cinq sections principales, elles sont montrées sur le schéma ci-dessous.



**Fig.III.16 : Schéma général de la composition de la TAG MS5002C**



### III.5.3.1. Section d'admission

Le fonctionnement et la fiabilité de la TAG dépendent de la qualité et la netteté de l'air d'admission qui entre dans la turbine, donc, pour le fonctionnement le plus efficace, il est nécessaire de traiter l'air atmosphérique et filtrer les contaminants. C'est la fonction du système d'admission de l'air avec son équipement de canalisation spécialement conçu pour l'amélioration de la qualité de l'air.

Le système d'admission de la turbine à gaz MS5002C a pour but de diriger l'air vers la section d'admission du compresseur axial, il doit assurer :

- Une bonne filtration de l'air pour le bon fonctionnement de la turbine. Il assure la filtration des particules solides contenues dans l'air qui peuvent se coller sur les bouts d'ailettes de compresseur, ainsi que sur la base des aubes de stator par effet des forces centrifuges, ce qui engendre une perte de rendement du compresseur et une augmentation de la consommation spécifique de la turbine. Il permet aussi de bloquer les grains de sable qui causent une usure érosive sur les ailettes du compresseur.
- Un débit d'air admis régulier, afin de produire la puissance voulue. Le bouchage du filtre limite la quantité d'air admise (débit d'air), qui a pour conséquences la chute de la puissance, et l'augmentation de la consommation spécifique du combustible.
- L'atténuation des sons pour avoir des niveaux acoustiques conformes aux normes internationales.

Ce système d'admission comprend un filtre d'admission, une conduite, un silencieux, un coude, un caisson d'admission et des accessoires.

Les filtres à air utilisés comportent des éléments filtrant d'une forme conique (360 filtres élémentaires). Ils sont autonettoyant, avec une grande efficacité par rapport aux filtre classiques, et d'une durée de vie qui peut aller jusqu'à 3ans.

La figure III.17 montre un schéma descriptif de cette section.

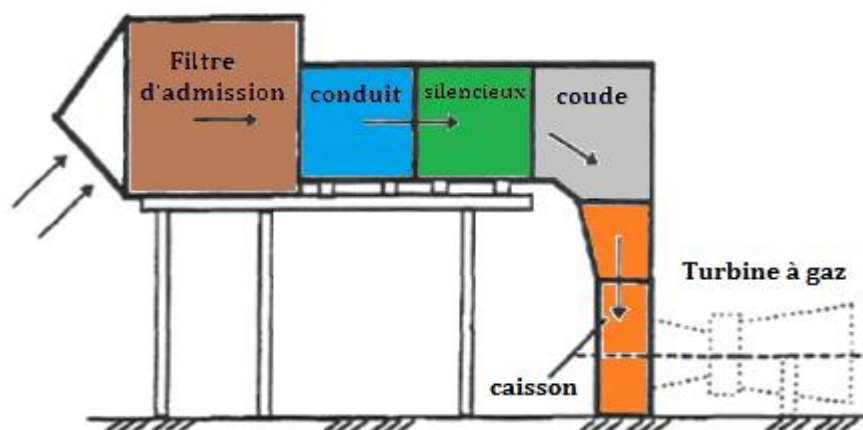


Fig.III.17 : La section aspiration de la TAG MS5002c

### III.5.3.2. Section compression :

La section du compresseur à flux axial est constituée d'une partie rotorique, le corps du compresseur qui comprend la partie statorique, les aubes variables d'admission et les aubes de guidage de sortie.

Le compresseur se compose d'une série d'étages d'aubes mobiles, qui augmentent la vitesse de l'air en termes d'énergie cinétique, suivie alternativement par des étages d'aubes

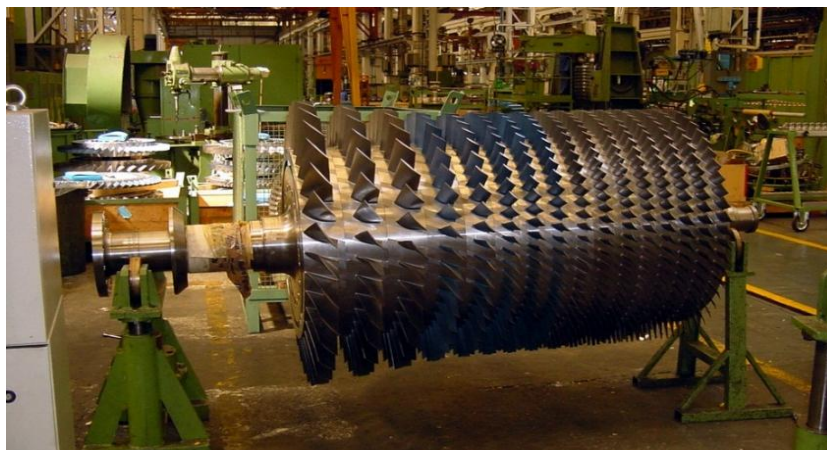
fixes, qui convertissent l'énergie cinétique en une énergie potentielle de pression plus élevée. Le nombre d'étages de compression est de 16 étages, avec un taux de compression égale à 8.

Sur le côté d'admission du compresseur, il y a des aubes variables appelées IGV (Inlet Guide Vane), dont le but primaire est de diriger l'air, fourni par le système d'aspiration, vers le premier étage des aubes du rotor. Une autre fonction importante des IGV est d'assurer le comportement fluïdo-dynamique correct du compresseur sous différents régimes transitoires de fonctionnement surtout pendant le démarrage et l'arrêt. En raison des différentes vitesses de fonctionnement par rapport à la vitesse de fonctionnement nominale, l'angle d'ouverture des IGV est modifié.

Sur le côté refoulement du compresseur, il y a quelques étages d'aubes fixes à la sortie ou EGV, nécessaires pour obtenir la récupération de la pression maximale avant que l'air entre dans la chambre de combustion.

Ce compresseur sert également à fournir une source d'air nécessaire pour refroidir les parois des directrices, des aubes et des disques de la turbine, qui sont atteints par l'intermédiaire de canaux à l'intérieur de la turbine à gaz, et par la tuyauterie de raccordement extérieur. En plus, le compresseur fournit l'air d'étanchéité aux joints à labyrinthe du palier.

La figure ci-dessous montre la partie rotorique du compresseur axial de la TAG MS5002C



**Fig.III.18 : Compresseur axial de la TAG**

### **III.5.3.3. Section combustion**

Le système de combustion pour la TAG MS5002C se compose de douze chambres de combustion d'une forme cylindrique du type à flux inverse. Dans chaque chambre on trouve un tube à flamme (chemise de combustion), un chapeau, un injecteur de gaz, et une pièce de transition. En plus des éléments cités, douze tubes d'interconnexion permettent la propagation de la flamme entre les douze chambres de combustion, deux bougies d'allumage pour amorcer la combustion qui sont placées dans les tubes à flamme 1 et 12, deux détecteurs de flamme placés dans les tubes à flamme 3 et 10 et divers matériels et garniture afin d'assurer que la combustion a lieu dans toutes les chambres.

Chacune des chambres de combustion est équipée d'un injecteur de combustible qui jette une quantité mesurée de combustible. Le combustible gazeux est admis directement dans chaque chambre par les trous de dosage positionnés au rebord extérieur du bout des injecteurs de combustible.



L'air comprimé sortant du compresseur, entre dans l'enveloppe de la chambre de combustion qui soutient les douze chambres, sa direction change pour entrer dans l'espace annulaire se trouvant entre le couvercle de la chambre et le tube à flamme, d'où l'appellation de chambre de combustion à flux inverse. Une portion de 30% de cet air participe à la combustion, tandis que 10% sert à refroidir le tube à flamme, et les 60% restant sont utilisés pour diluer les gaz très chauds (1800°C), afin d'abaisser leur température, qui ne doit pas dans notre cas dépasser 963°C.

Après la dilution, les gaz chauds (air + gaz issues de la combustion) sont véhiculés à la première directrice au moyen des pièces de transition, qui transforment la forme cylindrique du parcours des gaz en une forme annulaire appropriée à la forme de la directrice.

#### III.5.3.4. Section turbine

La section turbine de la TAG MS5002C comprend le corps de la turbine (enveloppe de la turbine), la directrice du premier étage, la roue de la turbine du premier étage (HP), la directrice du deuxième étage, la roue de la turbine du second étage (BP), l'ensemble diaphragme, ensemble d'étanchéité et enfin la conduite de gaz inter étages.

Le stator de cette section est en deux parties, séparées par un plan de joint médian horizontal afin de faciliter l'entretien.

##### ➤ Directrices premier étage:

Composées d'aubes fixes, elles orientent les gaz chauds provenant des chambres de combustion vers la roue HP de la turbine. Elles sont supportées par un dispositif de fixation prévu dans le corps de la turbine.

##### ➤ Directrices deuxième étage:

Composées d'aubes orientables, qui forment un angle variable avec la directrice d'écoulement des gaz dans la section annulaire juste avant le deuxième étage de la turbine BP. On peut leur donner une rotation grâce à des axes qui dépassent des manchons prévus dans le corps de la turbine. Les leviers clavetés à l'extrémité de ces axes sont reliés par des biellettes à des points de la couronne de contrôle qui sont actionnés par un piston hydraulique (des pompes volumétriques à plateaux sont prévues pour alimenter les vérins hydraulique avec de l'huile à 85 bars). Les deux directrices sont montrées sur la figure III.19

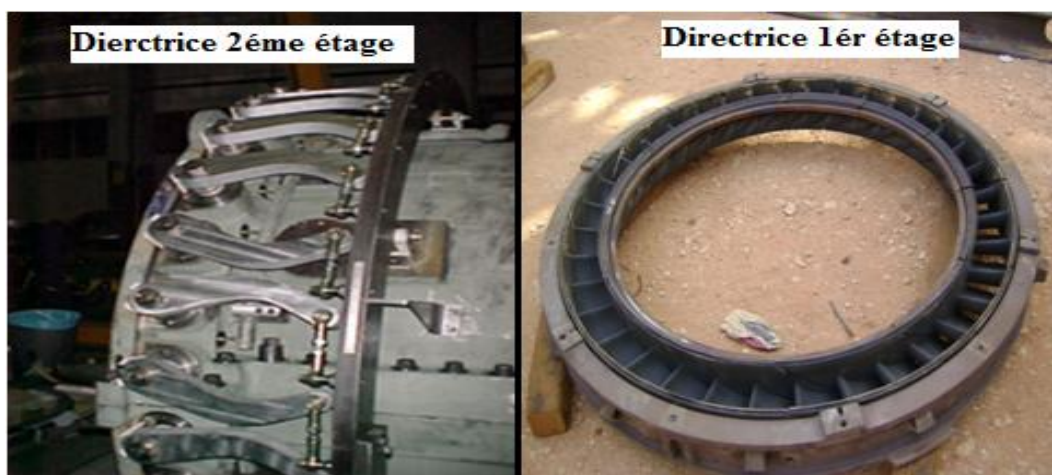


Fig.III.19 : Les Deux directrices dans la turbine 5002C (1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> étages)

➤ **La roue de turbine HP:**

La roue HP est liée directement au rotor du compresseur axial, l'ensemble est souvent appelé générateur de gaz, la détente des gaz dans la roue HP sert pour faire tourner le compresseur axial, ce rotor est supporté par deux paliers lisses, l'un avant le compresseur et l'autre avant la roue HP.

Elle se compose d'un ensemble d'aubes indépendantes les unes par rapport aux autres, elles ont une forme aérodynamique étudiée avec soin pour permettre de récupérer le maximum de couple; elles sont creuses afin de réduire leurs masses et les forces centrifuges et pour leurs refroidissement.



**Fig.III.20 : Rotor du générateur de gaz (Roue HP)**

➤ **La roue BP:**

La roue de deuxième étage est boulonnée sur un arbre pour former le rotor du turbine BP qui est soutenu par deux paliers lisse, elle est appelée aussi turbine de puissance ou turbine libre, elle comporte un dispositif de survitesse qui déclenche mécaniquement le système de commande de turbine à gaz en cas de survitesse.



**Fig.III.21 : Rotor de la turbine base pression BP**

### III.5.3.5. Section d'échappement

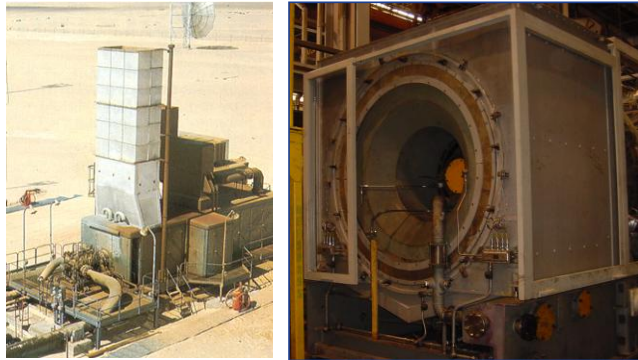
Les gaz chauds d'échappement produits par la combustion dans la turbine sont atténués dans la canalisation du système d'échappement avant d'être libérés dans l'atmosphère.

La section échappement comprend essentiellement la chambre d'échappement et le caisson d'échappement (figure III.22). Lorsque la TAG est en marche, les gaz d'échappement venant de la turbine sont déchargés dans le cadre et la section des déflecteurs de la chambre d'échappement, puis dans le caisson d'échappement.

La chambre d'échappement représente l'élément structural principal de la turbine à gaz BP. Il soutient les paliers de la roue BP et la tuyauterie correspondante d'entrée et de sortie d'huile de graissage, la tuyauterie d'air de refroidissement et d'étanchéité de la turbine et le cadre d'échappement.

Le caisson d'échappement est une structure en forme de boîte rectangulaire dans la quelle passent

les gaz d'échappement de la turbine avant d'être évacués vers l'atmosphère. Situé à l'arrière du socle de la turbine, le caisson comprend la chambre d'échappement, le cadre et les déflecteurs. Le bruit causé par le courant des gaz d'échappement est réduit par les silencieux.



**Fig.III.22 : Section d'échappement (Conduite verticale et caisson d'échappement)**

### III.5.4. Les équipements auxiliaires

La continuité, la fiabilité de fonctionnement, et la durée de vie de la turbine dépendent fortement de l'état des organes de cette partie, de leur rapidité ainsi que leur temps de réponse. La partie auxiliaire se compose de :

#### III.5.4.1. Système de démarrage :

Le but principal du système de démarrage est d'accélérer la turbine jusqu'à la vitesse minimale d'autonomie. Le lancement dans la turbine MS5002C, est assuré par une turbine de lancement à une roue, alimenté par le gaz naturel (un piquage) à une pression de 18bars, ce gaz se détend dans la roue de cette turbine, en la quittant à une pression atmosphérique (le gaz détendu est envoyé vers la torche).

La turbine de lancement fait croître la vitesse du rotor de la turbine jusqu'à 22% de sa vitesse nominale ( $\approx 1100\text{tr/mn}$ ) dans une minute, l'ensemble se stabilise pendant les cinq minutes qui suivent à la vitesse de 22%, afin de permettre le balayage des gaz résiduels, et l'alimentation avec le gaz combustible.

Après le balayage, la combustion commence, et le processus de démarrage commence l'accélération jusqu'à une vitesse de 60% de la vitesse nominale (3000tr/mn), le passage de 22% à 60% de la vitesse se fait dans environ 8mn. A la vitesse de 3000tr/mn, la turbine de lancement est découplée du compresseur axial et la turbine atteint la phase de son autonomie, où elle accélère jusqu'à sa vitesse nominale

### III.5.4.2. Système de l'huile de graissage :

L'objectif de ce système est d'alimenter avec l'huile les paliers, les auxiliaires intégrés (Réducteur, accouplements,...etc.), les vérins hydraulique...etc. Cette huile doit répondre aux exigences de propreté (filtration), de pression, et de température nécessaire aux différents organes où elle est envoyée.

Le système de lubrification comprend les éléments principaux suivants :

#### ➤ Réservoir d'huile :

Un grand réservoir placé sous la partie auxiliaire amont, précisément en dessous des pompes de graissage, il a une capacité qui dépasse 20 000 L. La vidange se fait chaque révision générale (MI), mais dans la plupart des cas son état reste bon pour une seule MI.

L'huile utilisée est une TORBA 44 (ISOVG 46), produite par NAFTEC avec une masse volumique de **0.86 à 0.875 kg/L** à **15 °C**, une viscosité **41.4 à 50.6 cSt** à **40 °C**, un point d'éclair de **210 °C** et un point d'écoulement de **-9 °C**.

#### ➤ Pompes d'huile de graissage :

On a quatre (4) types de pompes :

- **Les pompes auxiliaires :**

Il existe deux pompes de ce type fonctionnant avec du courant électrique alternatif, l'une sert au graissage des paliers avec une pression de refoulement de **12 à 14bars**. La deuxième, dite hydraulique d'une pression de refoulement de **85 bars**, sert à alimenter les vérins hydrauliques pour assurer l'ouverture et la fermeture des IGV (Inlet Guide Vane).

- **Les pompes mécaniques :**

Elles sont entraînées par le réducteur placé à l'amont de la turbine à gaz (entre la turbine de lancement et le 1<sup>er</sup> palier du compresseur). Ces deux pompes remplacent, l'une la pompe de graissage des paliers et l'autre celle hydraulique dès que la turbine atteint 85% de sa vitesse nominale. En cas de décroissance de la vitesse les deux pompes auxiliaires démarrent automatiquement pour compenser les quantités d'huiles non assurées par les pompes mécaniques.

- **Pompe de secours :**

Elle fonctionne avec un courant continu, alimentée par une batterie son rôle est d'assurer le graissage en cas de coupure survenue de courant, jusqu'à l'arrêt de la machine.

- **Pompe de Vireur (ou de virage) :**

C'est une petite pompe, placée au-dessus du réducteur, alimentée par une batterie, son rôle est de garder le rotor de la turbine en rotation lors de la phase d'arrêt avec une vitesse angulaire de  $\frac{1}{4}$  tr chaque **3mn** pendant **12 heures** pour éviter la flexion du rotor qui pèse 9 tonnes (pour MS5002 C), avec une longueur d'environ **8m** et une température élevée provenant de la compression d'air.

