



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ECHAHID HAMMA LAKHDAR –EL-OUED

FACULTE DE TECHNOLOGIE

Mémoire de Fin d'étude

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de:

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Sciences et Technologie

Filière: Industrie Pétrochimique

Spécialité: Génie du Raffinage

Présenté par:

ABBAD Salah Eddine

ABIDI Youcef

LAOUINI Abdenour

THEME

**Influence du poids moléculaire des gaz
associés sur un compresseur centrifuge**

Soutenu le 04 /06/2018

Devant le Jury:

Mr L.Zeghoud

Président

Université d'El Oued.

Mr S.Salemi

Examineur

Université d'El Oued.

Md S.Menaceur

Rapporteur

Université d'El Oued

2017/2018

Dédicace

Au Nom De Dieu

A Cette Occasion , J'ai Toute La Fierté

De Donner Ce Travail Humble :

*A Mes Adorables Parents Qui m'ont Toujours
Encouragé Durant Mes Années D'étude.*

A Mes Frères Et Mes Sœurs.

A Mon Grand Père Et Mes Grandes Mères.

A Toute Ma Famille Abbad.

*A Tous Mes Amis, A Tous Ceux Qui Ont Contribué
A Ma Joie.*

A Tous Ceux Qui M'ont Aidé De Prés Et De Loïn

A La Réalisation De Ce Travail.

A Tous Les Enseignants Et Etudiants De

l'Université D'el Oued, En Particulier

*Le Département De Génie Des Procédés Et
Pétrochimie.*

A Tous Les Responsables De Bir Seba

Merci 

Dédicace

Je tiens à remercier Dieu de m'avoir donné la force de réalisé ce modeste travail

Je dédie ce travail :

- *À mes très chers parents pour leurs soutiens, leurs encouragements et leurs sacrifices.*
- *À mes chères sœurs.*
- *À mes chères frères.*
- *À tous mes amis.*
- *À toute ma famille.*
- *À tous mes collègues dans la durée de la formation.*
- *À tous ceux qui aime ABDENOUR.*

Dédicace

Je tiens à remercier Dieu de m'avoir donné la force de réalisé ce modeste travail

Je dédie ce travail :

- *A mes très chères parents pour leurs soutiens, leurs encouragements et leurs sacrifices.*
- *A mes chères sœurs.*
- *A tous mes amies.*
- *A toute ma famille.*
- *A tous mes collègues dans la durée de la formation.*
- *A tous ceux qui aime youcef.*

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre Créateur pour s'être donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous nos professeurs qui ont contribué à notre formation , en particulier, notre encadreur S.Menacer.

Qu'ils trouvent ici toute notre gratitude et toute notre reconnaissance pour leur aide, leur encadrement dont nous avons pu bénéficier durant toute notre scolarité.

Nous tenons à exprimer notre sincère reconnaissance et gratitude à monsieur DAOUDI Taha qui a bien voulu diriger ce travail et pour ses précieux conseils.

Nous tenons à remercier le groupement BIR SEBA qui nous a accueillis et ouvert ses portes pour passer ce stage.

Nous désirons aussi, exprimer nos essentiels remerciements :

Aux ingénieurs et les opérateurs : GUERBATI Abdelaziz, MADANIT Abd kahar, TAMALI Abdelhamid, MHELOU Yassine , BELGOT Ismail, LABED Youcef, Mourad, Djihad, Walid et toute l'équipe du service exploitation qui offrent toutes les données nécessaires pour réaliser ce travail.

nous n'oublie pas dans notre remerciements tous le personnel des autres départements, MN, HSE, E&P,...etc pour leurs aide, et leurs judicieux conseils pendant toute la durée du stage.

Enfin nos remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction	1
Chapitre I : Présentation du champ de BIR SEBA	
I .1.	Présentation du champ de BIR SEBA 2
I .2.	Cadre géologique 2
I .3.	Production de la Région 2
I .4.	L'organisation de champ de BIR SEBA 3
	I.4.1 unité de procède 4
	I.4.2. définition des unités 4
I .5.	Unités auxiliaires 6
I .6.	L'organigramme de groupement Bir Seba 7
I .7.	L'organigramme de département d'exploitation 8
Chapitre II : Description du centre de production Bir Seba	
II.1.	La séparation 9
	II.1.1 Système de séparation et stabilisation d'huile (système 11) 9
II.2.	Stockage de pétrole brut 10
	II.2.1 Système de stockage et exportation de pétrole (système 12) 10
II.3.	Expédition gaz 12
	II.3.1 Système de compression du gaz d'expédition (système 23) 12
Chapitre III : Généralités sur le gaz	
III.1.	Introduction 14
III.2.	Nature et caractérisation des différents types de gaz 14
	III.2. 1.Définition 14
	III.2.2.Gaz sec et gaz humide 16
	III.2.3. Gaz à condensat 18
	III.2.4.Gaz associé 18
III.3.	Composition chimique du gaz naturel 20
	III.3.1.Nature des constituants présents dans le gaz naturel 20
III.4.	Propriétés et caractéristiques 22
	III.4.1.Densité et masse volumique 22
	III.4.2.Pouvoir calorifique 23
III.5.	Technique de traitement du gaz naturel 24
	III.5.1.Procédé HUDSON 24