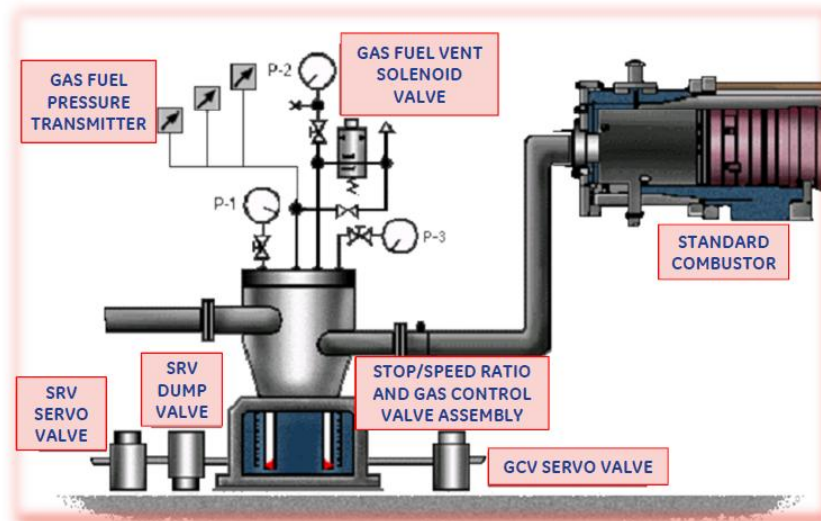
### III.5.4.3. Système d'alimentation par le combustible :

Le rôle de ce système est d'assurer l'alimentation des chambres de combustion par le gaz naturel, avec la pression et le débit appropriés le long du cycle de fonctionnement de la turbine.

L'élément principal dans ce système est l'ensemble vanne de commande et arrêt/détente gaz situé dans la zone accessoire. Avec cette vanne se trouve aussi les servo-vannes de



commande, les manomètres et la tuyauterie de distribution aux injecteurs. La figure III.23 montre ce système



**Fig.III.23 : Système d'alimentation du combustible**

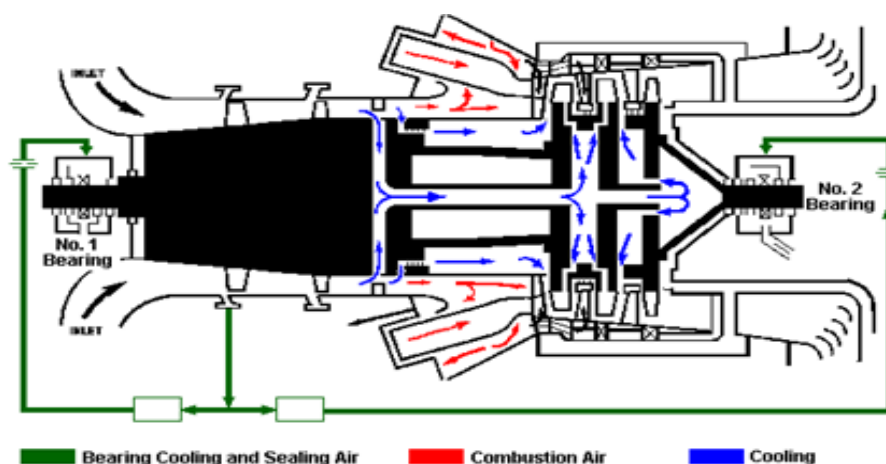
#### III.5.4.4. Système d'air de refroidissement et d'étanchéité :

Dans une turbine à gaz, certaines parties sont exposées à des contraintes thermiques très élevées. Leur refroidissement est indispensable, afin d'éviter leur détérioration. Pour cette raison, une partie de l'air frais soutirée du compresseur axial, ainsi qu'une deuxième partie aspirée de l'atmosphère sont envoyées pour le refroidissement des endroits critiques, et servent aussi à l'étanchéité (pressuriser les joints d'huile des paliers).

Les pièces refroidies sont :

- Les roues de la turbine du premier et deuxième étage;
- La directrice du premier étage;
- Le carter du rotor de la turbine.

La figure ci-dessous illustre ce système.



**Fig.III.24 : Circuit d'air d'étanchéité et de refroidissement**

### III.5.4.5. Dispositif d'anti-pompage :

Le fonctionnement du compresseur à un faible débit peut être la cause d'apparition du phénomène de pompage qui se traduit par des forces alternées importantes sur les organes mécaniques de la TAG.

La protection contre le pompage est donc une nécessité. Deux modes de protection sont appliquées :

- **Les aubes mobiles IGV:** En amont du compresseur axial est placé un étage d'aubes mobiles en rotation (variables) dites IGV, la fermeture de ces aubes permette de limiter le débit d'air admis et cela lors du démarrage, où la vitesse du rotor est encore faible, l'ouverture de ces aubes croît progressivement avec l'accélération de la turbine, jusqu'à atteindre une ouverture complète correspondante au maximum de débit et vitesse de rotation.
- **Vanne anti-pompage (VAP):** Un piquage au niveau du 10e étage du compresseur vers l'atmosphère, sert à évacuer une partie de l'air admis à l'atmosphère afin d'éviter la pulsation du débit (retour de l'écoulement).

### III.6. Comparaison entre la TAG MS 5001 et la TAG MS5002

La turbine à gaz MS5001 est une série conçue par GE/ Nuovo Pignone elle dispose d'un seul arbre sur lequel sont montés l'ensemble des rotors du compresseur axial, de la turbine de détente et la charge entraînée. Cette TAG est illustré sur la figure Fig.III.24 est généralement utilisée pour l'entraînement des alternateurs à vitesse constante.

Alors elle a l'avantage de la constance du régime de chargement ce qui allonge sa durée de vie, mais elle pose des problèmes au démarrage à cause de moteur de lancement qui doit mettre en rotation tout l'ensemble monté sur l'arbre (compresseur, turbine et l'alternateur).

La MS5002 (illustrée sur la figure III.25) est une turbine à deux arbres mécaniquement indépendants, elle est constituée d'un générateur de gaz et d'une turbine de puissance. Malgré qu'elle soit difficile à aligner celle-ci travaille avec des charges à régime variable tel que les pompes et compresseurs dont le fonctionnement est fermement lié aux fluctuations de débit, ce qui permet d'éviter des dommages néfastes aux charges (cavitation, pompage).

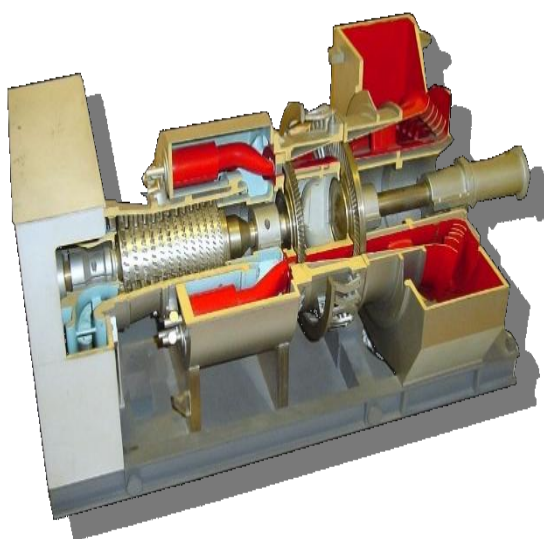


Fig.III.25 : Turbine MS 5002 C

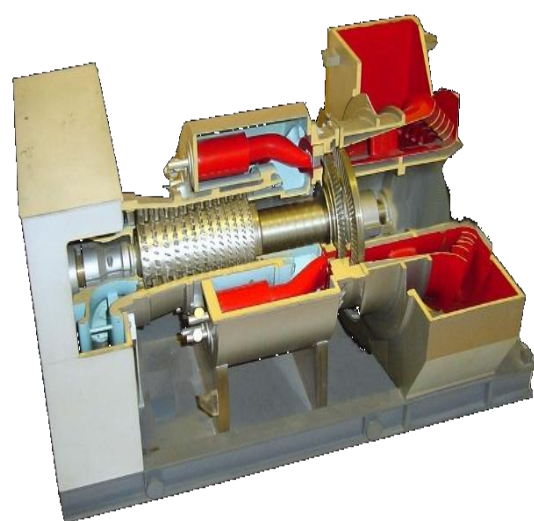


Fig.III.26 : Turbine MS 5001

# Chapitre IV

**Calculs  
thermodynamiques  
de la TAG MS5002C**



## Introduction

La TAG MS5002 C étudiée fait partie du processus de traitement des gaz associés, cette turbine bi-arbres entraîne, grâce à la turbine de puissance, trois compresseurs centrifuges placés en série sur une même ligne d'arbre. Chaque compresseur a sa propre tuyauterie d'aspiration et de refoulement tel que l'évolution du traitement soit entre le refoulement et l'aspiration des deux premiers compresseurs et le troisième est pour l'expédition.

Cette disposition révèle l'importance du bon fonctionnement de la TAG, dont les performances doivent être évaluées. Afin d'entamer la vérification on procède aux calculs thermodynamiques pour chacun des compartiments de la turbine à gaz MS5002 C.

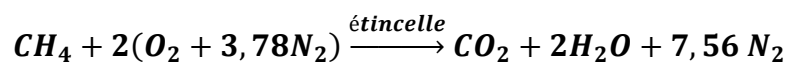
### IV.1. Hypothèses

✓ **Pour plus de précisions nous tenons compte des paramètres suivants :**

- La variation de la pression atmosphérique en fonction de l'altitude.

✓ **Pour simplifier**

- Nous considérons la combustion du méthane dont l'équation est :



$$\psi_s = \frac{\text{masse de l'air}}{\text{masse du carburant}} = \frac{(n + \frac{m}{4})(32 + 3,78 \times 28)}{12n + m} = 17,23$$

Tel que pour le  $CH_4$  on a  $n = 1$  et  $m = 4$

$\psi_s$  : Coefficient stœchiométrique.

- L'inspection HGPI a été faite au cours du mois de janvier 2016, ce qui signifie que les rendements des turbines de détente  $\eta_T$  et des chambres de combustion  $\eta_{cc}$  peuvent être considérés comme étant ceux donnés par le constructeur pour les calculs du cas réel.

✓ **Pour le calcul thermodynamique on considère un cycle idéal où on adopte les hypothèses suivantes :**

- Pour simplifier l'étude du cycle, on néglige l'espace contenu entre les deux roues de la turbine (roue HP et BP), donc on adopte une seule détente continue.
- Les transformations de compression et de détente sont isentropiques, autrement dit les rendements propres du compresseur et de la turbine seront pris égaux à l'unité.
- Les pertes dues au rayonnement, au frottement dans les conduits, aux fuites de gaz seront supposées nulles.
- Pour simplifier le raisonnement, nous ne considérons tous les travaux qu'en valeur absolue ; nous ferons donc abstraction de la convention des signes adoptée habituellement en thermodynamique.
- D'après la définition des gaz parfaits, les chaleurs spécifiques massiques à pression et à volume constant  $C_p$  et  $C_v$  sont indépendantes de la pression. Pour simplifier le calcul, nous supposons que, pour le gaz décrivant le cycle thermodynamique que nous considérerons dans ce qui suit, les grandeurs  $C_v$  et  $C_p$  (donc aussi le rapport  $\gamma = C_p/C_v$ ) sont indépendantes non seulement de la pression, mais aussi de la température.

## IV.2. Données de départ de la TAG MS5002 C (train A) de l'UTGA

Le système SPEEDTRONIC Mark VI nous a permis de prélever les données suivantes sur les sections principales de la turbine à gaz étudiée.

### IV.2.1. Données sur le compresseur axial

- La température d'aspiration  $t_1 = 17^\circ\text{C}$ ,  $T_1 = 290,15\text{K}$  ;
- L'altitude  $h$  de l'UTGA par rapport au niveau de la mer est de  $432\text{ m}$  ;
- La pression d'aspiration donnée par la corrélation suivante :

$$P_1 = P_{atm(z=0)} - \left(1 - \frac{0,0065 h}{288,5}\right)^{5,31}$$

$P_{atm(z=0)}$  : Pression atmosphérique au niveau de la mer égale  $1,01325\text{ (bar)}$  ;

$h$  : Altitude en (m) ;

Ce qui donne  $P_1 = 0,962\text{ bar}$  ;

- L'exposant isentropique  $\gamma = \frac{c_p}{c_v} = 1,4$ .

### IV.2.2. Données sur les chambres de combustion

- Le rendement de la chambre de combustion  $\eta_{cc} = 0,97$  ;
- La température maximale du cycle  $T_3 = 963^\circ\text{C} = 1236,15\text{K}$ .

### IV.2.3. Données sur les turbines de détente HP et BP

- La vitesse de rotation de la roue HP est  $n = 5060\text{ tour/min}$  à  $99,2\%$  ;
- La vitesse de rotation de la roue BP est  $n = 4916\text{ tour/min}$  à  $105,3\%$  ;
- La température réelle des gaz à l'échappement  $T_{4r} = 475^\circ\text{C} = 748,15\text{K}$ .

### IV.2.4. Données sur le combustible

- Le pouvoir calorifique supérieur du combustible utilisé  $PCS = 11241\text{ kcal/nm}^3$  ;
- Masse volumique du condensât  $\rho = 670\text{ kg/m}^3$  ;
- Débit massique du combustible consommé par la TAG  $q_{comb} = 2,15\text{ kg/s}$ .

Les résultats de l'analyse chromatographique du gaz naturel pendant le mois de JANVIER 2016 sont présentés sur le tableau suivant :

Composant	$N_2$	$CH_4$ ( $C_1$ )	$CO_2$	$C_2H_6$ ( $C_2$ )	$C_3H_8$ ( $C_3$ )	$C_4H_{10}$ ( $iC_4$ )	$C_4H_{10}$ ( $nC_4$ )	$C_5H_{12}$ ( $iC_5$ )	$C_5H_{12}$ ( $nC_5$ )	$C_6H_{14}$ ( $C_6$ )	$\rho$ ( $\frac{kg}{m^3}$ )
%	1.4	76.12	0.85	13.29	5.72	0.48	1.17	0.21	0.19	0.57	0.7427

Tab.IV.1 : Composition du gaz naturel utilisé par la TAG MS5002 C de l'UTGA

### IV.2.5. Selon les paramètres ISO

C'est l'ensemble des paramètres de fonctionnement recommandés par le constructeur NUOVO PIGNONE.

- Température ambiante  $T_{amb} = 15\text{ °C}$
- Humidité **60 %**
- Pouvoir calorifique inférieur du combustible  $PCI = 8500\text{ kcal/nm}^3$   
Ce qui donne  $PCI = 35\,572,5\text{ kJ/kg}$
- Température maximale du cycle  $T_{3\,max} = 963\text{ °C}$
- Température maximale à l'échappement  $T_{4\,max} = 517\text{ °C}$

Le diagramme suivant représente le cycle réel décrit par le gaz dans la TAG avec les paramètres réels.

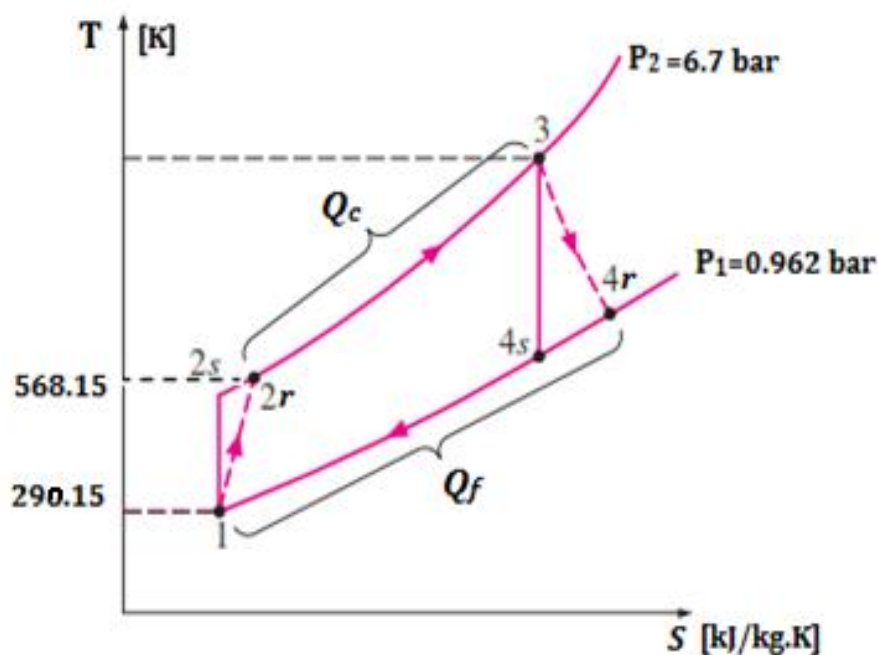


Fig.IV.1 : Diagramme du cycle réel de Joule-Brayton

### IV.3. Calculs des chambres de combustion

#### IV.3.1. Calcul de la température à la sortie des chambres de combustion $T_3$

- La température  $T_3$  est calculée en se basant sur l'évolution de détente polytropique (3-4r).

Le rendement de la détente est  $\eta_T = \frac{T_3 - T_{4r}}{T_3 - T_{4s}} = 0,88$

D'où :

$$T_3 = T_{4r} (\tau)^{\frac{\gamma-1}{\gamma} \eta_T} = 1218,55\text{ K}$$

**IV.3.2. La quantité de chaleur réelle apportée à pression constante**

$$Q_{2r-3} = C_{p(air)}(T_3 - T_{2r}) = 653,26 \text{ kJ/kg}$$

**IV.3.3. Calcul concernant le flux d'air et du gaz circulants dans la TAG :****IV.3.3.1. Le débit massique théorique d'air  $q_{m th (air)}$  :**

Il est calculé par la formule suivante :

$$q_{m th (air)} = \psi_s q_{comb} = 37,0445 \text{ kg/s}$$

**IV.3.3.2. Le débit d'air réel à l'admission du compresseur**

L'air dans la chambre de combustion doit être en excès, pour cela on adopte un coefficient d'excès d'air  $\alpha$  égal à 3, d'où :

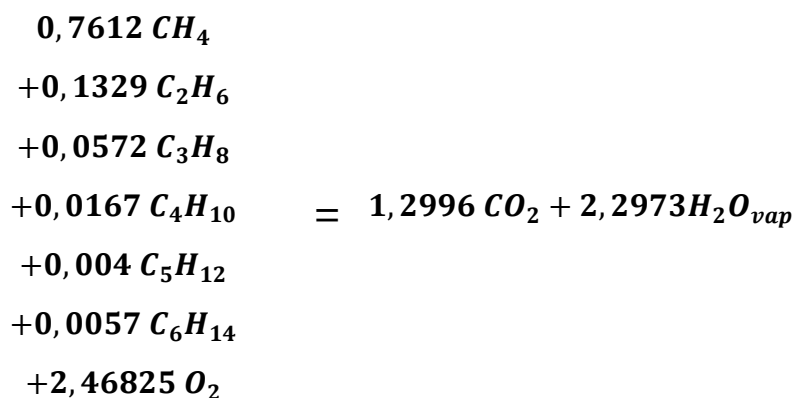
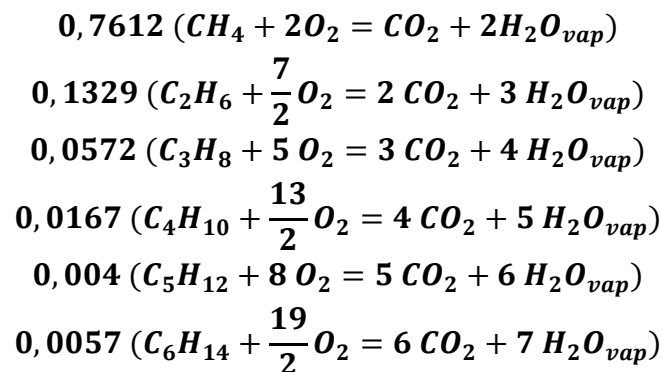
$$q_{m r (air)} = \alpha q_{m th (air)} = 111,1335 \text{ kg/s}$$

**IV.3.3.3. Le débit des gaz chauds sortant de la chambre de combustion :**

$$q_{m (g ch)} = \alpha q_{m th (air)} + q_{comb} = 113,2835 \text{ kg/s}$$

**IV.3.3.4. Le pouvoir calorifique du gaz naturel de l'UTGA**

On a le PCS du gaz naturel de l'UTGA et on cherche le PCI



Sachant que la relation entre le PCI et le PCS est :  $PCS = PCI + 2004,9 V_{H_2O}$

Avec  $V_{H_2O}$ : volume d'eau produit de la combustion.

Ainsi,  $1 \text{ n m}^3$  de gaz naturel de l'UTGA brûle totalement en libérant  $2,2973 \text{ m}^3$  de vapeur d'eau ramenée à la même température, d'où il vient à  $0^\circ\text{C}$  :

$PCS = PCI + 4605,86 \text{ kJ/n m}^3$  sachant que  $PCS = 11\,241 \text{ kcal/n m}^3$  alors

$PCS = 47\,043,59 \text{ kJ/n m}^3$  puis il vient  $PCI = 42\,437,73 \text{ kJ/n m}^3$  avec la masse volumique du gaz  $\rho = 0,7427 \text{ kg/m}^3$

On déduit  $PCI = 57\,139,8 \text{ kJ/kg}$

#### IV.4. Calculs du compresseur axial

IV.4.1. Calcul de la température théorique au refoulement  $T_{2s}$  :

$$T_{2s} = T_1(\tau)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = 505,09 \text{ K}$$

IV.4.2. Calcul de l'exposant polytropique de compression

$$n = -\frac{\ln \tau}{\ln\left(\frac{T_{2r}}{T_1}\right) - \ln \tau} = 1,53$$

IV.4.3. Calcul du travail consommé par le compresseur

$$W_{c(is)} = C_{p(air)}(T_{2s} - T_1) = 215,89 \text{ kJ/kg}$$

IV.4.4. Le travail de compression polytropique

$$W_{c(poly)} = C_{p(air)}(T_{2r} - T_1) = 279,22 \text{ kJ/kg}$$

IV.4.5. Calcul du rendement de la compression

$$\eta_c = \frac{W_{c(is)}}{W_{c(poly)}} = \frac{T_{2s} - T_1}{T_{2r} - T_1} = 0,7732 = 77,32\%$$

IV.4.6. La puissance consommée par le compresseur

$$N_{C1(poly)} = q_{m1r(air)} W_{c(poly)} = 31,03 \text{ MW}$$

#### IV.5. Calculs des travaux de détente

IV.5.1. Calcul de la température  $T_4$  théorique d'échappement des gaz chauds :

$$T_{4s} = T_3\left(\frac{1}{\tau}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = 700 \text{ K}$$

IV.5.2. Calcul du travail isentropique de la détente

$$W_{t(is)} = C_{p(gaz)}(T_3 - T_{4s}) = 520,83 \text{ kJ/kg}$$

IV.5.3. Le travail de détente polytropique

$$W_{t(poly)} = W_{t(is)} \cdot \eta_{T(pol)} = 458,33 \text{ kJ/kg}$$

**IV.5.4. La puissance fournie par la turbine**

$$N_{t1(poly)} = q_{mr(gaz\ ch)} W_{t(poly)} = 51,92 \text{ MW}$$

**IV.5.5. La puissance utile de l'installation**

$$N_{ut1} = N_{T1(poly)} - N_{C1(poly)} = 20,89 \text{ MW}$$

**IV.5.6. Le rendement de la TAG MS5002 C**

$$\eta = \frac{W_{T(is)} \eta_T - W_{C(is)} \frac{1}{\eta_C}}{Q_{2r-3} \cdot \frac{1}{\eta_{cc}}} = 0,2659 \approx 26,59 \%$$

**IV.6. Les calculs d'optimisation**

On pose :

$$\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = Z$$

D'où :

$$W_c = C_p T_1 (Z - 1) \quad \text{et} \quad W_t = C_p T_3 \left(1 - \frac{1}{Z}\right)$$

Donc :

$$W_u = W_t - W_c = C_p T_3 \left(1 - \frac{1}{Z}\right) - C_p T_1 (Z - 1)$$

Cette fonction passe par un maximum qu'on obtient en annulant la dérivée  $\frac{dW_u}{dZ}$

$$\frac{dW_u}{dZ} = 0 \quad \text{donc} \quad \frac{C_p T_3}{Z^2} - C_p T_1 = 0$$

D'où :  $Z_{opt} = \sqrt{\frac{T_3}{T_1}} = 2,049$  ce qui donne  $\left(\frac{P_2}{P_1}\right)_{opt} = \tau_{opt} = Z_{opt}^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} = 12,17$

Il en résulte aussi :  $T_{2opt} = T_{4opt} = \sqrt{T_1 T_3} = 594,61 \text{ K}$

**IV.6.1. Interprétation :**

En comparant ces valeurs optimales aux valeurs de notre cycle on constate que :

- Le taux de compression ( $\tau$ ) n'est pas optimisé vu que notre taux de compression ( $\tau$ ) est égale à **6.96** (alors que  $\tau_{opt} = 12,17$ ).
- Les températures  $T_1$  et  $T_2$  ne sont pas optimisées, sachant que :  
 $T_{2r} = 568,15 \text{ K}$ ,  $T_{4r} = 748,15 \text{ K}$  alors que :  $T_{2opt} = T_{4opt} = 594,61 \text{ K}$

Donc notre cycle n'est pas optimisé.

## Conclusion

- Le rendement du compresseur axial qui est égale à **77.32%** est inférieur au rendement initial (**90%**), d'où on peut constater qu'une éventuelle intervention est souhaitable (intervention sans démontage).
- La puissance développée par cette TAG (**20,89 MW**) est inférieure à sa puissance nominale qui est égale à **28MW**, et c'est dû à l'utilisation d'un débit de combustible inférieur à celui donné par le constructeur.

L'utilisation d'un débit réduit du combustible est due aux avaries provoquées par la combustion de ce combustible à haut pouvoir calorifique supérieur (**PCS**). Ces avaries consistent en des déclenchements à haute température de la TAG ;(ce problème sera traité avec détails dans les chapitre qui suit).

Ce même problème peut être aussi constaté dans le fait que malgré que la puissance développée par notre turbine n'a pas encore atteint la puissance nominale pour la quelle elle est conçue, on est comme même proche des températures limites de déclenchement à haute température.



# Chapitre V

## **Maintenance de la TAG MS5002C**

## Introduction

Le maintien des équipements de production est un enjeu clé pour la productivité des usines aussi bien que pour la qualité des produits. C'est un défi industriel impliquant la remise en cause des structures figées actuelles et la promotion de méthodes adaptées à la nature nouvelle des matériels.

L'exploitation de la turbine à gaz, comme tout équipement, doit inclure un programme d'inspections périodiques avec la réparation et le remplacement associé des pièces selon les nécessités, pour assurer la disponibilité et fiabilité maximales de l'unité.

### V.1. Définition de la maintenance

D'après l'AFNOR (NF X 60-010) :

La maintenance est un ensemble des actions permettant de **maintenir** ou de **rétablir** un bien dans **un état spécifié** ou en mesure d'assurer **un service déterminé**. Bien maintenir, c'est assurer ces opérations au coût optimal.

#### Commentaires:

- \* **Maintenir** : contient la notion de «prévention» sur un système en fonctionnement.
- \* **Rétablir** : contient la notion de «correction» consécutive à une perte de fonction.
- \* **État spécifié** ou **service déterminé** : implique la prédétermination d'objectif à atteindre, avec quantification des niveaux caractéristiques.
- \* **Coût optimal** : qui conditionne l'ensemble des opérations dans un souci d'efficacité.

#### V.1.1. Entretien ou maintenance

**a- Entretien** : c'est dépanner et réparer un parc matériel, afin d'assurer la continuité de la production.

**b- Maintenir** : c'est choisir les moyens de prévenir, de corriger ou de rénover suivant l'usage du matériel, suivant sa criticité économique, afin d'optimiser le coût global de possession. Maintenir, c'est maîtriser.

### V.2. Les différentes formes de maintenance

#### V.2.1. La maintenance corrective

La maintenance corrective appelée parfois curative (terme non normalisé) a pour objet de redonner au matériel des qualités perdues nécessaires à son utilisation, appliquée après défaillance. Il existe 2 formes de défaillance :

- a- Défaillance partielle** : altération de l'aptitude d'un bien à accomplir la fonction requise.
- b- Défaillance complète** : cessation de l'aptitude d'un bien à accomplir la fonction requise.

#### V.2.2. La maintenance préventive

Maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien. Elle doit permettre d'éviter les défaillances des matériels en cours d'utilisation. L'analyse des coûts doit mettre en évidence un gain par rapport aux défaillances qu'elle permet d'éviter.

### V.2.2.1. Buts de la maintenance préventive

- Augmenter la durée de vie des matériels.
- Diminuer la probabilité des défaillances en service.
- Diminuer les temps d'arrêt en cas de révision ou de panne.
- Prévenir et aussi prévoir les interventions coûteuses de maintenance corrective.
- Permettre de décider la maintenance corrective dans de bonnes conditions.
- Eviter les consommations anormales d'énergie, de lubrifiant, etc.
- Améliorer les conditions de travail du personnel de production.
- Diminuer le budget de maintenance.
- Supprimer les causes d'accidents graves.

### V.2.2.2. La maintenance préventive systématique

Maintenance préventive exécutée à des intervalles de temps préétablis ou selon un nombre défini d'unités d'usage mais sans contrôle préalable de l'état du bien.

Même si le temps est l'unité la plus répandue, d'autres unités peuvent être retenues telles que : la quantité de produits fabriqués, la longueur de produits fabriqués, la distance parcourue, la masse de produits fabriqués, le nombre de cycles effectués, etc.

Cette périodicité d'intervention est déterminée à partir de la mise en service ou après une révision complète ou partielle.

**Remarque :** de plus en plus, les interventions de la maintenance systématique se font par échanges standards.

Cas d'application :

- Equipements soumis à une législation en vigueur (sécurité réglementée) : appareils de levage, extincteurs, réservoirs sous pression, convoyeurs, ascenseurs, monte-charge, etc.
- Equipements dont la panne risque de provoquer des accidents graves : tous les matériels assurant le transport en commun des personnes, avions, trains, etc.
- Equipement ayant un coût de défaillance élevé : éléments d'une chaîne de production automatisée, processus fonctionnant en continu (industries chimiques ou métallurgiques).
- Equipements dont les dépenses de fonctionnement deviennent anormalement élevées au cours de leur temps de service : consommation excessive d'énergie, allumage et carburation déréglés (moteurs thermiques), etc.

### V.2.2.3. La maintenance préventive conditionnelle

Maintenance préventive basée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent. La surveillance du fonctionnement et des paramètres peut être exécutée selon un calendrier, ou à la demande, ou de façon continue.

**Remarque :** la maintenance conditionnelle est donc une maintenance dépendante de l'expérience et faisant intervenir des informations recueillies en temps réel.

La maintenance préventive conditionnelle se caractérise par la mise en évidence des points faibles. Suivant le cas, il est souhaitable de les mettre sous surveillance et, à partir de là, de

décider d'une intervention lorsqu'un certain seuil est atteint. Mais les contrôles demeurent systématiques et font partie des moyens de contrôle non destructifs.

Tous les matériels sont concernés. Cette maintenance préventive conditionnelle se fait par des mesures pertinentes sur le matériel en fonctionnement.

Les paramètres mesurés peuvent porter sur :

- Le niveau et la qualité de l'huile
- Les températures et les pressions
- La tension et l'intensité des matériels électriques
- Les vibrations et les jeux mécaniques

#### V.2.2.4. La maintenance préventive prévisionnelle

Maintenance conditionnelle exécutée en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation de paramètres significatifs de la dégradation du bien.

Le schéma ci-dessous résume les différents types de maintenance.

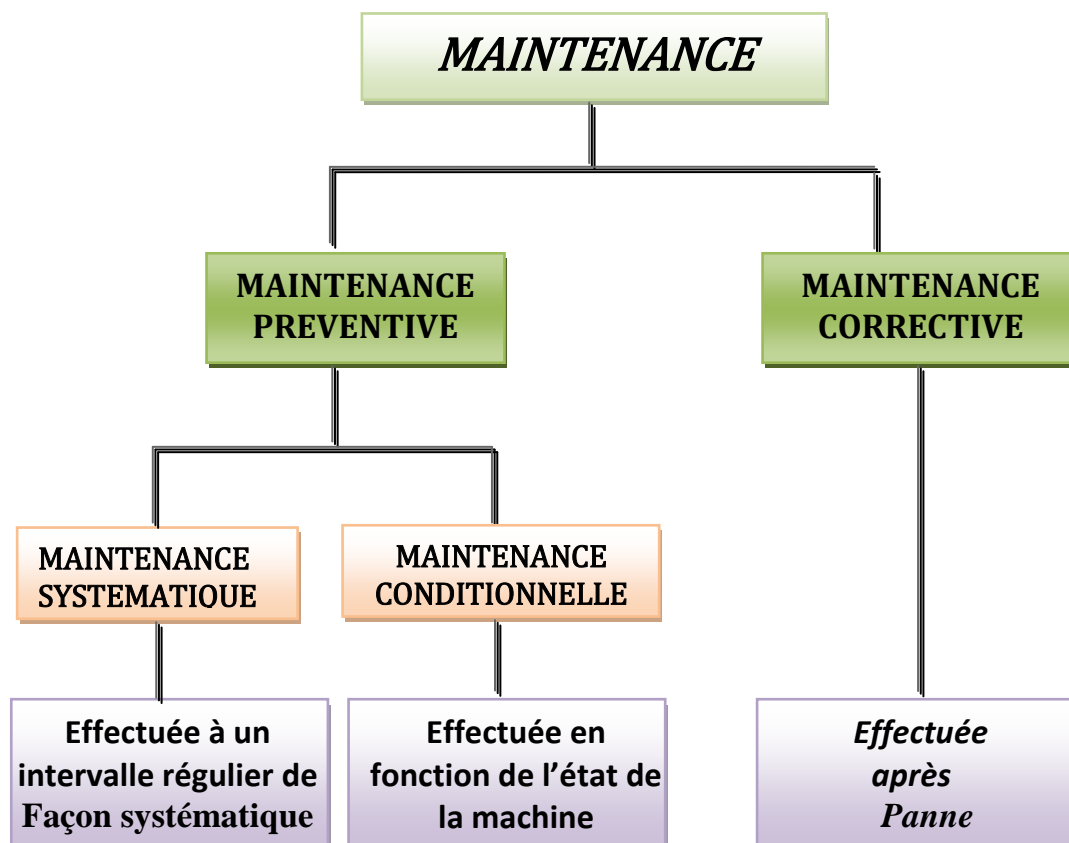


Fig.V.1 : Les différents types de maintenance

### **V.3. Les opérations de la maintenance**

#### **V.3.1. Les opérations de maintenance corrective**

##### **V.3.1.1. Le dépannage**

Actions physiques exécutées pour permettre à un bien en panne d'accomplir sa fonction requise pendant une durée limitée jusqu'à ce que la réparation soit exécutée.

Le dépannage n'a pas de conditions d'applications particulières. La connaissance du comportement du matériel et des modes de dégradation n'est pas indispensable même si cette connaissance permet souvent de gagner du temps.

Souvent, les opérations de dépannage sont de courtes durées mais peuvent être nombreuses.

De ce fait, les services de maintenance soucieux d'abaisser leurs dépenses tentent d'organiser les actions de dépannage. Certains indicateurs de maintenance (pour en mesurer son efficacité) prennent en compte le problème du dépannage.

Ainsi, le dépannage peut être appliqué par exemple sur des équipements fonctionnant en continu dont les impératifs de production interdisent toute visite ou intervention à l'arrêt.

##### **V.3.1.2. La réparation**

Actions physiques exécutées pour rétablir la fonction requise d'un bien en panne, l'application de la réparation peut être décidée soit immédiatement à la suite d'un incident ou d'une défaillance, soit après un dépannage, soit après une visite de maintenance préventive conditionnelle ou systématique.

**Remarque :** la réparation correspond à une action définitive. L'équipement réparé doit assurer les performances pour lesquelles il a été conçu.

Tous les équipements sont concernés.

#### **V.3.2. Les opérations de maintenance préventive**

##### **V.3.2.1. Les inspections**

Ce sont des contrôles de conformité réalisés en mesurant, observant, testant ou calibrant les caractéristiques significatives d'un bien. En général, l'inspection peut être réalisée avant, pendant ou après d'autres activités de maintenance.

##### **V.3.2.2. Les visites**

Elles représentent les opérations de surveillance qui, dans le cadre de la maintenance préventive systématique, s'opèrent selon une périodicité déterminée. Ces interventions correspondent à une liste d'opérations définies préalablement qui peuvent entraîner des démontages d'organes et une immobilisation du matériel. Une visite peut entraîner une action de maintenance corrective.

##### **V.3.2.3. Les contrôles**

Vérifications de conformité par rapport à des données préétablies suivies d'un jugement. Le contrôle peut :

- Comporter une activité d'information.
- Inclure une décision : acceptation, rejet, ajournement.
- Déboucher comme les visites sur des opérations de maintenance corrective.

Les opérations de surveillance (contrôles, visites, inspections) sont nécessaires pour maîtriser l'évolution de l'état réel du bien. Elles sont effectuées de manière continue ou à des intervalles prédéterminés ou non, calculés sur le temps ou le nombre d'unités d'usage.