	III.5.2.Procédé PRITCHARD	24
Chapitre IV: Généralités sur les compresseurs		
IV.1.	Introduction	24
IV.2.	But	24
IV.3.	Les catégories principales de compresseur	24
	IV.3.1.Les compresseurs volumétriques	28
	IV.3.1.1.Alternatifs	28
	IV.3.1.2. Rotatifs	29
	IV.3.2. Les compresseurs dynamique	32
	IV.3.2.1.les compresseur centrifuge	32
	IV.3.2.2.Compresseur axiaux	34
	IV.3.2.3.Compresseur à lobes (Roots)	34
	IV.3.3.Caractéristiques générales	35
	IV.3.4.Comparaison entre les différents types des compresseurs	36
IV.4.	Description et principe de fonctionnement des compresseurs centrifuges	37
	IV.4.1. Description générale	37
	IV.4.2.Principe de fonctionnement	37
IV.5.	Triangle des vitesses	39
IV.6.	Relation d'EULER	40
IV.7.	Evolution des pressions dans un étage de compression	41
Chapitre V: Description des compresseurs 03ME-2311 A/B		
V.1.	Description du compresseur	42
	V.1.1 Diaphragmes	42
	V.1.2 Le rotor	43
	V.1.3 Les roues	44
	V.1.4 Tambour d'équilibrage	44
	V.1.5 Paliers porteurs	45
	V.1.6 Paliers de butée	46
V.2.	Système de graissage (lubrification)	47
V.3.	Système d'huile d'étanchéité	48
V.4.	Système d'anti-pompage	51
	V.4.1. Description	51
	V.4.2 Operations et control	51
	V 4.3 Liste des alarmes et des shutdowns	53
Chapitre VI : partie calcule		
VI.1.	Introduction	55
	VI.1.1 Les constitutions des gaz	55
	VI.1.2 Paramètres de fonctionnement du compresseur	56
VI.2.	Calcul	57
	VI.2.1 Calcul des propriétés du gaz	57
	VI.2.2 Calcul des travaux	57
	VI.2.2.1 Travail polytrapique	57
	VI.2.2.2 Travaux adiabatique	59
	VI.2.2.3 Calcule de travail réel	60
	VI.2.3 calcule des rendements	61

	VI.2.3.1 Les rendements polytropique	61
	VI.2.3.2 Rendement adiabatique	62
	VI.2.4 Calcule du débit massique	62
	VI.2.5 Calcule de la puissance absorbée	64
	VI.2.5.1 La puissance réelle du compresseur	64
VI.3.	Tableaux récapitulatif	65
VI.4.	Interprétation des résultats	66
	VI.4.1 Variation du coefficient de compressibilité	66
	VI.4.2 Variation du débit massique de gaz naturel	67
	VI.4.3 Variation des travaux	68
	VI.4.4 Variation de la puissance	69
	VI .4.5 Variation des rendements	70
Conclusion		71
Conclusion générale		72
Bibliographique		

Liste de figures et tableaux	
Figure	
Fig I.1: Surface du Périmètre d'exploitation BRS 277,7 Km ²	2
Fig I.2: Les puits de production du champ bir seba	3
Fig II.1 : système de séparation et stabilisation d'huile	10
Fig II.2 : Système de stockage et exportation de pétrole.	12
Fig II.3 :Système de compression du gaz d'expédition	13
Fig III.1: diagramme des phases	15
Fig III.2: condensation de rétrograde	15
Fig III.3: diagramme des phases d'un gaz sec	17
Fig III.4: diagramme des phases d'un gaz humide	17
Fig III.5: diagramme des phases d'un gaz condensat	18
Fig III.6: coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé	19
Fig III.7: diagramme de phases du système huile et gaz associé.	19
Fig IV.1:Compresseur alternatif	27
Fig IV.2 : Compresseur rotatif à vis	27
Fig IV.3 : Compresseur centrifuge	27
Fig IV.4 : Compresseur axial	28
Fig IV.5 : Compresseur à piston alternatif (Système bielle-manivelle)	28
Fig IV.6 : Compresseur à membrane	29
Fig IV.7 : Compresseur à palettes	30
Fig IV.8 :Vis male et femelle	30
Fig IV. 9 :cycle de compression	31
Fig IV.10 : Compresseur centrifuge 03ME-2311A	32
Fig IV.11 : Compresseur centrifuge	33
Fig IV.12 : Roue d'un compresseur centrifuge	33
Fig IV.13 : Roue fermée	34
Fig IV.14 :Principe de la roue axiale	34
Fig IV.15 :Principe fonctionnement du compresseur à lobes	35
Fig IV.16 :Parcours du gaz à l'entrée du compresseur brides d'aspiration	37
Fig IV.17 :Parcours du gaz au niveau de l'impulser	38
Fig IV.18:chambre circulaire délimitée par deux anneaux formant le diaphragme intermédiaire	38
Fig IV.19: volute de refoulement	39

Fig IV.20: Le triangle des vitesses	39
Fig IV.21: Evolution des pressions dans un étage de compression	40
Fig V.1: compresseur 03ME-2311	42
Fig V.2: diaphragmes	43
Fig V.3: le rotor	44
Fig V.4: les roues	44
Fig V.5: le tambour d'équilibrage	45
Fig V.6: le palier porteur	46
Fig V.7: palier de butée	47
FigV.8: systeme de graissage	48
Fig V.9: systeme auxiliaire avec huile d'éthanchité	50
Fig V.10: exemples de garniture d'éthanchété	50
Fig V.11: protection anti-pompage	51
Fig VI.1 :Evolution du coefficient de compressibilité en fonction de la masse moléculaire	66
Fig VI.2 :Evolution du débit massique en fonction de la masse moléculaire	67
Fig VI.3 :Evolution du débit massique en fonction du coefficient de compressibilité	67
Fig VI.4 :Evolution du travaux en fonction de la masse moléculaire	68
Fig VI.5 :Evolution des travaux en fonction du coefficient de compressibilité	68
Fig VI.6 :Evolution des puissances en fonction de la masse moléculaire	69
Fig VI.7 :Evolution des puissances en fonction du coefficient de compressibilité	69
Fig VI.8 :Evolution des rendements en fonction du coefficient de compressibilité	70
Fig VI.9 :Evolution des rendements en fonction de la masse moléculaire	70

Tableaux :

Tableau III.1: propriétés physique des constituants du gaz naturel	21
Tableau III.2: Composition de quelques gaz associés (% volume)	22
Tableau IV.1: Avantages et inconvénients des différents types de compresseurs	36
Tableau VI.1 Tableau des constitutions des gaz	55
Tableau VI.2 paramètres des données fixe	56
Tableau VI.3 paramètres des données variables	56
Tableau VI.4 Calcul des propriétés du gaz	57
Tableau VI.5 Tableaux récapitulatif	65
Tableau VI.6 Tableaux récapitulatif	66

Liste Des Abréviations

%: Percent

ε : Taux de compression

N : Coefficient polytropique

W_{ad} : Travail adiabatique

W_p : Travail polytropique:

W_r : Travail réel

η_{ad} : Rendement adiabatique

η_p : Rendement polytropique

ω : La vitesse angulaire

ASCV: Anti Surge Control Valve

BP: Low Pressure

BRS: Bir Seba

BS&W: Basic Sediment and Water

C°: Degrees Celsius

C_{CB} : Le cricondenbar

C_{CT} : Le cricondentherme

CO: Oxide Carbon

C_p : Chaleur spécifique

CPF: Central processing Facility

CPI: Corrugated and Plate Interceptor

EP: Engineering, procurement.

ESDV: Emergency Shut Down Valve

GBRS: Groupment Bir Seba

GOR: Gas Oil Ratio

GPL: Gaz de Pétrole Liquéfié

GS: Gathering Station

H_{th} : hauteur théorique

HEH: Haoud El Hamra

HP: High Pressure

HSE: Health, Safety, Environmental

IGF: Induced Gas Flotation

K : coefficients adiabatiques
Km: Kilo meters
LG: Level Glass
LTCS: Low Temperature Carbon Steel
M: *Poids moléculaire*
MOM: Manufacturing Operations Management
MOV: Valve Motorizes
n : Vitesse de rotation
N: la vitesse de rotation
N: Nitrogène
N_a : la puissance absorbée
O: Oxygène
P : la puissance.
P_a : pression d'aspiration
PCI: **Pouvoir calorifique inférieur**
P_{cr} : Pression critique du mélange
PCS: **Pouvoir calorifique supérieur**
PH: Phosphor
PPM: Partie Par Million
P_r : pression de refoulement.
P_s: le point de coordonnées
PTTEP: PTT Exploration and Production
PVEP: Petro Vietnam Exploration and Production
Q_m : Débit massique
R : constante de gaz
RVP: Reid Vapour Pressure
SBS: Sodium Bisulfite
SNCC: System Numeric Control Command
T_a : Température d'aspiration
T_a: Température d'aspiration
T_{cr} : Température critique du mélange
T_r : Température de refoulement
WHRU: Waste Heat Recovery Unit
Z : Coefficient de compressibilité

Introduction générale

Le gaz produit à partir de la séparation et traitement de brut nécessite plusieurs un enchainement des équipements statiques et des machines tournantes pour assurer son acheminement vers les unités de traitements de gaz à ZCINA dans des bonnes conditions de fonctionnement et en toute sécurité. Parmi ces machines tournantes, on peut citer par exemple les compresseurs, qui sont très répandus dans le secteur de l'industrie des hydrocarbures notamment dans le transport et de réinjection du gaz.

Notre étude s'attache à expliciter l'influence du poids moléculaire sur un compresseur centrifuge d'export de gaz de Bir seba 03ME-2311A et mettre en exergue l'effet de ce facteur sur le fonctionnement de ce compresseur ainsi que sur les autres paramètres tels que (compressibilité, rendement, puissance,etc.) et ce à travers d'un calcul par des équations théoriques et empiriques. La détermination de cet indice aide les services concernés du Groupement Bir Seba de décider éventuellement lors de la réalisation de la deuxième phase soit :

De garder ces machines avec une optimisation des paramètres d'exploitation ; Les faire remplacer par d'autres équipements qui pourraient répondre au nouveau besoin de production ce qui implique une révision en hausse de budget d'investissement et par conséquent des dépenses et charges en plus car dans ces cas pareils le facteur économique sera d'actualité afin de déterminer le retour sur l'investissement.

I.Présentation du Groupement Bir Seba

I.1. Historique et Situation géographique :

Bir Seba est situé à 130 km au Hassi Messaoud, la découverte de ce champ à l'année 2003 et la réalisation d'un centre de traitement et production d'huile et de gaz à 24 Novembre 2011. Ce champ pétrolier est exploité conjointement par SONATRACH PVEP et PTTEP. Le champ existant se compose des emplacements des puits, un centre de traitement et production de brut et de gaz naturel (CPF). Le taux de production actuel de pétrole est de 20000 barils de brut par jours pour la 1^{ère} phase et 40000 barils de brut par jours pour la 2^{ème} phase.[1]

I.1.2 Cadre géologique :

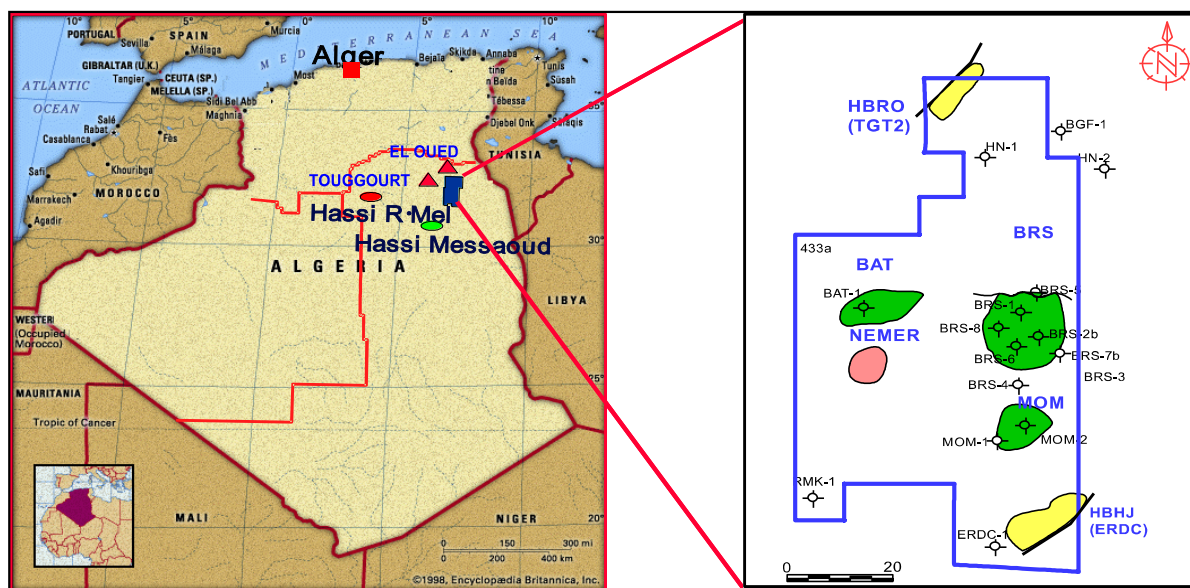


Figure I.1 Surface du Périmètre d'exploitation BRS 277,7 Km²

I.1.3. Production de la Région :