### **V.3.3. Autres opérations**

#### **V.3.3.1. Révision**

Ensemble des actions d'examen, de contrôles et des interventions effectuées en vue d'assurer le bien contre toute défaillance majeure ou critique, pendant un temps ou pour un nombre d'unités d'usage donné.

Il faut distinguer suivant l'étendue des opérations à effectuer les révisions partielles et les révisions générales. Dans les 2 cas, cette opération nécessite la dépose de différents sous-ensembles. Le terme révision ne doit en aucun cas être confondu avec les termes visites, contrôles, inspections.

Les 2 types d'opérations définis (révision générale ou partielle) relèvent du 4ème niveau de maintenance ; (paragraphe suivant).

#### **V.3.3.2. Les échanges standards**

Reprise d'une pièce ou d'un organe ou d'un sous-ensemble usagé, et vente au même client d'une pièce ou d'un organe ou d'un sous-ensemble identique, neuf ou remis en état conformément aux spécifications du constructeur.

### **V.4. Les niveaux de la maintenance**

#### ➤ **1<sup>er</sup> niveau**

Réglages simples prévus par le constructeur au moyen d'éléments accessibles sans aucun démontage ou ouverture de l'équipement, ou échanges d'éléments consommables accessibles en toute sécurité, tels que voyants ou certains fusibles... Etc.

Ce type d'intervention peut être effectué par l'exploitant du bien, sur place, sans outillage et à l'aide des instructions d'utilisation. Le stock des pièces consommables nécessaires est très faible.

#### ➤ **2<sup>ème</sup> niveau**

Dépannage par échange standard des éléments prévus à cet effet et opérations mineures de maintenance préventive, telles que graissage ou contrôle de bon fonctionnement.

Ce type d'intervention peut être effectué par un technicien habilité de qualification moyenne, sur place, avec l'outillage portable défini par les instructions de maintenance, et à l'aide de ces mêmes instructions.

On peut se procurer les pièces de rechange transportables nécessaires sans délai et à proximité immédiate du lieu d'exploitation.

#### ➤ **3<sup>ème</sup> niveau**

Identification et diagnostic des pannes, réparations par échange de composants ou d'éléments fonctionnels, réparations mécaniques mineures et toutes opérations courantes de maintenance préventive telles que réglage général ou réaligement des appareils de mesure.

Ce type d'intervention peut être effectué par un technicien spécialisé, sur place ou dans le local de maintenance, à l'aide de l'outillage prévu dans les instructions de maintenance ainsi que des appareils de mesure et de réglage, et éventuellement des bancs d'essais et de contrôle des équipements et en utilisant l'ensemble de la documentation nécessaire à la maintenance du bien ainsi que les pièces approvisionnées par le magasin.

➤ **4<sup>ème</sup> niveau**

Tous les travaux importants de maintenance corrective ou préventive à l'exception de la rénovation et de la reconstruction. Ce niveau comprend aussi le réglage des appareils de mesure utilisés pour la maintenance, et éventuellement la vérification des étalons du travail par les organismes spécialisés.

Ce type d'intervention peut être effectué par une équipe comprenant un encadrement technique très spécialisé, dans un atelier spécialisé.

➤ **5<sup>ème</sup> niveau**

Rénovation, reconstruction ou exécution des réparations importantes confiées à un atelier central ou à une unité extérieure. Par définition, ce type de travaux est donc effectué par le constructeur, ou par le reconstruteur, avec des moyens définis par le constructeur et donc proches de la fabrication.

## **V.5. La maintenance appliquée sur la turbine à gaz MS5002 C**

### **V.5.1. Caractéristiques des constructions de turbine à gaz**

Les turbines à gaz MS5002c sont conçues pour permettre une maintenance facile sur place, seulement dans des cas rares, il est nécessaire d'envoyer les pièces vers des ateliers de service spécialisés pour leur réparation / remise en état.

Les caractéristiques suivantes permettent cette facilité d'entretien :

- Carcasse à coupure horizontale pour accès facile aux parties internes.
- Les pièces du stator peuvent être enlevées avec l'enveloppe supérieure ouverte (sans l'enlèvement du rotor).
- Les aubes de la turbine sont poussées de manière à pouvoir les remplacer dans le rotor sans besoin d'équilibrage final.
- Des chemises de combustion, brûleur et d'autres éléments de la chambre de combustion peuvent être démontés et remontés sans devoir démonter les enveloppes de combustion.
- Possibilité d'effectuer des inspections à l'intérieur de la turbine sans enlever les enveloppes extérieures en utilisant un baroscope.

### **V.5.2. Types d'inspections de la turbine à gaz**

Deux types principaux d'inspection de base ont été distingués pour les pièces les plus sujettes à l'action des gaz de combustion. Les inspections peuvent être classifiées comme suit :

#### **V.5.2.1. Inspections de la machine en marche**

Celles-ci consistent en la surveillance continue et générale de l'unité et de ses auxiliaires avec la turbine en marche.

Il est conseillé d'enregistrer les paramètres principaux pendant les premiers démarrages et la marche de la turbine ; en effet, cette opération sert à avoir des valeurs de référence sur la consommation, les performances, etc., quand la machine est neuve. Ceci permettra une meilleure évaluation de tout changement de fonctionnement de la turbine à gaz au cours de sa vie et aidera à découvrir les causes des défauts possibles et à choisir la solution appropriée.



Les données de fonctionnement doivent être acquises dans les phases transitoires (démarrage, arrêt) et en conditions de régime permanent.

Les paramètres principaux de l'inspection en marche sont

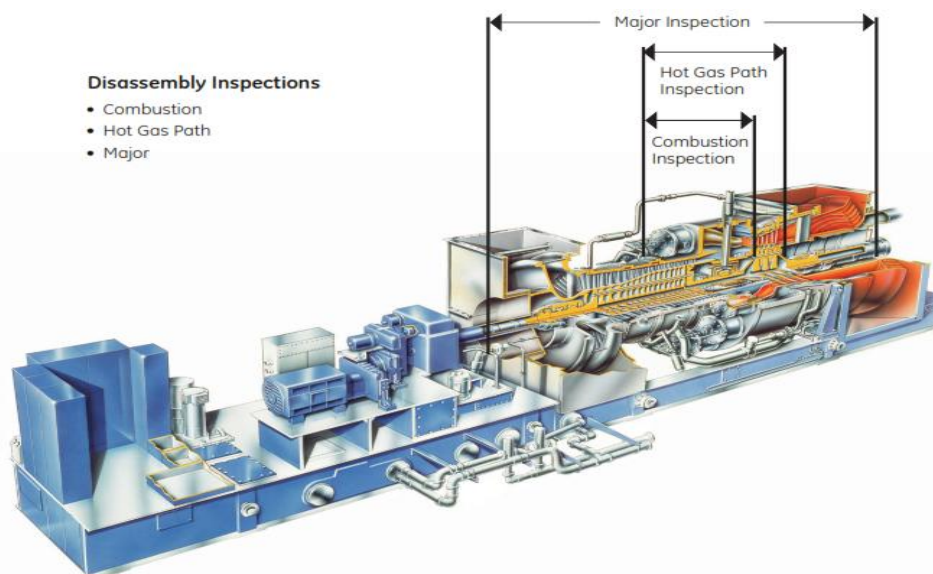
- la vitesse.
- la charge.
- nombre de démarrages.
- nombre d'heures de fonctionnement.
- pression et température aux différents points de la turbine.
- température et pression ambiantes.
- pression d'huile et du combustible ainsi que l'inspection des différents filtres.
- Vibrations des différents éléments.

#### V.5.2.2. Inspection de la machine à l'arrêt (maintenance systématique)

Elle nécessite le démontage de la turbine et consiste à :

- A. Inspection des chambres de combustion (combustion inspection **CI**).
- B. Inspection de la veine des gaz chaud (hot gaz path inspection **HPGI**).
- C. Révision générale (Majeur inspection **MI**).

La figure ci-dessous montre les sections concernées par les différentes inspections



**Fig.V.2 : Différents compartiments de la TAG concernés par les inspections**

#### A. Inspection des chambres de combustion « CI »

L'inspection des chambres de combustion est faite chaque 12000 heure. Elle réclame un temps d'arrêt relativement court de la turbine à gaz (04 jours) afin de vérifier l'état des éléments suivants :

- Tubes à flamme ;
- Les injecteurs ;
- Pièces de transition ;
- Tubes d'interconnexions ;
- Bougies d'allumage ;
- Détecteurs de flamme ;

## B. HGPI (Hot Gas Path Inspection)

“La durée entre chaque révision est 24000 heures.”

Elle comprend l'inspection de combustion que l'on vient de décrire, avec en plus une inspection détaillée des directrices et des aubes des turbines HP et BP.

Il est donc nécessaire, pour cette inspection de démonter la moitié supérieure de l'enveloppe turbine. On contrôle l'état de la veine des gaz chauds et on contrôle aussi les jeux au niveau des roues HP et BP.

Le but de ce niveau d'inspection est d'examiner les pièces de la turbine les plus soumises aux contraintes par les températures élevées du système du gaz de combustion ; cette visite comprend essentiellement :

- Directrices, tous les étages (Corps étranges, Usure anormale) ;
- Aubes du rotor, tous les étages ;
- Aubes de refoulement compresseur axial (Perte de petites particules intérieures) ;
- Anneaux de protections extérieurs, tous les étages (Les trous de refroidissement sont obstrués, Fissures).

Les intervalles d'inspection des veines du gaz chaud sont multiples des inspections de combustion donc à cette occasion nous procédons à l'inspection des pièces de combustion.

## C. La révision générale MI (inspection majeure)

Le temps nécessaire pour effectuer une révision générale pour notre turbine est de 48000 Heures. Elle consiste en une inspection de parcours des gaz chauds, avec en plus un démontage et une inspection détaillée et vérification des jeux, pièces de rotor et de stator, des paliers principaux, des accouplements et des pièces associées.

Avant et après chaque révision générale, il faudra contrôler l'alignement et le comparer avec les données de base afin de s'assurer s'il y a eu des changements.

### V.5.2.3. Procédure d'une révision générale

Elle se fait en selon les principales étapes suivantes :

#### A. Préparation

- a) Préparation du kit des pièces de rechange:
  - joints d'étanchéités;
  - boulons, clavettes, tubes d'interconnections...etc.
- b) Préparation de l'outillage
- c) Préparation du dossier de la machine (documentation)
- d) Isolement de la machine:
  - Isoler électriquement la machine;
  - Fermer les conduites de gaz;
  - Isoler la machine réceptrice (les compresseurs centrifuges).

#### B. Démontage

- Démontez les accouplements de charge et des auxiliaires.
- Relever les alignements.
- Démontez les bougies d'allumage, détecteurs de flamme, les captures de vibration, de vitesse et des thermocouples...etc.
- Relever les jeux sur le compresseur et la turbine.

- Contrôler les jeux d'assemblages (des coussinets, du rotor et le labyrinthe d'étanchéité).
- Démontez les chambres de combustion, les tubes à flamme, tubes d'interconnexions et pièces de transition.
- Démontez les carters supérieurs ainsi la partie supérieure de directrice premier et deuxième étage.
- On inspecte l'état de toutes les pièces démontées en particulier celles soumises aux contraintes thermiques ou mécaniques telles que: pièces de transition, tubes à flamme, aubes fixes et mobiles, diaphragmes...etc.

Toute présence de fissures doit être relevée, on constatera toutes usures aux points de surchauffes.

En ce qui concerne les paliers, aubes, rotors, boîtier d'engrenages on a ce qui suit :

❖ **Paliers** : prêter attention aux rayures profondes et au relâchement du métal anti-friction.

❖ **Aubes** : inspecter leur freinage et déceler toutes fissures ou changements de l'état de matériaux des aubes.

❖ **Rotors** : contrôler les états de surface aux niveaux des paliers, s'assurer de la non présence de point de frottement dû au mauvais centrage ou mauvais alignement.

❖ **Boîtier d'engrenage** : on inspecte l'état de sécurité de survitesse dans le boîtier d'engrenages.

#### ➤ **Réparation des pièces endommagées et préparation pour le remontage**

On procédera à la réparation de toutes pièces endommagées ou à un éventuel changement, on soufflera avec de l'air comprimé le carter inférieur puis en procède au remontage.

### **C. Remontage**

C'est l'opération inverse de démontage, on procède au montage de :

- Les demi-coussinets inférieurs des paliers puis les rotors, on relève ensuite les jeux.
- Carter BP et HP supérieur.
- Enveloppe de la veine des gaz chauds.
- Diffuseur d'échappement.
- Caisson et gaine d'admission.
- Pièces de transition.
- Carter chambres de combustion, puis tubes à flamme et tubes d'interconnexions et couvert chambres de combustion.
- Bougies d'allumage, injecteurs et tuyauterie du gaz combustible.
- Tuyauterie d'air de refroidissement...etc.

### **D. Inspection des systèmes de commande et de protection**

Avant de démarrer la turbine les instrumentistes font un contrôle de tous les systèmes de commande et de protection comme par exemple:

- La chaîne de vibrations.
- L'état des thermocouples.
- Fonctionnement des servo-vannes.
- Des manomètres.
- Les moteurs électriques des auxiliaires.
- Les systèmes de survitesse et de déclenchement.

- Ainsi que toutes les boucles des systèmes de régulation (capteurs, transmetteurs, régulateurs, amplificateurs, organes d'exécution...etc.).

### **E. Test de démarrage et essai**

On contrôlera tous les étapes de démarrage et on décèlera tous les bruits anormaux pendant la phase de ventilation, avant l'allumage, relever tous les paramètres à 80% et à 100% de la vitesse nominale. La turbine est réceptionnée après 72 h de marche.

### **V.6. Contrôles au borescope**

Le contrôle au borescope consiste à un moyen très important d'inspection de différentes parties d'une turbine à gaz à l'arrêt,

La turbine à gaz est prédisposée, dans les enveloppes de la turbine et du compresseur, pour un contrôle visuel d'un ou plusieurs étages intermédiaires du rotor du compresseur, des séparateurs de directrices et des aubes fixes de la turbine, au moyen d'un borescope optique.

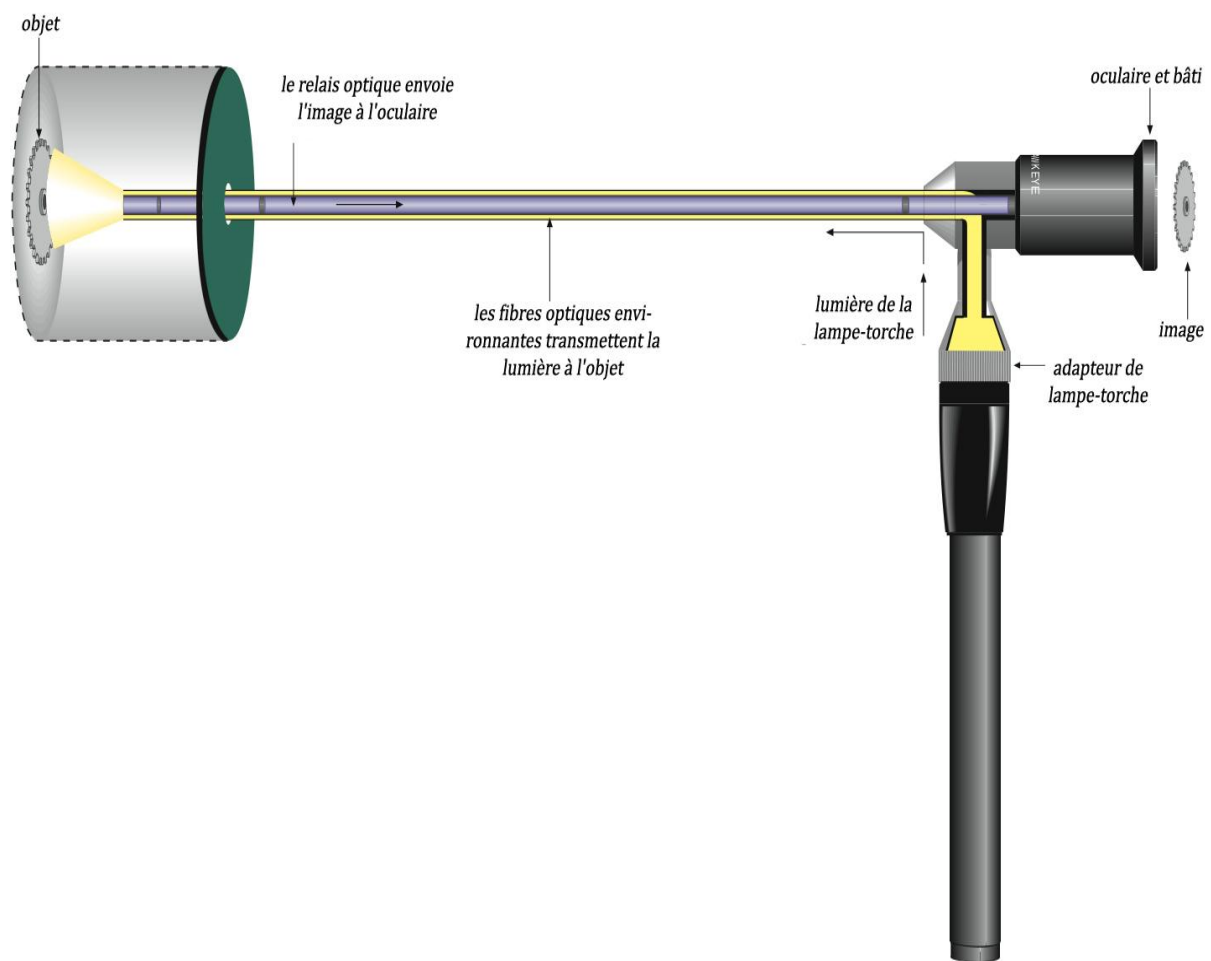
Cette prédisposition comporte une série d'orifices alignés en direction radiale à travers les enveloppes et les anneaux de renforcement internes fixes de la turbine, qui sont conçus pour permettre l'introduction d'un borescope optique dans les zones d'écoulement des gaz ou de l'air sur une turbine à gaz hors service. Les borescopes optiques sont utilisés pour fournir un contrôle visuel des parties fixes et tournantes sans enlever les enveloppes supérieures de la turbine et du compresseur.