PHASE 1:

- 1- Production: 20,000 bbl/ Jour
- 2- Production à partir de H HAMRA : 16 puits producteurs
- ✓ Manifold de Production : 3
- ✓ Déplétion Naturelle
- ✓ Production d'Huile vers HEH
- ✓ Gaz Associé vers ZCINA

PHASE 2 :

- 1- Production: 40,000 bbl/ jour
- 2-38 Puits producteurs et 4 Manifold de production (GS)
- ✓ HAMRA – 33 Puits

✓ T1 – 5 Puits

3- 14 Puits Injecteurs d'eau (HAMRA)

4- Maintien de Pression par injection d'eau (à partir de la 5^{ème} Année)

Gaz lift (à partir de la 5^{ème} Année).[2]

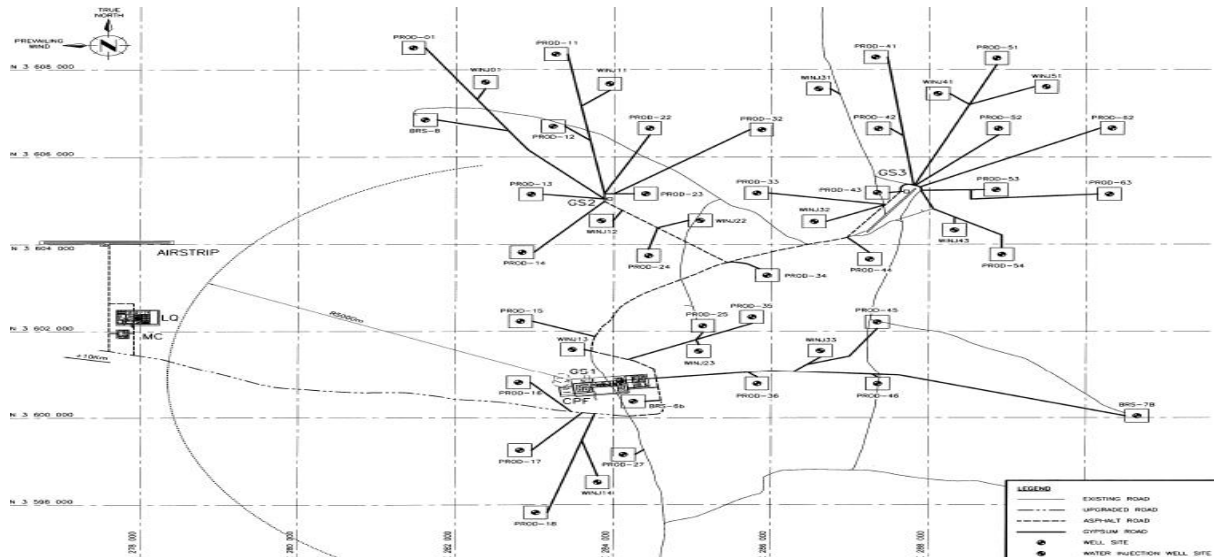


Figure I. 2 Les puits de production du champ bir seba

I.1.4. L'organisation de champ de BIR SEBA

Le champ de BIR SEBA est constituée par :

1- Les puits : il existe 38 puits, en utilise 16 puits dans la 1^{ère} phase.

2- GBRS: est divisé en:

- 1) Structure exploitation
- 2) Structure Maintenance
- 3) Structure HSE
- 4) Structure EP
- 5) Structure Logistique

L'organisation est comme suit :

1-Service d'Exploitation :

C'est le service principal qui assure le bon fonctionnement (24/24) de travail.

2- Service Maintenance :

Il comprend les 03 services suivants :

- Service d'électricité.
- Service d'instrumentation.

Service de mécanique.

3- Service de Sécurité :

Le personnel de ce service assure la sécurité du personnel et des équipements du champ, Il comprend les 02 services suivants :

- Service prévention.
- Service intervention.[1]

I.1.4.1 UNITES DE PROCEDE :

- (1) Système 11: Système de séparation et de stabilisation du pétrole
- (2) Système 12: Système de stockage et d'exportation de pétrole
- (3) Système 22: Système de compression du gaz de flash
- (4) Système 23: Système de compression du gaz d'expédition
- (5) Système 26: Système d'expédition et de comptage du gaz
- (6) Système 28: Système de déshydratation du gaz
- (7) Système 33: Système de traitement des eaux produites
- (8) Système 36: Système d'injection des produits chimiques (pour le procédé CPF)
- (9) Système 40: Système de fuel gaz
- (10) Système 45: Système de récupération de chaleur
- (11) Système 46: Système de fluide caloporteur
- (12) Système 55: Système de torchage BP
- (13) Système 56: Système de torchage HP
- (14) Système 57: Système de torchage atmosphérique
- (15) Système 60: Système de drain fermé.[2]

I.1.4.2 DEFINITION DES UNITES :

1-Manifold :

- 1- But : utiliser pour éventer la pression de brut provenant directement des puits.
- 2- Rôle : utiliser pour collecter le brut.