Ces inspections doivent être prévues par l'évaluation du fonctionnement, de l'environnement de la turbine à gaz et des informations du manuel de la turbine. Des contrôles au borescope sont habituellement effectués deux fois par an ou quand la TAG a été actionné au-delà des limites permises énumérées sur le manuel d'utilisation. L'ajustement des intervalles de ces contrôles peut être fait en se basant sur une expérience de fonctionnement, le mode de fonctionnement, les carburants utilisés, et les résultats des endoscopies précédentes

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

Le borescope à hautes températures breveté pour l'inspection des parties chaudes dans des turbines à gaz pourra visuellement inspecter, mesurer et photographier le chemin des gaz chauds dans une TAG sous des températures allant jusqu'à 540°C, de ce fait ce borescope permet de commencer l'inspection 4 heures seulement après l'arrêt de la turbine, alors que des versions anciennes ne peuvent pas être utilisés jusqu'à ce que la turbine se soit refroidie à 65°C ce qui prendra jusqu'à 24 heures.

L'image suivante (figure V.3) nous montre un aperçu sur un borescope et ses composants :



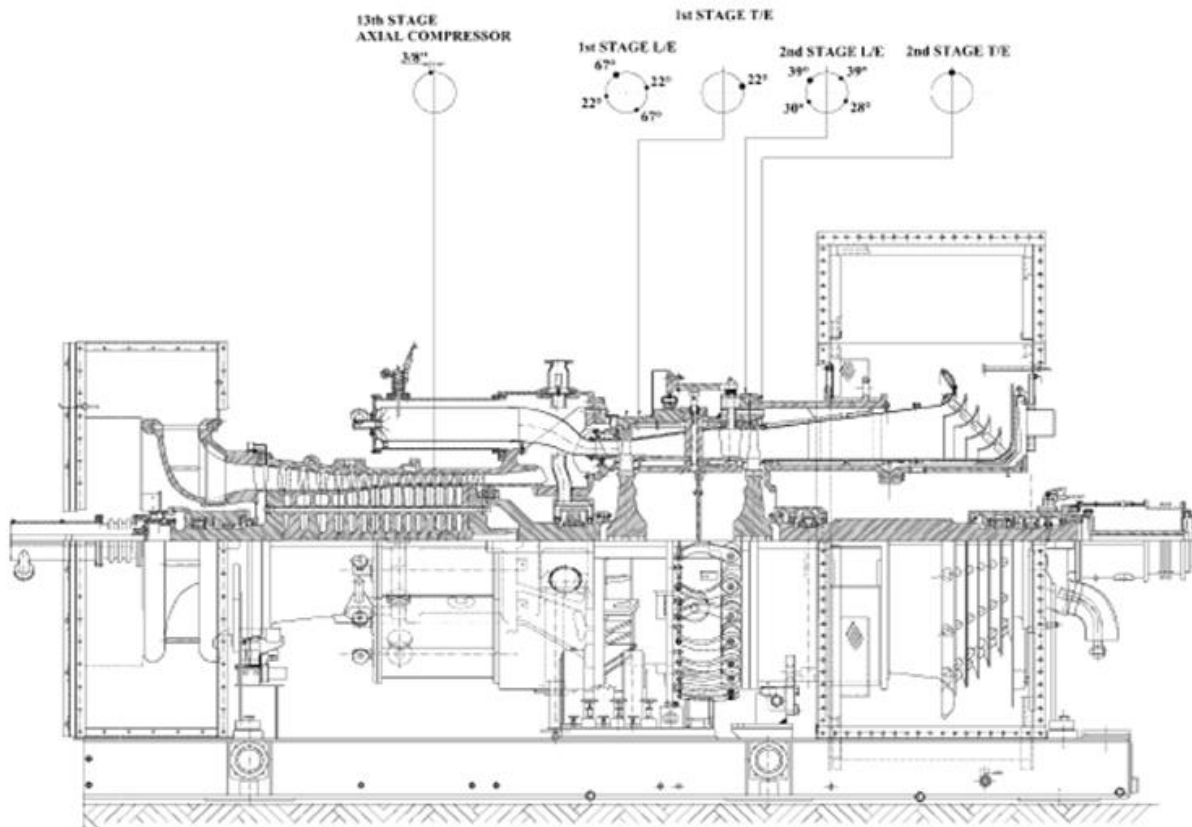
**Fig.V.3 : Un borescope**

### **V.6.1. Zones de contrôle**

Dans les mains d'un technicien qualifié, le borescope permet un contrôle rapide des zones suivantes, avec un temps d'indisponibilité, une main-d'œuvre et une perte de production réduits au minimum.

- A. Section turbine**
- B. Compresseur axial**
- C. Système de combustion.**

La figure suivante (figure V.4) montre les endroits des différents ports de borescope sur la turbine à gaz MS5002c.



**Fig V.4 : Schéma montrant les ports du borescope de la TAG MS5002 C**

### V.6.2. Les éventuels symptômes à constater avec un borescope

Une endoscopie emploie tous les points d'accès disponibles pour vérifier l'état du matériel interne. Ceci devrait inclure, mais ne pas être limité à, signe de l'encrassement excessif de chemin de gaz, les symptômes de la dégradation extérieure (tels que l'érosion, la corrosion), les composants déplacés, les dommages de déformation d'objets, la perte matérielle, les entailles, les indications du contact ou du frottement, ou d'autres conditions anormales.

Le tableau suivant résume les symptômes que peut relever un borescope suivant les zones de contrôle :

Zone d'accès	Eventuels symptômes
Aube compresseur	Dommages corps étrangers Accumulation saletés Corrosion Erosion pointes Erosion pied aubes stator Tolérance pointes
Combustion	Accumulation carbone Points chauds Criques Gonflement Usure Métal manquant
Directrices turbine	Dommages corps étrangers Corrosion Trous refroidissement obturés Criques Flexion bord de fuite Erosion Brûlure
Aubes fixes Turbine	Dommages corps étrangers Corrosion Boursoufflures Erosion Criques Tolérance pointes Métal manquant

**Tab V.1 : récapitulatif des éventuels symptômes relevés par un borescope**



# Chapitre VI

## **Etude des déclenchements à haute température**

## Introduction

Pour les turbines à gaz, le déclanchement à haute température est l'un des problèmes les plus répandus qui causent des arrêts imprévus et dont l'origine est rattachée à plusieurs suppositions.

La multitude des démarrages affectent directement la durée de vie de la turbine à cause des vibrations dans la phase transitoire de démarrage, le manque de lubrification et la fatigue thermique des matériaux de construction des éléments de la turbine.

Ce chapitre est consacré à l'étude de ce type de déclanchements, tout en présentant le système de contrôle et de régulation SPEEDTRONIC Mark VI et la proposition des solutions pratiques pour régler l'anomalie survenue à la turbine à gaz MS5002 C de l'unité de traitement UTGA.

### VI.1. Le SPEEDTRONIC Mark VI

#### VI.1.1. Introduction :

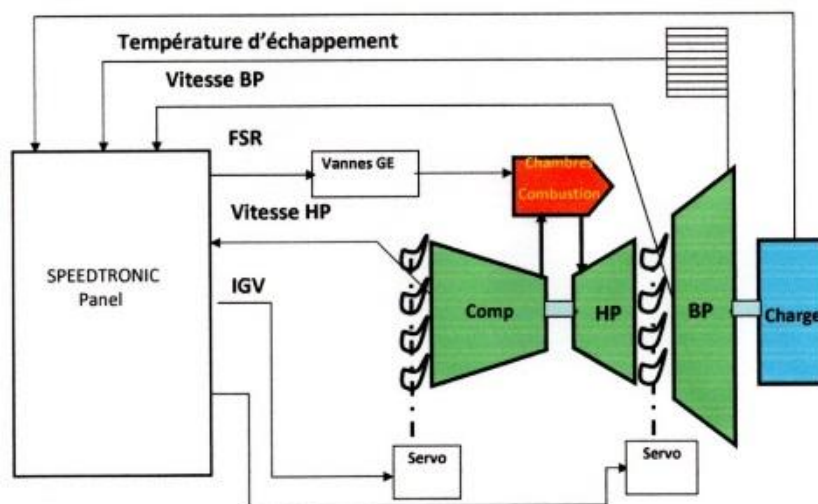
Chaque constructeur dispose d'un système centralisé local (control panel) pour assurer le contrôle, la régulation et la protection de ses machines (SPEEDTRONIC pour Nuovo Pignone/GE, ALLEN BRADLEY pour SOLAR etc...). Ce système est programmé pour assurer les multiples fonctions, nécessaires à toutes les opérations afférentes à la machine.

Les turbines à gaz conçues par GE sont contrôlées par le Mark VI, dernier cri de la commande des turbines à gaz. Ce système commande, protège, et surveille la TAG, c'est également une plateforme idéale pour intégrer toutes les commandes pour équilibrer les paramètres d'exploitation de l'installation.

Pour mener à bien l'installation, le système gère une série de paramètres sous forme de signaux entrées/sorties. Ce sont les signaux des transmetteurs de turbine ou machine extérieure (transmetteurs de pression, températures, position de vannes, détection d'incendie etc...) qui transitent aux travers de boîtes de jonctions de la turbine et autres boîtiers interfaces d'entrée/sortie du système. On y trouve également les signaux de contrôle et de protection incorporés à la TAG dès sa fabrication. D'un point de vue opérationnel, le panneau de contrôle est séparé en :

#### ➤ Un système de contrôle et séquences

Sur la figure VI.1, le schéma présente l'interaction entre le système de commande et la turbine tout en montrant les différents compartiments de cette machine qui sont soumis au contrôle.



**Fig.VI.1 : Schéma d'interaction Mark VI - TAG MS5002 C**

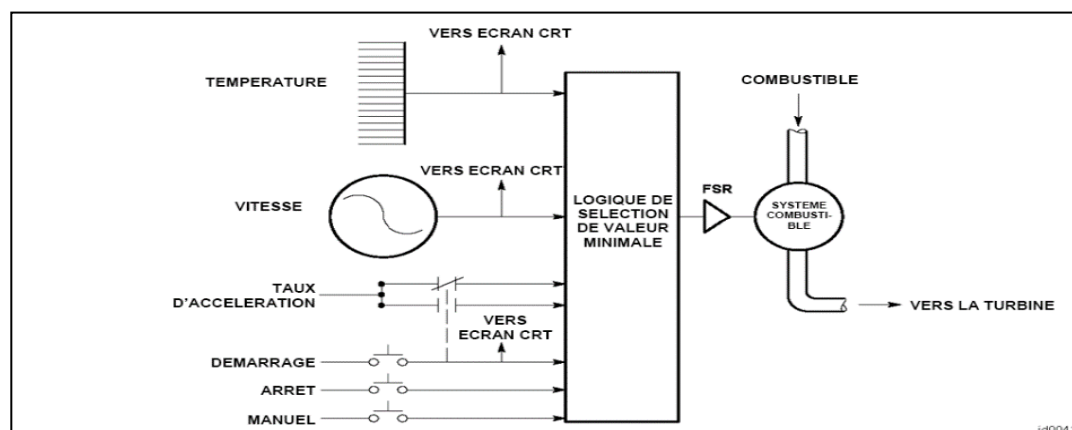
### ➤ Un système de protection

Dans ce système les fonctionnalités suivantes sont assurées :

Contrôle du débit de combustible, les opérations des équipements auxiliaires (turbine de lancement) pendant les phases de démarrage et d'arrêt de la machine, et pendant les arrêts d'urgence et les séquences de refroidissement de la turbine.

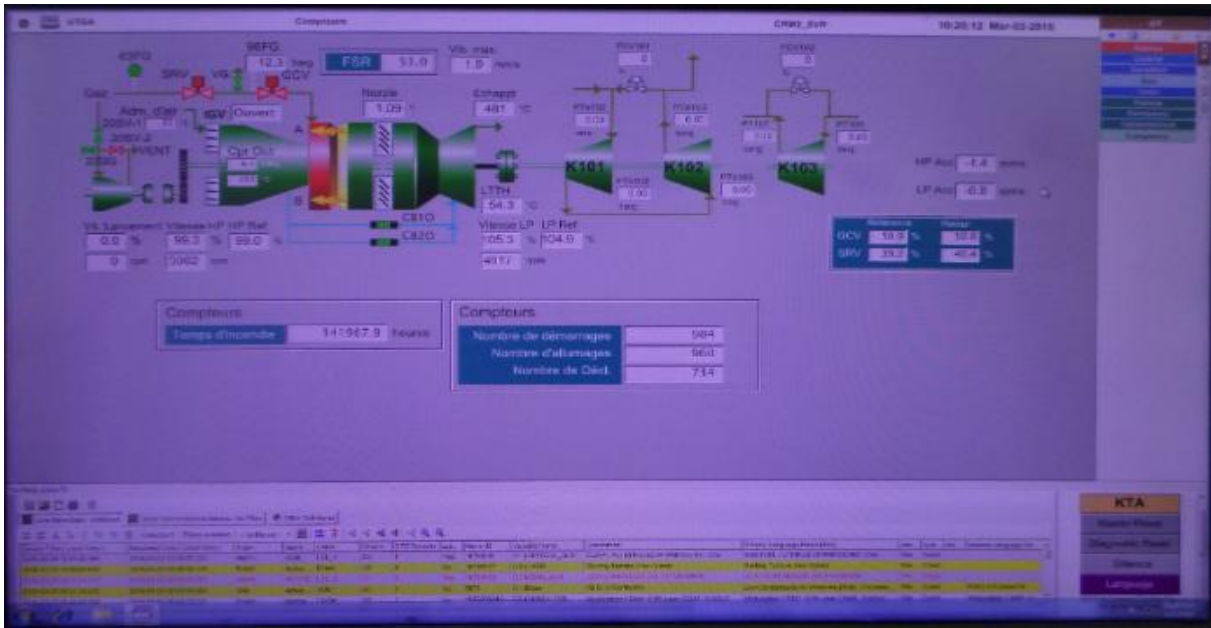
La régulation de la turbine à gaz se fait par des fonctions de commande de démarrage, d'accélération, de vitesse, de température, d'arrêt et de régulation manuelle illustrée sur la figure VI.2.

Des capteurs surveillent la vitesse de la turbine, la température d'échappement, la pression de refoulement du compresseur et d'autres paramètres pour déterminer les conditions d'exploitation de l'unité. Lorsqu'il est nécessaire de modifier les conditions de fonctionnement de la turbine en raison des changements dans les conditions de charge ou d'environnement, la régulation module le débit du combustible à destination de la turbine à gaz. Ainsi, si la température d'échappement tend à dépasser sa valeur admissible pour une condition de fonctionnement donnée, le système de régulation de température réduit le débit de combustible envoyé vers la turbine et, par conséquent, limite la température d'échappement.



**Fig.VI.2 : Schéma de régulation simplifié**

Sur la figure suivante l'interface du système SPEEDTRONIC Mark VI :



*Fig.VI.3 : L'interface du système SPEEDTRONIC Mark VI de la TAG MS5002 C*

## VI.2. Contrôle de la TAG MS5002 C

Le Mark VI est un système de commande triple redondant modulaire (TMR) avec des tiroirs simples ou multiples et des Entrées/Sorties locales ou à distance. Les fonctions principales du système de commande de la turbine Mark VI sont les suivantes :

- La commande de la vitesse pendant le démarrage et l'arrêt de la turbine.
- La synchronisation automatique du générateur (cas d'un turbogénérateur).
- La commande de la charge de la turbine pendant le fonctionnement normal.
- La surveillance et la protection contre survitesse, réchauffement, vibration et perte de flamme.

La nécessité d'une plus haute fiabilité a mené les constructeurs à développer divers systèmes redondants, le système Mark VI a été créé pour opérer avec deux configurations différentes :

- **Configuration TMR:** pour les applications où les défaillances du système ne causent pas l'arrêt complet du procédé contrôlé.
- **Configuration Simplex:** pour les applications non redondées, où la continuation du système après une défaillance n'est pas requise.

### VI.2.1. Système de contrôle de la vitesse (charge) :

Lors d'un problème de survitesse un signal est émis par le contrôleur électrique pour arrêter le carburant. Au-delà d'une valeur limite, une sorte de freinage mécanique est déclenché automatiquement et arrête la machine.

La masse de survitesse HP est assemblée dans l'arbre du réducteur des auxiliaires. La masse de survitesse BP est placée dans l'arbre de la turbine de puissance (seconde étage).

#### **VI.2.1.1. Sous-système de déclenchement de la turbine :**

Le sous-système de déclenchement est un système à basse pression qui utilise l'huile fournie par le système de lubrification à travers un orifice. L'huile est déchargée par le mécanisme de déclenchement de survitesse des arbres de la turbine haute et basse pression.

Le dispositif de survitesse montré sur la figure VI.5 est actionné par des masses de survitesse, quand la vitesse de l'un de ces arbres dépasse les tolérances admissibles de déclenchement (113% de la vitesse nominale) la masse agit pour appuyer sur la détente du mécanisme de déclenchement de survitesse à cause de la force centrifuge, ce qui décharge l'huile de déclenchement OLT afin d'arrêter la machine.



**Fig.VI.4 : Dispositif de survitesse**

#### **VI.2.2. Système de contrôle de température de la TAG :**

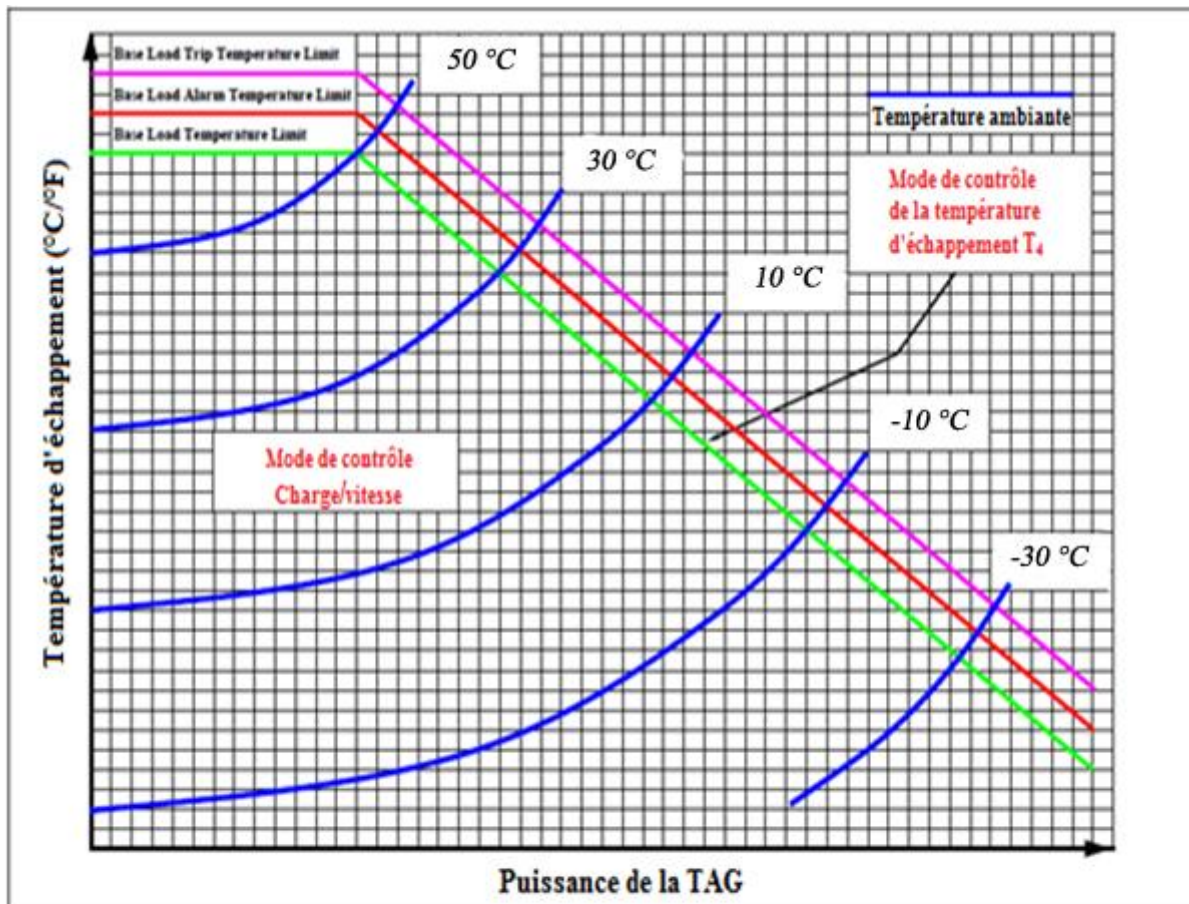
Il est important de définir une valeur de base (une référence) de la plage de la température d'échappement pour la comparer avec les données futures, éventuelles au cours de l'utilisation. L'enregistrement quotidien précis des températures d'échappement peut indiquer le début d'un problème. Ces données de base sont établies pendant le fonctionnement normal après chacune des conditions suivantes :

- Démarrage initial de l'unité ;
- Avant un arrêt programmé et après celui-ci ;
- Avant l'entretien programmé et après celui-ci ;

Sur les unités MS5002 une plage moyenne de 20 °C est prévue, mais si la plage de la température d'échappement dépasse 33 °C, il faut prendre des mesures correctives. Pour l'espace roues de la turbine, (490 °C) indique la valeur maximale absolue admissible pendant le fonctionnement. Lorsque la température atteint une valeur  $T_{cont}$ , la turbine passe à la zone de contrôle et si la température continue à s'élever jusqu'à une valeur  $T_{décl}$ , un système de déclenchement arrête la turbine.

La figure VI.6 montre le diagramme dans lequel la température d'échappement est suivie en fonction de la puissance de la turbine.





- basse charge/T° limite de déclenchement
- basse charge/T° limite de d'alarme
- basse charge/T° limite de contrôle

**Fig.VI.5 : Diagramme de contrôle de la température d'échappement**

### VI.2.2.1. Interprétation du diagramme

Le diagramme montre les différents paramètres pris en considération par le système de contrôle, permettant une prise de décision du remède à appliquer sur la TAG afin de d'éloigner ses paramètres des valeurs critiques et maintenir son potentiel.

L'abaque est constitué de quatre zones distinctes arrangées comme suit : une zone de fonctionnement normale située au-dessous de la courbe verte, où les paramètres (températures ambiante, température d'échappement et la puissance utile) sont convenables au bon fonctionnement de la turbine et le système contrôle seulement la charge et les vitesses de rotation.

La zone de contrôle de température d'échappement est située entre la courbe verte et la courbe rouge, elle signifie que le système de commande doit activer la régulation de température et changer les consignes pour revenir à la zone de fonctionnement normale.

La troisième zone est celle entre la courbe rouge et la courbe en rose, elle est appelée zone d'alarme où le Mark VI active des alarmes (signaux sonores et lumineux). La dernière zone est atteinte lorsque le système de régulation ne parvient pas à contrôler la situation d'augmentation de la température d'échappement au détriment de la puissance, les paramètres

critiques dépassent les seuils de déclenchement et la turbine est arrêtée pour éviter l'endommagement et des parties soumises aux grandes contraintes thermiques, ainsi pour préserver la sécurité.

**Remarque :** Les courbes en bleu décrivent l'allure de la température ambiante dont la diminution influe positivement sur la puissance fournie par la TAG.

### **VI.3. Etude du déclenchement à haute température**

#### **VI.3.1. Exposition du problème :**

Les TAG MS5002 C de la station de traitement du gaz associé (UTGA) subissent des anomalies de fonctionnement qui nuisent à l'exploitation rationnelle de ces équipements et affectent ainsi leur longévité.

Les déclenchements sont causés par le dépassement de la température de déclenchement admissible à l'échappement ( $T_{4max} = 517^{\circ}\text{C}$ ) des gaz d'échappement même lors de la saison hivernale. Alors que la turbine n'atteint toujours pas sa puissance maximale, elle ne fonctionne pas à son régime d'exploitation auquel elle est destinée. La réduction du débit de combustible injecté est régulée par le système de commande, lorsque la charge augmente (un pic de perturbation du débit) le système envoie automatiquement une consigne pour l'augmentation du débit du combustible, la chaleur dans les chambres de combustion atteint son maximum d'où la limitation de l'ajout du carburant, la machine s'arrête.

#### **VI.3.2. Analyse des paramètres de fonctionnement de la turbine**

Ils sont liés aux systèmes auxiliaires de la turbine à gaz, on peut citer :

- La chute de pression dans la section d'admission du compresseur ;
- La chute pression dans le système d'échappement de la turbine ;
- Le type de carburant ;
- L'extraction air du compresseur axial ;
- Le refroidissement par évaporation.

D'après les calculs réalisés auparavant, les résultats aboutissent aux conclusions suivantes :

##### **VI.3.2.1. Compresseur axial**

Le compresseur axial perd de plus en plus ses performances vu la régression du rendement de la compression de 0,88 à 0,7732, cela peut être expliqué par le colmatage des parois du compresseur ainsi que les aubages mobiles et fixes dont les causes peuvent être :

- Le mauvais choix des filtres.
- La défektivité des filtres à l'aspiration engendrant l'augmentation des pertes de charges dans cette machine.
- L'extraction air du compresseur axial :

Dans le cas de quelques applications de turbines

Il est possible d'extraire jusqu'à 5% de l'air transporté par le compresseur sans modifier les caractéristiques de la turbine. Mais si les valeurs d'extraction soient entre 6 et 20%, influencent la puissance émise et la consommation spécifique, surtout dans notre cas où l'on modifie les tuyaux afin d'extraire de l'air pour l'instrumentation.

- Chute de pression dans la section d'admission du compresseur :



Les chutes de pression sont causées par le système de succion de la turbine à gaz, installés en amont de la bride d'aspiration du compresseur. Lorsque l'air s'écoule à travers ce système, il est soumis aux frottements, qui réduisent sa pression et donc son poids spécifique, ce qui dégrade la puissance utile et augmentation la consommation spécifique.

Pour remédier à ce problème on applique les actions suivantes :

- Soufflage du compresseur par de l'air à haute pression après la mise en arrêt.
- L'introduction du riz qui est d'une granulométrie moyenne, il nettoie en cognant contre les parois et les aubages, puis il se dissipe à cause des températures du système.
- Prévoir un système de filtration adéquat à l'environnement et aux exigences de dépression à l'amont du compresseur.

### VI.3.2.2. Les chambres de combustion :

Les chambres de combustion sont supposées, dans les calculs, avoir les caractéristiques mentionnées par le constructeur. Mais en réalité les performances des compartiments de combustion changent proportionnellement au temps d'utilisation. Alors que la dissipation de chaleur par rayonnement et par conduction à travers les parois et le refroidissement par l'air prélevé du compresseur sont négligés.

### VI.3.2.3. Chutes de pression dans le système d'échappement de la turbine

Elles sont causées par le système d'échappement de la turbine à gaz, à travers lequel les gaz d'échappement sont déchargés vers l'atmosphère. Alors l'écoulement à travers ce système est assujettit aux pertes de charges, qui augmente la valeur de la contrepression en opposition à la valeur de la pression atmosphérique externe, cela réduit l'expansion des gaz dans la turbine, puisqu'elle termine à une isobare supérieure par rapport à celle de référence, qui engendre la réduction de la puissance utile et l'augmentation de la consommation spécifique.

Le tableau suivant montre les valeurs typiques sur la base desquelles la performance dépend des chutes de pression en correspondance de la section de l'admission du compresseur et de celle d'échappement de la turbine

Tous les 100 mm H <sub>2</sub> O au moment de la succion:	Tous les 100 mm H <sub>2</sub> O au moment de l'échappement:
Perte de puissance 1,42%	Perte de puissance 0,42%
Augmentation vitesse chaleur 0,45%	Augmentation vitesse chaleur 0,42%
Augmentation température d'échappement 1°C	Augmentation température d'échappement 1°C

**Tab.VI.1 : Effets des chutes de pression**

Dans ce cas, la puissance absorbée par le compresseur est presque la même. Toutefois, dans le cas de combustion de "gaz à bas btu", il faut considérer les effets collatéraux suivants:

- Une augmentation du poids du fluide transporté vers la turbine augmente le rapport de compression dans le compresseur, qui ne doit être trop proche à la limite d'oscillation.
- Une quantité plus élevée de carburant transporté de souvent demande des diamètres plus larges des tuyaux et des soupapes de contrôle (et, par conséquent, des coûts plus élevés). Cet effet est plus grand dans le cas où aussi la température d'un gaz et donc, son volume spécifique, seraient plus élevées (par exemple, gaz produits par gaz du charbon).
- Les gaz avec une valeur calorifique baisse sont de souvent assez saturés avec vapeur d'eau en amont du système de combustion de la turbine à gaz. Cela entraîne une

augmentation des coefficients de la transmission de la chaleur par les produits de la combustion et une augmentation de la température du métal des parties chaudes de la turbine.

### VI.3.3. Analyse des facteurs extérieurs influant sur les performances de la turbine à gaz MS5002 C

Une turbine à gaz emploie de l'air atmosphérique, ses performances dépendent des facteurs qui influent sur le débit massique de l'air aspiré par le compresseur, qui se résument en :

- La température ambiante ;
- La pression ambiante ;
- L'humidité relative de l'air.
- L'environnement autour de la TAG.

#### VI.3.3.1. Influence de la température ambiante

Lorsque la température d'admission au compresseur augmente, le travail spécifique de compression aussi est sujet à un incrément, tandis que le poids de l'air transporté diminue (à cause d'une diminution du poids spécifique). Par conséquent, l'efficacité de la turbine et le travail utile (et, donc la puissance) diminuent aussi. Dans le cas où la température décroîtrait la condition contraire a lieu.

Selon les paramètres du cycle, l'output de la compression et de l'expansion et de la vitesse de transport de l'air, la figure VI.9 montre un exemple où la puissance, la consommation spécifique (vitesse chaleur) et la vitesse de transport des gaz échappés dépendent de la température ambiante.

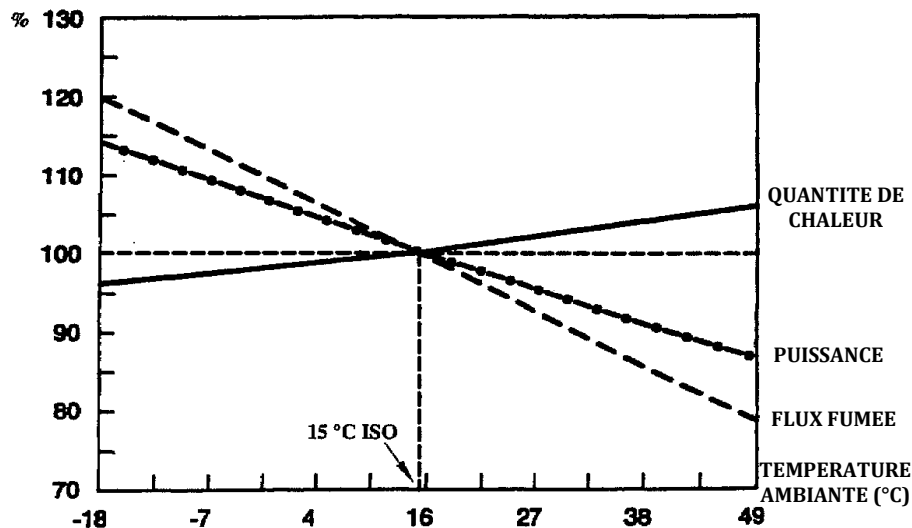


Fig.VI.6 : Influence de la température ambiante sur les performances de la turbine

#### VI.3.3.2. Influence de la pression atmosphérique

La consommation spécifique, représentée de façon dimensionnelle sur la figure VI.9 comme quantité de chaleur, est le contraire de l'efficacité, puisqu'elle indique le rapport entre l'énergie thermique qui résulte du procédé de combustion, et l'énergie mécanique, fournie à

l'arbre de puissance (ou aux terminales du générateur, si l'on considère la performance d'un dispositif de charge et du générateur, si présent).

Pour résumer, l'on appelle  $Q_{2-3}$  l'énergie qui résulte de la combustion et  $W_u$  le travail externe utile: ainsi, la consommation spécifique ou quantité chaleur est définie comme:

$$C_{sp} = Q_{2-3}/W_u$$

Et elle est en général exprimée comme **KJ/Kwh.**

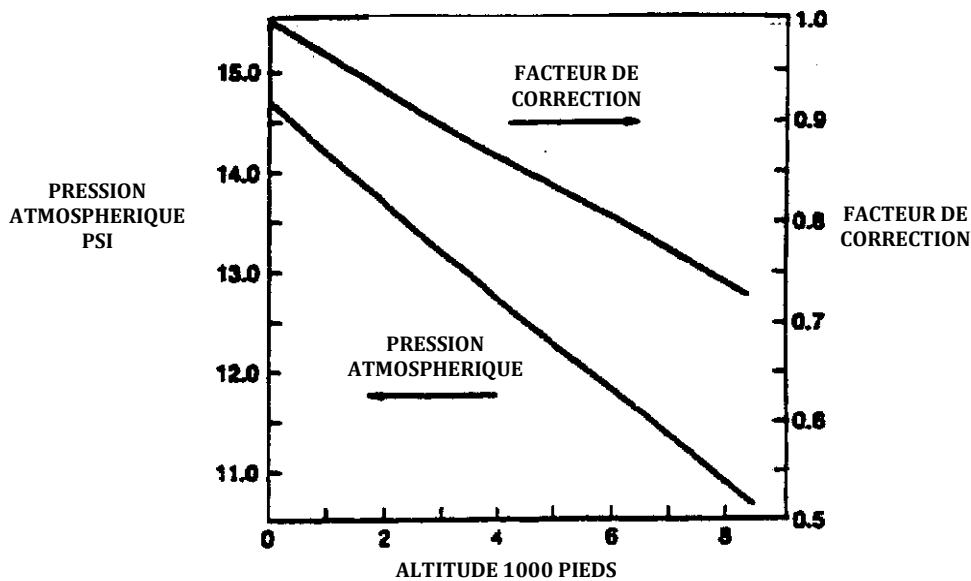


Fig.VI.7

Dans le cas où la pression atmosphérique diminuerait par rapport à la valeur de la pression de référence ISO, le poids de l'air mené décroît (à cause d'une réduction de son poids spécifique) et, proportionnellement, la puissance utile proportionnelle au poids du gaz transporté décroît. Au contraire, les autres paramètres du cycle thermodynamique (HR, etc.) restent inchangés.

La Fig.VI.10 montre la variation de la pression atmosphérique par rapport à l'altitude de l'installation.

### VI.3.3.3. Influence de l'humidité

L'humidité relative influence le poids spécifique de l'air aspiré par le compresseur. En effet, l'air humide est moins dense que l'air sec, donc dans le cas où l'humidité relative augmenterait, l'output de puissance (puissance utile) diminue et la consommation spécifique augmente ( $C_{sp}$ ), (Fig.VI.8). Au passé on négligeait cet effet, aujourd'hui, puisque l'on construit des turbines à gaz plus puissantes et l'humidité est ajoutée sous forme d'eau ou de vapeur au moyen de la réduction de  $NO_x$ , il faut prendre en considération cet effet.

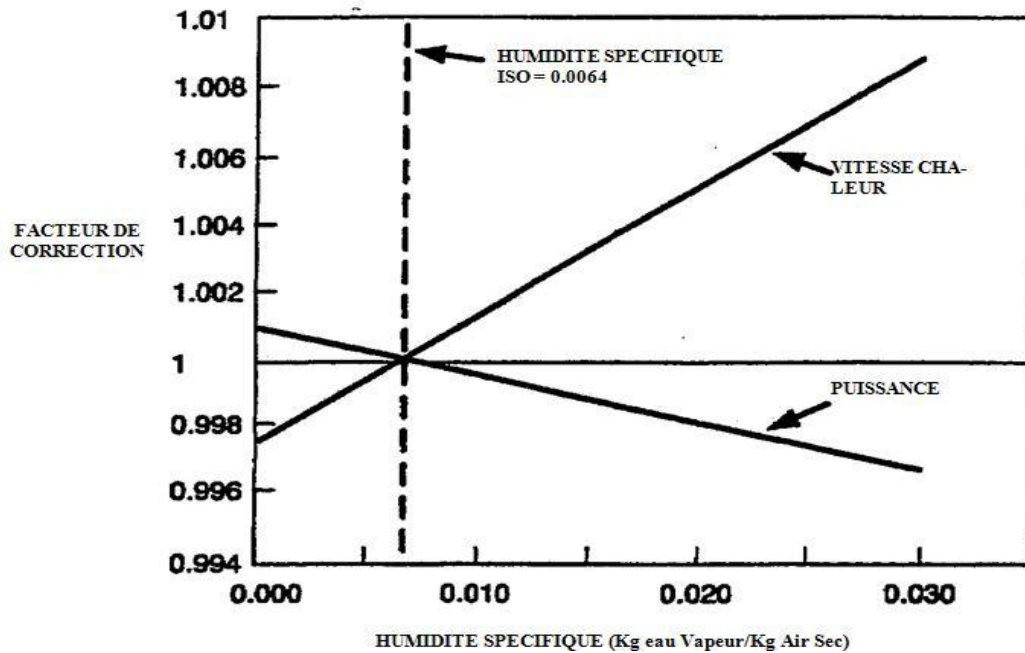


Fig.VI.8 : Influence de l'humidité sur les performances de la TAG

#### VI.3.3.4. La qualité du combustible

Après la comparaison des résultats des analyses faites chaque semaine pendant la même période d'hiver pour quelques années passées, on remarque que le pouvoir calorifique du combustible a anormalement augmenté et cela a causé des arrêts (déclenchements) intenses, ce qui demande une interprétation minutieuse afin de remédier et d'aboutir à des solutions satisfaisantes. Ci-dessous deux tableaux récapitulatifs de la composition des gaz combustibles utilisés pour la TAG relevés pendant deux années différentes (janvier 2006 et janvier 2016).