2- Les séparateurs :

- 1- But : utiliser pour la séparation et d'obtention les spécifications suivants :
 - TVR (été) : 7 psi à 37.8°C
 - TVR (hiver) : 10 psi à 37.8 °C
 - Salinité : ≤ 0.004 volume
 - BS&W : ≤ 0.5 % poids
 - Teneur en soufre : $\leq 0.22\%$ poids
 - Température de transfert maximum : 60°C

- 2- Rôle : utilisé pour dissocier le pétrole (séparations tri phasique) et pour la Stabilisation et la décantation.
- 3- Réservoirs de stockage (les Bacs) :
 - 1- But : stockage, éliminer le maximum d'eau.
 - 2- Rôle : utilisé pour la stabilisation et la décantation de brut.
 - 3- Type des Bacs utilisé :
 - Les bacs à toit fixe : sont prévus pour le stockage d'hydrocarbures peu volatiles du type brut dégazé (hydrocarbures Off Spec).
 - Les bacs à toit floutant : sont prévus pour le stockage d'hydrocarbures sur les spécifications d'expédition (hydrocarbures On Spec).
- 4- Les compresseurs :
 - 1- But : utiliser pour augmenter la pression.
 - 2- Rôle : Acheminement des gaz associés depuis le centre de production Bir Seba vers ZCINA à HAOUD El Hamra

Types des compresseurs : compresseurs centrifuge entraîné par moteurs électrique.
- 5- Les pompes :
 - 1- But : utiliser pour transférer de liquide.
 - 2- Types des pompes
 - Les pompes centrifuges : utiliser pour l'expédition, , déplacement de liquide.
 - Les pompes Booster : utiliser pour assurer la pression requise afin de protéger les pompes centrifuge (contre la cavitation).
- 6- Unité de déshydratation :
 - 1- But : utiliser pour éviter le givrage des puits.
 - 2- Rôle : utiliser pour éliminer la formation l'hydrate d'eau jusqu'à 1PPM.
- 7- Le recouvre et le four :
 - 1- But : utiliser pour chauffer le gaz.
 - 2- Rôle : utiliser pour assurer la température de gaz de régénération de la déshydratation.
- 8- La torche :
 - 1- But : c'est un moyen de sécurité contre les surpressions.
 - 2- Rôle : torchage des gaz dus aux purges et surpressions.
 - la torche doit être toujours allumée afin d'éviter que le gaz se disperse dans la nature sans qu'il soit contrôlé.
- 9- Unité inertage :

- 1- But : utiliser comme un moyen de protection des hommes et les unités pendant les interventions dans les espaces confinés
 - 2- Rôle : utiliser pour fournir les unités par N_2 à pour fait le refroidissement des pompes.
- 10- Système d'injection des produits chimiques :
- 1- But : protège les unités contre les agressions chimiques (telle que la corrosion).
 - 2- Rôle : élimine O_2 dans le brut, éliminer les bactéries, évite la corrosion....
- 11- Système de la mousse :
- But : utiliser pour l'étouffement des feux en cas d'incendie
- Rôle : utiliser pour étouffer le feu.
- 12- les drains et les bassins :
- 1- But : protection de l'environnement.
 - 2- Rôle : utiliser pour vidanger les séparateurs et pour la récupération d'huile.
- 13- Système de traitement des eaux :
- 1- But : protection de l'environnement.
- Rôle : utiliser pour la récupération d'huile et traitement des eaux jetées dans la nature pour éviter la contamination de la nappe phréatique.[2]

I.1.5. UNITES AUXILIAIRES

1. Les Utilités :

Cette section est responsable de la production et de la distribution et indispensables au bon fonctionnement des unités de l'usine.

Les principaux fluides sont :

- Air comprimé.
- Gaz inerte.
- Heating Medium.
- Service water.

A- L'air comprimé :

L'air comprimé est fourni par trois compresseurs, ces compresseurs fonctionnent de façon à maintenir la pression du réseau nécessaire aux instruments de mesure et contrôle.

On distingue l'air de service qui est utilisé sans traitement particulier et l'air instrument qui passe à travers des sécheurs pour éliminer l'humidité.

L'air instrument est utilisé pour le contrôle pneumatique pour moduler, amplifier et véhiculer les signaux de régulation ou de sécurité. Il assure le mouvement des tiges des vannes de régulation ainsi que le positionnement des dispositifs de sécurité.

L'air de service est distribué dans toute la zone d'activité pour fournir une énergie motrice pour l'outillage pneumatique et pour le nettoyage.

B- Gaz inerte :

L'unité gaz inerte est disponible de la production de l'azote à partir de l'air instrument selon un procédé d'adsorption d'oxygène.

L'azote est utilisé pour :

- pour fait le refroidissement des pompes.
- Purger et lessiver la tuyauterie et ses capacités dans le train.
- Etouffer la flamme dans les fours en cas d'incendie.
- Sécher les parties basses températures du train lors de la mise en marche.

C- Heating Medium :

L'unité Heating Medium est disponible pour transporter l'huile chauffée vers les échangeurs et assurer la chaleur d'huile nécessaire pour fait le transfert de chaleur.

D- Service water :

L'objectif de cet unité utiliser pour assurer la quantité nécessaire pour fait le lavage de brut dans le dessaleur et déshydrateur et fournir les équipements suivants avec l'eau ;

- Système Fire water.
- Système deminwater.[3]

I. 6 L'organigramme de groupement Bir Seba :

L'organigramme suivant donne le mode d'organisation du complexe et ses différentes structures.[1]

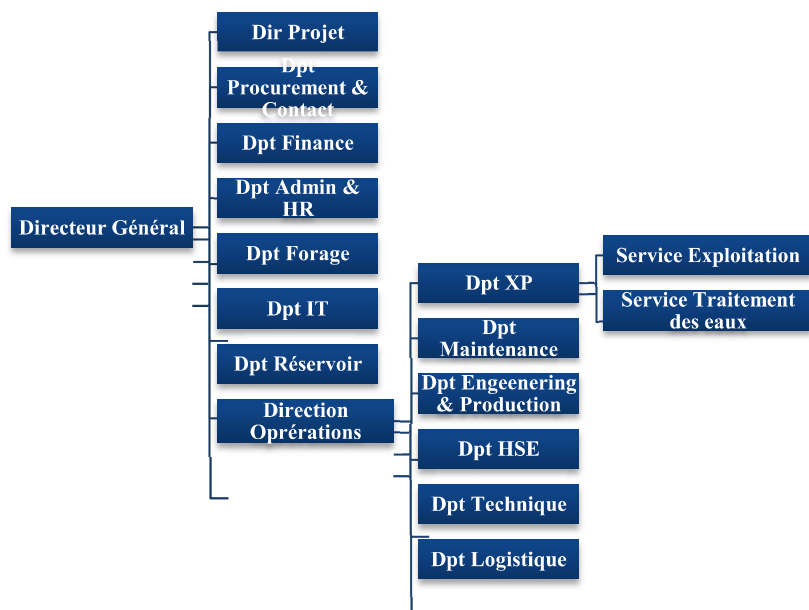


Fig I.3 L'organigramme de groupement Bir Seba

I.1.7 L'organigramme de département d'exploitation :