	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	CO2	nC5	PCS (kcal /nm <sup>3</sup> )	ρ kg/nm <sup>3</sup>	C6
12/2005	1.85	76.35	13.32	4.81	0.57	1.52	0.32	0.91	0.35	11005	0.7221	-
12/2015	1.58	73.02	13.88	6.78	0.64	1.73	0.46	0.94	0.64	11395	0.7486	0.4

Tab.VI.2 : résultats d'analyses des deux années différentes

#### VI.4. Le combustible

Les TAG à circuit ouvert se prêtent à l'emploi d'un grand nombre de combustibles, gazeux ou liquides. Cependant, l'introduction d'un combustible liquide exige l'emploi d'une pompe dont le bon fonctionnement est lié à la viscosité du liquide qui crée une certaine résistance à l'écoulement, et un dispositif d'injection du combustible en fines gouttelettes. De plus, le risque de congélation impose le réchauffage du circuit d'alimentation des brûleurs.

Alors si le combustible est gazeux la contrainte est principalement la pression initiale qui peut être supérieure ou inférieure à celle régnant dans la chambre de combustion ; dans le premier cas il doit subir une détente préalable et dans le deuxième une compression préalable.

### VI.4.1. Types de gaz naturels

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ceci conduit à distinguer les types de gaz naturel suivants :

#### VI.4.1.1. Gaz sec

Ce gaz ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est à dire que les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent toutes deux en dehors du domaine diphasique, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

#### VI.4.1.2. Gaz humide

Il forme une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.

#### VI.4.1.3. Gaz à condensât

Formant une phase liquide dans le réservoir par condensation, au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit avec formation de liquide en surface, la phase condensée est riche en constituants lourds.

#### VI.4.1.4. Gaz associé

Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous résultant de la présence d'une huile dans le réservoir (gisement de pétrole). La teneur en éthane, propane, butane s'accroît dans les gaz associés que dans les gaz secs.

La gazoline composée essentiellement des hydrocarbures lourds comme les composés de pentane et de l'hexane dont leur condensation se passe dans les conditions normales et pratiquement inexistantes dans les gaz secs. La teneur en impuretés :  $N_2$ ,  $CO_2$  et  $H_2O$  se distingue beaucoup d'un gisement à l'autre.

## VI.5. La combustion

La combustion est une réaction exothermique, en chaîne, qui se produit en présence d'un combustible (carburant), un comburant (oxygène de l'air) et une source d'ignition, donnant naissance à une flamme. Cette réaction dégage de la chaleur, du  $CO_2$ , de l'eau ainsi que d'autres composés plus ou moins agressifs.

### VI.5.1. Les réactifs de la combustion dans une turbine :

L'air atmosphérique et le combustible constituent les réactifs de la combustion qui augmente l'énergie potentielle et cinétique de notre fluide gazeux.

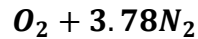
L'air sec atmosphérique est un mélange de gaz dont la composition (% volume) correspond en moyenne au tableau suivant :

Composant	Oxygène $O_2$	Azote $N_2$	Argon $Ar$	Néon $Ne$	Hélium $He$	Krypton $Kr$	Xénon $Xe$	l'anhydride carbonique $CO_2$
%	20,93	78,10	0,93	0,0018	0,0005	0,0001	0,00001	0,03 à 0,04

**Tab.VI.3 : La composition de l'air sec atmosphérique**

Pour la plupart des calculs, on peut adopter la composition approchée suivante :

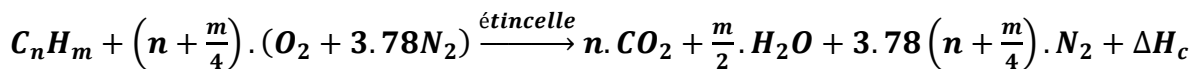
**Oxygène : 20,9 % vol – Azote : 79,1 % vol**, Soit :  $79,1/20,9 = 3,78$  moles de  $N_2$  associées à chaque mole d' $O_2$ . L'air se présentera donc sous la forme d'une mole d'oxygène et de 3,78 moles d'azote :



Le fonctionnement correct des turbines à gaz exige l'utilisation de combustibles aptes à une combustion rapide, complète, sans résidus solides. Les combustibles gazeux (gaz naturel) répondent parfaitement à ces exigences.

### VI.5.2. Equation de combustion

La réaction globale de combustion s'écrit sous la forme d'une équation chimique qui relie les réactifs aux produits. En mélange stœchiométrique (mélange qui contient la quantité d'air juste nécessaire pour brûler le combustible présent) d'un hydrocarbure de formule  $C_nH_m$  et d'air sec atmosphérique, on a en supposant la combustion complète :



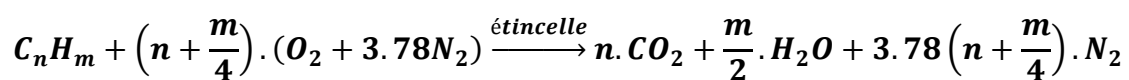
Avec  $\Delta H_c$  : enthalpie de combustion.

#### Dans le cas réel :

- le processus de combustion fait intervenir, non pas une seule réaction, mais une succession de réactions élémentaires, réactions en chaînes, qui ne mettent en jeu que deux, au maximum trois particules, qui peuvent être des molécules stables ou plus généralement des radicaux libres, espèces transitoires de réactivité très élevée.
- la composition du mélange de gaz brûlés est toujours très complexe.
- la combustion peut ne pas être complète par défaut d'oxygène localement ou globalement
- dans tous les cas, les produits finals de la combustion résultent de diverses réactions mettant en jeu les corps précédents, ainsi que  $CO$  et  $H_2$  et différentes espèces chimiques issues de dissociations et réactions à haute température comme  $H$ ,  $O$ ,  $C$ ,  $N$ ,  $OH$ ,  $NO$ ,  $NO_2$ ,  $N_2O$ , ...
- l'état réel des produits de combustion n'est que rarement celui correspondant à l'équilibre

### VI.5.3. Rapport air/carburant stœchiométrique – Pouvoir comburivore

L'équation de combustion stœchiométrique précédente permet de calculer la masse d'air nécessaire pour brûler 1g de carburant :



$$\psi_s = \frac{\text{masse de l'air}}{\text{masse du carburant}} = \frac{\left(n + \frac{m}{4}\right)(32 + 3.78 \times 28)}{12n + m}$$

Ce rapport air/combustible est parfois appelé pouvoir comburivore. Par exemple pour un combustible  $C_8H_{18}$ , on obtient :  $\psi_s = 15,11$

## VI.6. Le pouvoir calorifique du gaz naturel

### VI.6.1. Définition

Le pouvoir calorifique est une caractéristique essentielle des combustibles, il définit la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de 1 kg de combustible solide ou liquide ou de 1m<sup>3</sup> de combustible gazeux, le combustible et le comburant (en général l'air) étant pris à une température et une pression de référence, et les produits de la combustion ramenés à la même température. Dans la pratique industrielle on parle de pouvoirs calorifiques déterminés à température ordinaire sous la pression atmosphérique, c.-à-d. 1 atm (soit 101325 Pa =1,013 bar), cependant, l'unité industrielle utilisée pour le volume des combustibles gazeux est le mètre cube (n) défini à 0°C et 101325 Pa.

C'est également une caractéristique à prendre en compte pour les carburants (essences, carburateurs, etc.) et combustibles DIESEL (gazole) car la puissance des moteurs à explosion en dépend.

Enfin, il s'agit d'une grandeur permettant de comparer entre elles les différentes sources énergétiques possibles (combustibles fossiles et électricité) pour réaliser un service donné.

### VI.6.2. Les types des pouvoirs calorifiques

Il existe 4 types de pouvoirs calorifiques :

**a. Le pouvoir calorifique supérieur à pression constante  $PCS_p$**  correspondant au cas où, l'eau étant condensée dans l'état final, on récupère la chaleur latente de condensation de la vapeur d'eau libérée. On réalise ainsi, par kg d'eau condensée, un gain de 2437 kJ à 25°C ou de 2495 kJ à 0°C ;

**b. Le pouvoir calorifique inférieur à pression constante  $PCI_p$**  correspondant au cas où l'eau libérée demeure à l'état vapeur dans l'état final considéré.

**c. Le pouvoir calorifique supérieur à volume constant  $PCS_v$ .**

**d. Le pouvoir calorifique inférieur à volume constant  $PCI_v$ .**

**Remarque :** Parmi ces quatre types de pouvoirs calorifiques, seuls les pouvoirs calorifiques à pression constante sont utilisés en pratique car ils correspondent aux conditions généralement mises en œuvre en combustion industrielle.

### VI.6.3. Relation entre le $PCI_p$ et $PCS_p$

$$PCS = PCI + 2004,9 V_{H_2O}$$

Tel que  **$PCS$**  : Pouvoir calorifique supérieur à pression constante.

**$PCI$**  : Pouvoir calorifique inférieur à pression constante.

**$V_{H_2O}$**  : Volume de l'eau produit par la réaction de combustion du combustible.

## VI.7. La chromatographie

La chromatographie sous toutes ses formes, est une méthode de séparation des constituants d'un mélange gazeux, liquide ou solide. C'est une méthode de séparation, donc d'analyse, basée sur les différences d'affinités que peuvent présenter deux ou plusieurs composés pour deux phases, l'une fixe ou stationnaire et l'autre mobile.



La chromatographie est essentiellement une technique de séparation physique, dont le champ d'application en analyse quantitative est restreint aux situations où la composition du mélange à séparer est connue. Pour identifier des composés séparés par chromatographie, lorsqu'on ignore leur structure chimique, il est fréquent de coupler à la séparation une technique d'analyse complémentaire, comme la spectrométrie de masse ou la spectroscopie infrarouge.

### VI.7.1. Chromatographie en Phase Gazeuse (CPG)

C'est une méthode utilisée pour la détermination quantitative des teneurs en hydrogène, hélium, oxygène, azote, dioxyde de carbone et hydrocarbures  $C_1$  à  $C_8$  d'échantillons de gaz naturel.

#### VI.7.1.1. La phase mobile ou gaz vecteur

Le gaz vecteur est la phase mobile de la CPG, il doit essentiellement être de nature inerte (Hélium  $H_e$ , Diazote  $N_2$ , Argon  $A_r$ , Dihydrogène  $H_2$ ...Etc.) et parmi les recommandations sur le gaz vecteur, qu'il soit inerte vis-à-vis des solutés et des phases stationnaires (Il n'y a pas d'interaction entre le gaz et la phase stationnaire, Il n'y a pas d'interaction entre le gaz et les solutés).

Le choix du gaz vecteur s'effectue en tenant compte du détecteur utilisé et du coût de fonctionnement.

#### VI.7.1.2. Appareil et processus de la chromatographie en phase gaz

Le gaz naturel à inspecter est prélevé par les opérateurs dans des intervalles de temps déterminés dans des bouteilles spéciales (d'échantillonnage), une fois au laboratoire on l'injecte dans le four où il sera chauffé et le gaz vecteur est envoyé des bouteilles à gaz inerte, une fois le processus de la chromatographie est réalisé, le chromatogramme enregistre un diagramme décrivant des pics qui seront interprétés en chiffres par un logiciel sur le micro-ordinateur.



**Fig.VI.9 : Dispositifs de chromatographie en phase gazeuse**

## VI.8. Le condensât

### VI.8.1. Définition

Un condensat de gaz naturel est un mélange liquide d'hydrocarbures légers obtenu par condensation de certains gaz naturels bruts. Ce condensat est un mélange d'hydrocarbures de type  $C_5$  à  $C_8$  (c'est-à-dire de 5 à 8 atomes de carbone par molécule).

C'est un produit volatil, léger (la densité API est proche d'environ 0,80) et instable. Selon les pays, ces condensats sont ou ne sont pas pris en compte dans les statistiques de production pétrolière, même quand ils sont souvent similaires et vendus en tant que « pétroles bruts légers ».

Ce condensat est aussi parfois dénommé « liquide de puits de gaz naturel », « pentane plus », «  $C_5+$  ». Les anglophones le nomment aussi « drip gas » ou « natural gasoline » (littéralement « essence naturelle »), parce qu'il contient des hydrocarbures dont le point d'ébullition est proche de celui de l'essence.

### VI.8.2. Caractéristiques du condensât

C'est un produit volatil, instable et inflammable. Sur le plan de la qualité pour la carbochimie ou pour le marché des carburants, il correspond à un pétrole extrêmement léger, de haute valeur économique (donnant de l'essence et du naphta en ne générant qu'une faible quantité de déchets). Il peut être mélangé avec des hydrocarbures plus lourds pour produire de l'essence commerciale.

Sa pureté à la source varie beaucoup selon la nature géologique du gisement (cf. origine organique du gaz, et type de matrice rocheuse du gisement). Le gaz extrait, et ses condensats sont plus ou moins « propres ». Leur composition varie aussi selon la profondeur (et la pression qui en dépend généralement).

Les « condensats » sont des fractions légères mais liquide à température et pression ambiante de certains gisements, ils contiennent des hydrocarbures allant du pentane ( $C_5H_{12}$ ) jusqu'à l'heptane ( $C_7H_{16}$ ) ou l'octane ( $C_8H_{18}$ ). Ils sont associés aux grands gisements de gaz naturel, mais parfois aussi au « gaz associé » abondamment produit par certains champs de pétrole.

### VI.9. Solutions proposées :

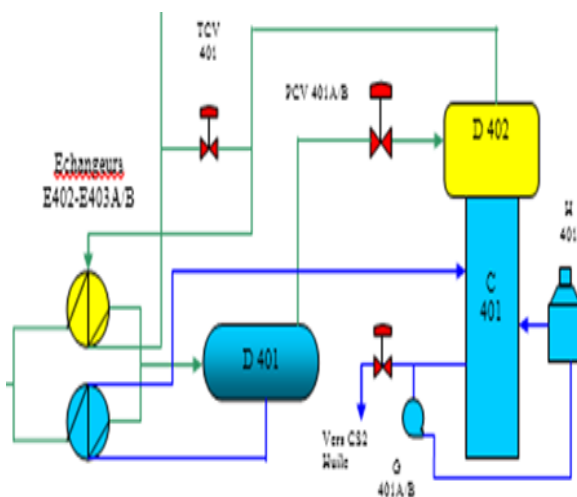
La figure VI.10 montre l'unité de récupération de condensât, qui est en arrêt depuis plusieurs années (depuis 2006) à cause d'un problème sur les pompes G 401 qui alimentent le four (four utilisant le condensat comme combustible). De multiples problèmes rencontrés dans les pompes, la cause de l'arrêt reste toujours floue, la déficience du tamis moléculaire du stripper semble être la raison. La boucle de récupération montre une récupération par refroidissement (détente dans une vanne de détente) puis par chauffage, c'est le circuit de chauffage qui comprend les pompes G401

A et B, qui lorsqu'elles tombent en panne, l'alimentation du four en combustible (condensat) est interrompue, d'où la non finalisation du processus de traitement de gaz et de récupération du condensat et c'est la raison pour laquelle notre gaz qui alimente la turbines à gaz possède un pouvoir calorifique élevé.

Pour remédier à ce problème qui cause les déclenchements de la turbine on propose les solutions suivantes :

#### VI.9.1. Diagnostic et inspection de l'unité de récupération de condensât

Les pompes G401 tombent en panne à cause du bouchage de leurs garnitures par des impuretés provenant du stripper C401, d'où la nécessité de l'élaboration d'un diagnostic pour toute l'unité de récupération du condensat afin de trouver l'origine de ces impuretés pour que pompes G401 récupèrent leur fonctionnement normal.



**Fig.VI.10 : Unité de récupération de condensat**

### VI.9.2. L'installation d'un nouveau four utilisant une autre source de carburant (gaz naturel) :

Vu que les deux pompes G401 alimentent le four en condensat et qu'elles subissent des défaillances persistantes malgré les multitudes réparations appliquées, on peut envisager l'installation d'un nouveau four qui peut assurer la tâche de l'ancien indépendamment des deux pompes G401. Comme deuxième alternative, on peut opter pour la modification du compartiment de combustion dans ce même four en installant un système de combustion utilisant le gaz naturel comme combustible.

### VI.9.3. L'utilisation d'un séparateur

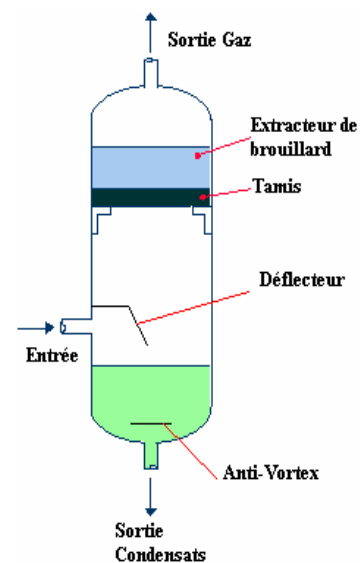
Cette solution consiste en l'installation d'un séparateur vertical deux phases (liquide et gaz) d'une petite capacité. Ce séparateur doit être intégré dans le circuit d'alimentation en gaz des deux trains de turbines (A et B), afin d'assurer un gaz combustible sans condensat (pouvoir calorifique pauvre).

Pour la fonction d'extraction du condensat du gaz, on utilise ce qu'on appelle "scrubber" qui est installé généralement avant l'aspiration des compresseurs. Le nom "scrubber" signifie simplement que les hydrocarbures gazeux qui entrent dans le ballon sont "scrubbed" (nettoyés) des liquides (appelés généralement condensats) ayant été entraînés avec. Les gaz arrivant dans ce type de séparateur sont des gaz humides, ils contiennent encore des liquides. Si ces liquides ne sont pas séparés et entrent dans le compresseur gaz, ils entraîneront beaucoup de dégâts sur le compresseur.

Un scrubber utilise la gravité pour séparer les liquides. Le gaz entrant dans le séparateur est dévié vers le bas par un déflecteur placé sur la ligne d'entrée du ballon. Ce changement de direction réduit la vitesse du gaz et permet ainsi aux gouttelettes de liquide de tomber en bas du séparateur.

Dans le scrubber, la sortie liquide possède un « anti-vortex ». Ceci étant installé pour empêcher le gaz de quitter le séparateur avec les liquides.

Tout liquide entraîné vers le haut du séparateur sera séparé par un extracteur de brouillard positionné proche du sommet de la capacité. Ce type de séparateur est illustré sur la figure VI.11 ci-contre :



**Fig VI.11 :Vue détaillée d'un scrubber**

### VI.9.4. Utilisation d'un circuit contenant une vanne de détente suivie d'un purgeur de vapeur

#### VI.9.4.1. Vanne de détente

Une vanne est un dispositif destiné à contrôler (stopper ou modifier) le débit d'un fluide liquide, gazeux ou pulvérulent, dans un canal ou conduite.

La vanne de détente provoque une chute brusque de pression, ce qui induit une forte baisse des températures, elle est caractérisée par un très grand coefficient de perte de charge. La chute de pression (détente) d'un gaz contenant du condensat provoque une séparation en deux phases, une phase gazeuse contenant les gaz légers ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ...etc.) et une phase liquide qui représente le condensat. Les quantités de condensat seront évacuées hors du circuit d'alimentation de la TAG au moyen d'un purgeur.

Le taux de détente peut être de l'ordre de 4, en apportant du gaz via la conduite d'expédition, sous une pression de 80 bar, le gaz entre dans la vanne avec cette pression et sort avec 20 bar, c'est cette détente qui nous permet de récupérer le condensat.

Sur la figure VI.12 est montré un schéma simplifié d'une vanne de détente.



Fig.VI.12 : Une vanne de détente

#### VI.9.4.2. Purgeur de vapeur

##### A. Définition

Un purgeur de condensat est une sorte de vanne autonome qui évacue le condensat sans laisser échapper le gaz. On peut aussi définir un purgeur comme étant une vanne autonome qui expulse automatiquement le condensat hors de pièces d'équipement, conduites, etc.

La figure VI.13 représente un schéma descriptif d'un purgeur.

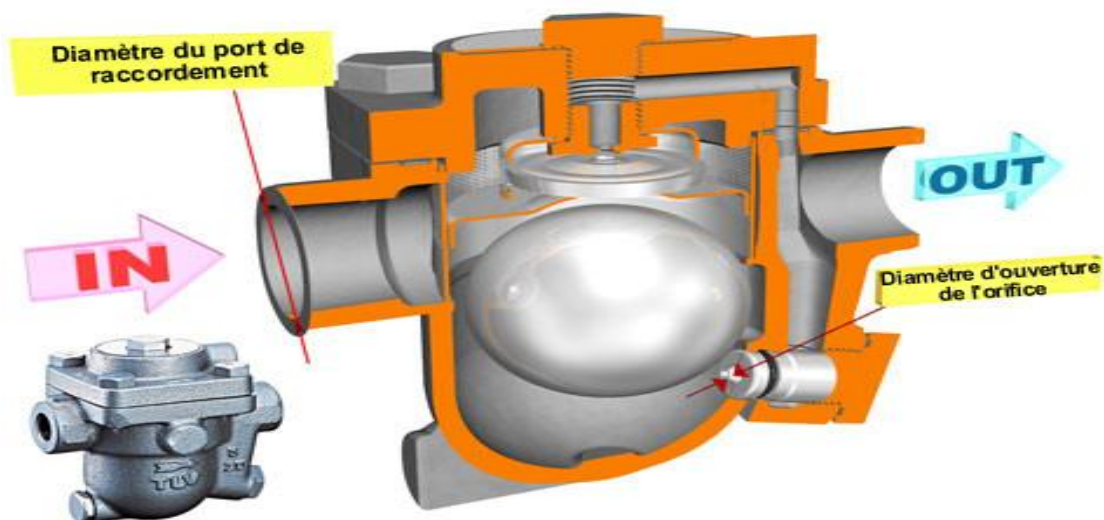


Fig.VI.13 : Schéma d'un purgeur

## B. Principe de fonctionnement

L'ouverture et la fermeture du purgeur sont déterminées par le mouvement (montée et descente) du flotteur. En la présence d'une quantité bien déterminée de condensat à l'intérieur, le flotteur est poussé vers le haut provoquant ainsi l'ouverture de l'orifice d'évacuation du condensat. Dans le cas contraire (absence ou petite quantités de condensat à l'intérieur) la force du poids du flotteur provoque la fermeture de l'orifice d'évacuation du condensat.

Le rôle principale du flotteur (ou détecteur de niveau) est l'évacuation des condensats sans aucune perte de gaz.

## C. Les caractéristiques exigées pour un purgeur de condensat :

On considère qu'un purgeur de condensat, en tant que vanne automatique, doit présenter les 2 caractéristiques essentielles suivantes:

- Expulser immédiatement et complètement le condensat
- Ne pas laisser fuir de vapeur, même pendant une utilisation de longue durée

En fonction du type de purgeur (principe de fonctionnement, construction), on peut citer les purgeurs qui évacuent le condensat de façon continue et d'autres de façon intermittente.

Un schéma simplifié de ce processus est représenté sur la figure VI.14 suivante :

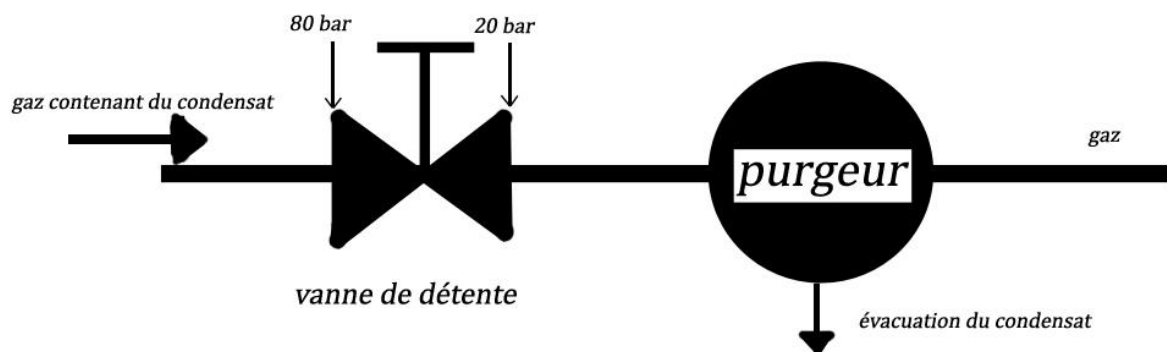


Fig.VI.14 : Installation d'une vanne de détente suivie d'un purgeur

### VI.9.4.3. Injection d'un gaz inerte dans le combustible

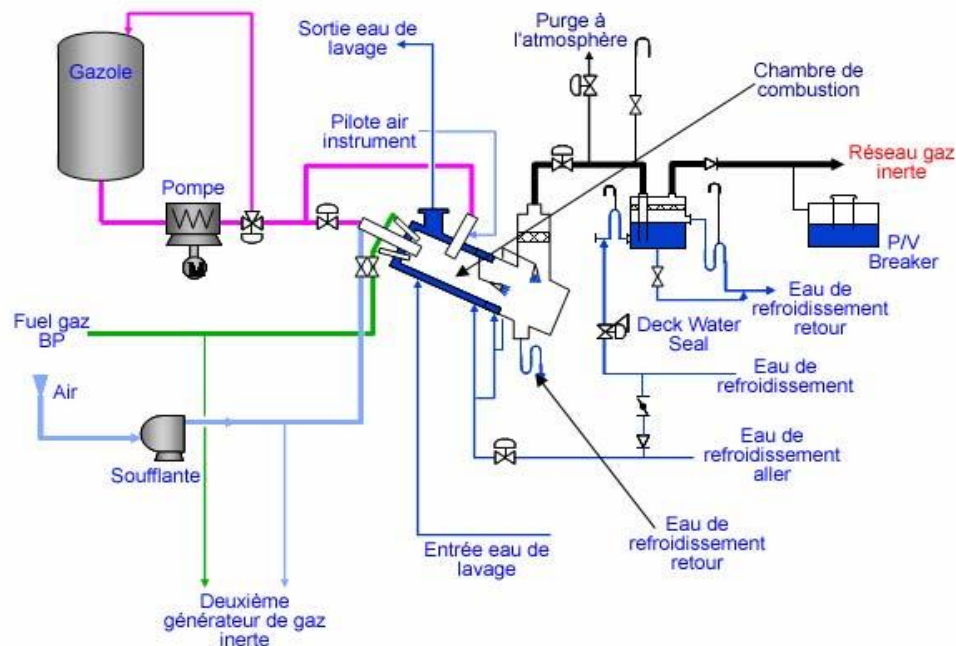
#### A. Générateur de gaz inertes

Un générateur de gaz inerte est constitué de:

- Un bac tampon de stockage de diesel
- Une chambre de combustion.
- Une soufflante.
- Une pompe de gasoil.
- Une garde hydraulique (Deck water seal).
- Un dispositif anti surpression (PV breaker).



Le schéma suivant montre l'installation de génération du  $CO_2$ .



**Fig.VI.15 : Schéma de l'installation du générateur du  $CO_2$**

### C.1. Le bac de stockage

Le bac tampon de diesel (Gasoil) de l'unité de génération de gaz inerte est un ballon vertical en acier carbone installé en amont des pompes diesel. Le gazole purifié est à pression atmosphérique et à température ambiante dans le bac isolable grâce à des vannes automatiques. De plus il est équipé d'un anti vortex et d'un tranquilliseur qui couvre la zone de piquage de mesure de niveaux.

### C.2. La chambre de combustion

La chambre de combustion permet de réaliser la combustion du diesel ou du fuel gaz avec de l'air. Le gaz inerte, majoritairement constitué de  $N_2$  et de  $CO_2$ , est dans un premier temps refroidi grâce à une circulation d'eau de refroidissement de la chambre de combustion.

Dans un deuxième temps, le gaz inerte est lavé et refroidi par contact direct eau/gaz. Cette opération permet aussi d'éliminer les oxydes de soufre. Le gaz inerte ainsi produit est saturé en eau. La combustion est réalisée par le brûleur principal. L'allumage est réalisé par l'intermédiaire du brûleur pilote.

La pression à l'intérieur de la chambre de combustion est contrôlée par une vanne de régulation de pression située sur la ligne de sortie de la chambre de combustion. L'eau de refroidissement alimente le générateur de gaz inerte à une pression de 2 bars en batterie limite. La pression de l'eau de refroidissement est ajustée par le fournisseur grâce à des orifices de restriction.

### C.3. La soufflante

La soufflante alimente la chambre de combustion en air, elle a un débit fixe. La quantité d'air nécessaire est ajustée par la vanne de régulation située à l'entrée de la chambre de combustion (au niveau du brûleur principal). La ligne d'alimentation d'air est équipée d'un arrête flamme, de deux silencieux, de capteurs de pression, température.

#### C.4. La garde hydraulique (Deck water seal)

La garde hydraulique est un organe de sécurité. Il a pour fonction d'empêcher le retour d'hydrocarbure gazeux dans la chambre de combustion (en cas de surpression). Cette isolation est assurée par un débit d'eau en continu (même quand le générateur de gaz inerte ne fonctionne pas) avec une garde hydraulique (Deck seal) calculée.

#### C.5. Le dispositif anti surpression (P/V breaker)

Ce dispositif est un organe de sécurité. Le P/V breaker est rempli d'une quantité prédéfinie d'eau douce. En cas de surpression dans le collecteur de gaz inerte, l'eau est chassée et le collecteur est ainsi mis à l'atmosphère.

### B. Injection du gaz inerte à l'amont des chambres de combustion de la turbine à gaz MS5002 C

Malgré que ce système détienne des qualités intrinsèques à respecter et des exigences particulières, il reste possible de proposer une substitution de certains maillons de la chaîne de génération par des éléments existant au préalable dans l'installation de TAG, et qui accompliront des fonctions élémentaires du processus afin d'en tirer profit.

Sachant que la turbine à gaz est une machine à écoulement axial dont les débits des gaz chauds évacués sont importants, ils sont de l'ordre de 120 kg/s, produits par la combustion ce qui implique l'existence d'une grande quantité de CO<sub>2</sub> et de N<sub>2</sub> à l'échappement de la TAG.

Une partie des gaz d'échappement dont la teneur en gaz inertes est considérable, va être récupérée puis acheminée vers la chaîne de traitement. Le gaz inerte extrait sera envoyé vers l'amont du système d'alimentation en combustible. Dans cette section, le combustible sera mélangé avec le gaz inerte ce qui engendrera une réduction de la densité du gaz naturel injecté et la diminution de sa richesse (diminution du pouvoir calorifique).

D'après le fondement précédent, la combustion aura lieu avec le mélange (air, gaz inertes, gaz naturel)

#### VI.9.4.4. Utilisation d'un système de filtration du gaz

Les filtres à air et à gaz comprimés (figure.VI.16) garantissent un fonctionnement optimal des chaînes de traitement d'air ou de gaz comprimés. L'utilisation de ces filtres permet de finaliser le traitement des gaz.

Ces filtres purifient les gaz comprimés des particules de l'huile et des impuretés qu'ils contiennent et éliminent les faibles proportions de condensat contenues dans les gaz traités auparavant. Les filtres possèdent des dispositifs de purge automatique.

Ce genre de filtres possède un large diapason de débit et de pression de fonctionnement, ils permettent de traiter un débit de gaz comprimé de 0 à 14500 m<sup>3</sup>/h, avec une pression d'utilisation jusqu'à 16 bar.

Cette catégorie de filtre répond généralement à de nombreuses exigences, on peut citer :

- Efficacité même à basse pression et grande capacité de rétention.
- Large gamme de débits à traiter.
- Cartouches en microfibres pour une filtration efficace.



**Fig.VI.16 : Filtre à gaz**



## Conclusion générale

Les turbines à gaz MS5002 C de l'UTGA sont d'une grande importance sur le plan fonctionnel et économique, ce qui oblige le service maintenance à prendre des décisions afin de garantir leur bon fonctionnement.

Les anomalies de déclenchement à haute température peuvent entraîner des dégâts néfastes sur la TAG à cause des arrêts brusques, de la multitude des démarrages et la fatigue thermique engendrée qui atténuent les caractéristiques de ce moteur.

Le pouvoir calorifique du combustible est un paramètre critique et décisif qu'il faut surveiller tout au long de la durée de vie de la TAG. Une valeur adéquate du PCI est recommandée pour respecter les instructions de fonctionnement imposées par le constructeur. Utilisé pour la combustion, le gaz naturel de l'UTGA présente un grand pouvoir calorifique qui cause les déclenchements répétés de la TAG.

Cependant, l'étude du problème de déclenchement à haute température nous a induit à analyser le processus de traitement des gaz associés et décortiquer les différentes sections de la TAG MS5002 C, afin de proposer des remèdes au problème persistant.

Vu l'étendue de temps de service ayant été accompli, presque 30 ans, ce matériel est en principe amorti, ce qui justifiera l'investissement sur un système permettant le prolongement de la durée de vie ces turbines à gaz.

Mais il reste nécessaire que l'ensemble des solutions théoriques proposées soient assujetties à une étude technico-économique par des pétrochimistes et des économistes pour donner une approximation rationnelle de la rentabilité de chacune d'elles.

## Bibliographie :

- [1]. Turbomachines théorie générale, Jan KRYSINSKI, office des publications universitaires.
- [2]. Les machines transformatrices d'énergie, TOME II, Turbomachines – Machines alternatives, G. LEMASSON, librairie DELAGRAVE, Paris 1982.
- [3]. Cours de turbomachine à fluide compressible, Xavier OTTAVY, CNRS UMR 5509 Laboratoire de Mécanique des Fluides et d'Acoustique à l'École Centrale de Lyon
- [4]. Turbine à gaz, A. CHAMBADAL, Eyrolles, paris 1976.
- [5]. Basic concepts of turbomachinery, Grant *Ingram*, Ventus publishing Aps 2009
- [6]. Principles of turbomachinery,
- [7]. Fluid mechanics, Frank M. White, University of Rhode Island, McGraw-Hill Series in Mechanical Engineering.
- [8]. Energétique des machines, D. Bougeard, janvier 2012,
- [9]. Cours de mécanique des fluides - Chap.1, JM. Terriez,
- [10]. Mécanique appliquée, P. AGATI, N. MATTERA, Dunod, Paris, 1996.
- [11]. Cours de thermodynamique, R. BENAZZOUZ, Université M'hamed Bougara-BOUMERDES- 2009.
- [12]. Chimie générale, Daniel BURNEL, Roger MARI, Gérard GERMAIN, MASSON III, Octobre 2005.
- [13]. Machines à fluides principes et fonctionnement, Michel PLUVIOSE, édition ellipses, juin 2002.
- [14]. INCOMPRESSIBLE FLOW TURBOMACHINES, Design, Selection, Applications, and Theory, George F. Round Professor Emeritus, McMaster University, edition Elsevier, Canada.
- [15]. Turbomachines : calcul des écoulements compressibles, Georges MEAUZÉ, technique d'ingénieur.
- [16]. Combustibles gazeux Gaz naturel, Francis DEWERDT, technique d'ingénieur.
- [17]. *TURBINE A GAZ MS 5002 C LHE, GE OIL & GAS, SONATRACH SRGA2, manuel de formation et pour la conduite et l'entretien.*

- [18]. COURS DE THERMODYNAMIQUE ET CONVERSION DE L'ENERGIE, S. LAOUAR (Eps. MEFTAH), A. BENBRIK, K. SAHNOUNE, Boumerdès 2010.
- [19]. Thermodynamique de l'ingénieur, Olivier Cleynen
- [20]. LES EQUIPEMENTS, LES TURBINES, MANUEL DE FORMATION, 2007
- [21]. R. VICHNIEVSKY, Thermodynamique appliquée aux machines, Edition Masson
- [22]. R. Thibaut, Mécanique appliquée, TOME 2 Machines motrices et réceptrices,
- [23]. Nuovo Pignone, Manuel de formation pour la conduite et l'entretien, MS5002C.
- [24]. Yves LORANCHET, Mise en œuvre des turbines à gaz dans l'industrie,
- [25]. Cours de chromatographie en phase gazeuse, Y. FRANCOIS, Industries Chimiques et Pharmaceutiques, université de Strasbourg, laboratoire de Spectrométrie de Masse des interactions et des Systèmes
- [26]. SPEEDTRONIC™ Mark VI Turbine, Control, Walter Barker, Michael Cronin, GE Power Systems stem,
- [27]. Les pouvoirs calorifiques, par Jean-Pierre SAWERYSYN, Université des Sciences et Technologies de Lille, Laboratoire de Cinétique et Chimie de la Combustion, Villeneuve d'Ascq Cedex
- [28]. Normes internationales L'ISO 6974-6:2002
- [29]. Les utilités le gaz inerte, manuel de formation cours, TOTAL, 2007.