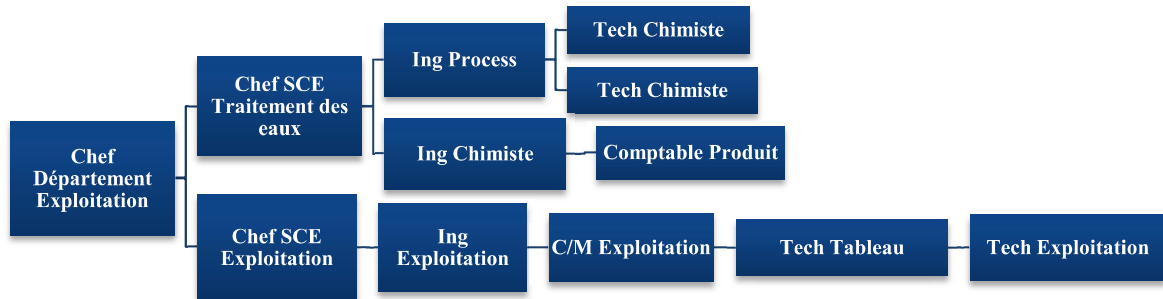


Fig I.4 L'organigramme de département d'exploitation :

II. Description du centre de production Bir Seba

II.1. La séparation :

II.1.1 Système de séparation et stabilisation d'huile (système 11)

Procédé : Le système 11 (CPF) est constitué des équipements suivants:

- le séparateur 1er étage (03V-1111)
- le réchauffeur d'huile 2ème étage (03HX-1111)
- le séparateur 2ème étage (03V-1112)
- le réchauffeur d'huile 3ème étage (03HX-1112)
- le séparateur 3ème étage (03V-1113)
- le déshydrateur (03V-1114)
- le dessaleur (03V-1115)
- le réfrigérant de l'huile transférée (03HX-1113)
- les pompes de transfert de l'huile (03P-1111A/B)
- les pompes de transfert des eaux produites (03P-1112A/B)
- les pompes de recyclage de l'eau de lavage (03P-1113A/B)
- l'échangeur à courants inversés d'eau de lavage (03HX-1114)

Les fluides du gisement provenant des stations de collecte sont envoyés aux trains de séparation ; le train 1 installé pour la Phase 1 et le train 2 installé pour la Phase 2.

Comme les débits d'alimentation doivent être équilibrés entre les trains de séparation 1 et 2, les chutes de pression des séparateurs 1er étage devraient être égalisées entre le train 1 et le train 2.

Les réchauffeurs d'huile 2ème et 3ème étages sont installés respectivement en amont des séparateurs 2ème et 3ème étages pour obtenir la température requise et satisfaire ainsi à la spécification relative à la tension de vapeur RVP, en utilisant des fluides caloporteurs.

A partir de chaque étage de séparation, la vapeur sera envoyée vers les installations de compression et de traitement de gaz, tandis que l'eau sera envoyée vers les installations de traitement des eaux produites. Le brut issu du système de séparation d'huile est acheminé vers le système de dessalage. Les eaux de l'aquifère, après avoir été traitées, sont utilisées pour le lavage à effectuer dans le processus de dessalage.

L'huile provenant du séparateur 3ème étage est envoyée par la pompe de transfert d'huile vers le déshydrateur, qui réduira les teneurs en eau et en sel de l'huile véhiculée. Les teneurs en eau et en sel seront réduites encore davantage dans le dessaleur pour produire un pétrole

dont le BS&W et la salinité sont inférieurs respectivement à 0.5 % vol et à 0.004% poids. En Phase 1, les eaux sortant du déshydrateur seront acheminées vers l'unité de traitement des eaux produites, puis

Vers le bassin d'évaporation. L'unité de traitement des eaux produites sera modifiée lors de la Phase 2 pour permettre l'utilisation des eaux produites traitées dans l'opération d'injection d'eau.

De l'eau brute d'une salinité relativement faible provenant de la nappe aquifère de l'Albien est injectée en amont du robinet mélangeur raccordé au dessaleur. L'eau de dilution est chauffée dans l'échangeur de chaleur à contre-courant de l'eau sortant du déshydrateur, afin de maximiser la séparation huile/eau et de réduire la tendance à l'émulsion huile/eau. L'eau séparée dans le dessaleur est renvoyée par la pompe de recyclage d'eau de lavage vers le déshydrateur, puis mélangée à l'huile provenant du séparateur 3ème étage.

Le brut stabilisé est refroidi par le réfrigérant, puis acheminé vers les bacs de stockage. Le brut hors spécification sera envoyé au bac de stockage off-spec et réacheminé vers le système de retraitement.[1]

La figure ci-dessous donne plus des détails :

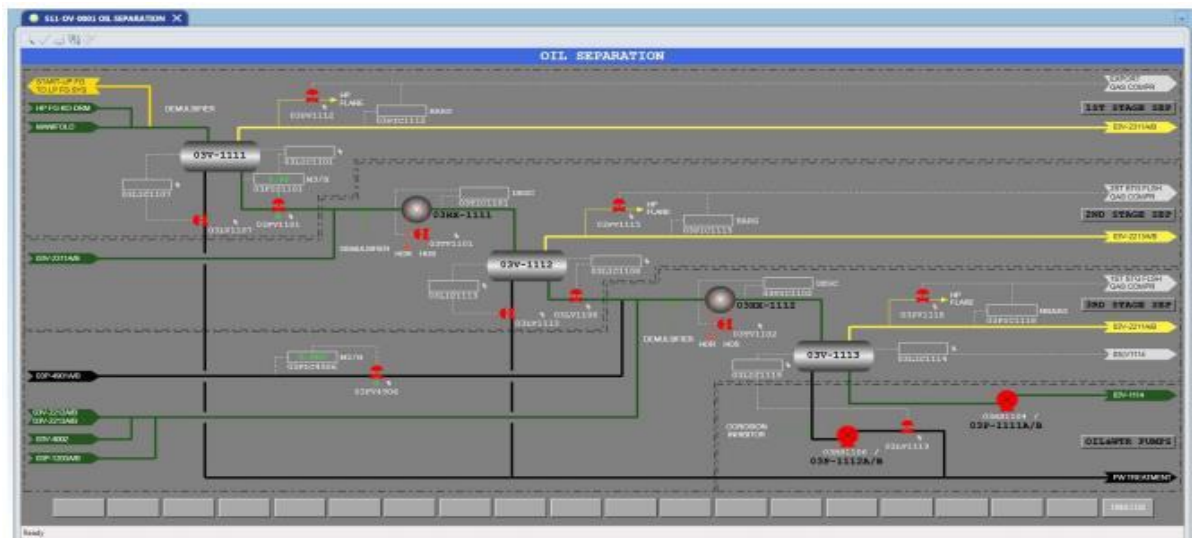


Fig II. 1 : système de séparation et stabilisation d'huile

II.2. Stockage de pétrole brut:

II.2.1 Système de stockage et exportation de pétrole (système 12) :

- **Procédé :** Le système 12 est constitué des équipements suivants :
 - les bacs de stockage de pétrole (03TK-1201A/B/C)

- le bac de stockage off-spec (03TK-1202)
- les pompes de gavage de l'huile (03P-1201A/B)
- les pompes d'exportation de pétrole (03P-1202A/B)
- les pompes de réacheminement de l'huile (03P-1203A/B)
- la gare de racleur départ (03V-1201)
- la gare de racleur arrivée (04V-1201)
- le système de comptage fiscal (04ME-1201)

Trois bacs de stockage à toit flottant, pour le remplissage (recette), la tranquillisation (décantage) et l'expédition (exportation), sont prévus pour la Phase 1, chacun ayant un volume utile de 20,000 bbls. Un autre bac d'un volume utile de 25,000 bbls est fourni pour le stockage du brut hors spécification. Deux autres bacs de stockage de 20,000 bbls seront requis pour la Phase 2.

Les tuyauteries doivent être configurées de manière à permettre convenablement la permutation des fonctions des bacs : production, décantage et exportation. Le pétrole exporté doit être conforme à la spécification de la tension de vapeur Reid (RVP). L'huile du bac off-spec est acheminée soit au réchauffeur d'huile 3ème étage, soit au déshydrateur, ou renvoyée vers les installations de stockage après avoir été testée.

Le pétrole sera exporté par un pipeline de 130 km de long vers Haoud el Hamra (HEH) où il afflue dans trois oléoducs existants à destination d'Arzew, de Skikda et de Bejaia. A HEH, les pipelines existants sont protégés contre la surpression ; l'excès de fluide est évacué par des soupapes de sûreté vers un réseau d'évent existant de 30".

Les gares de racleur départ et arrivée sont installées sur l'oléoduc 12". Les opérations de racleage ont pour but de prévenir la corrosion due à la présence d'eau et d'améliorer l'efficacité du pipeline en enlevant le dépôt de paraffine qui s'y forme.

Il est prévu des postes de sectionnement tous les 20 km sur le pipeline, qui sont commandés à distance à partir de la salle de contrôle de BRS. La communication avec les postes de sectionnement se fait par liaison fibre optique. Les paramètres clés tels que pression, température et position de vanne sont transmis à la salle de contrôle de BRS. Toute éventuelle fuite de l'oléoduc est décelée par la détection de pression différentielle, la détection de pression très basse et par l'équilibrage du débit massique.

L'unité de comptage fiscal constituée de deux débitmètres de haute précision avec un "prover" est installée au point de livraison à Haoud El Hamra.

Les installations de Haoud el Hamra appartiendront à et seront exploitées par l'Exploitant de HEH. Des vannes motorisées (MOV) sont fournies autour de la gare de racleur

arrivée et du point de raccordement (tie-in) avec le pipeline existant pour les opérations à distance. Les paramètres clés sont transmis à la salle de contrôle de BRS.[1]

La figure ci-dessous donne plus des détails:

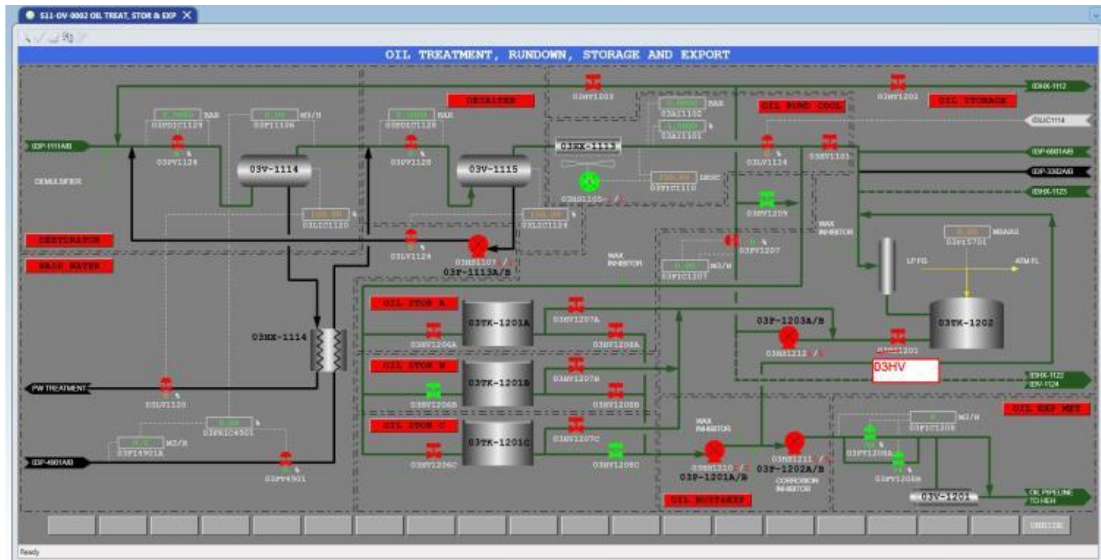


Fig II.2 : Système de stockage et exportation de pétrole.

II.3. Expédition gaz :

II.3.1 Système de compression du gaz d'expédition (système 23):

Les gaz associés (gaz de flash) provenant du séparateur 1er étage et du compresseur gaz de flash 2ème étage sont envoyés vers le système de compression du gaz d'expédition. Il sera prévu des aéroréfrigérants pour contrôler la température de gaz et des ballons séparateurs pour éliminer tout liquide contenu dans le flux de gaz.

Les gaz combinés sont comprimés dans le compresseur du gaz d'expédition et envoyés vers un système de déshydratation.

Le compresseur du gaz d'expédition est de type centrifuge et entraîné par un moteur électrique à vitesse variable.

Le système de compression du gaz d'expédition est constitué de deux trains identiques. Au stade de la Phase 1, un seul train est en service et l'autre en stand-by (100%×2) en régime normal de marche.

1-Procédé : Le système 23 est constitué des équipements suivants:

- le ballon d'aspiration (03V-2311A/B)

- l'ensemble moto-compresseur (03ME-2311A/B)
- le réfrigérant final (03HX-2311A/B)
- le ballon de refoulement (03V-2312A/B)

Les gaz combinés provenant du séparateur 1er étage (03V-1111) à une pression de 14.8 barg et du compresseur gaz de flash 2ème étage sont admis dans un ballon d'aspiration (03V-2311A/B), qui a pour fonction d'éliminer tout liquide entraîné. Puis le gaz est envoyé au compresseur, qui comprime le gaz jusqu'à 61.8 barg. Le gaz comprimé est refroidi par un réfrigérant (03HX-2311A/B). Le gaz refroidi est envoyé à un système de déshydratation.[1]

La figure ci-dessous donne plus des détails:

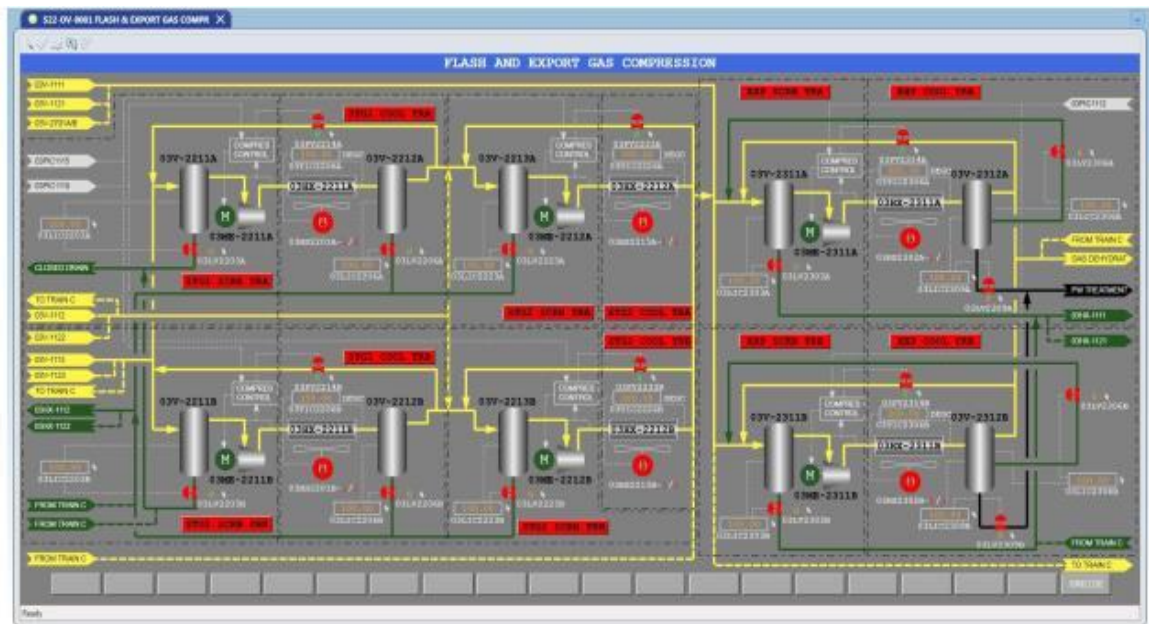


Fig II.3 :Système de compression du gaz d'expédition

III.1.Introduction:

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle dispose de nombreuses qualités abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, et la distribution.

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal de 75 % à 95 % de méthane (CH_4). Un pourcentage non négligeable de CO_2 et de H_2O ainsi que des traces de certains éléments métallique ; sous cette forme il est pratiquement inutilisable, donc il faut le traiter pour obtenir les gammes des produits consommables.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m^3 de production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

Le marché international demande un traitement rigoureux, afin que le transport et la distribution se font par canalisation de gaz naturel est caractérisé par certaines spécifications notamment le pouvoir calorifique, la teneur C_5^+ et la teneur en eau.

Pour obtenir du gaz «ON SPEC» le gaz brut venant des puits subit un traitement en chaîne pour éliminer l'eau et récupérer les fractions d'hydrocarbures lourdes.

Les modèles thermodynamiques permettent de calculer les différentes fonctions thermodynamiques (en particulier l'enthalpie) et de prévoir les équilibres entre phases.

Outre les propriétés thermodynamiques, il est nécessaire de connaître les propriétés de transport du gaz nature (viscosité, conductivité thermique) et son pouvoir calorifique. Les principales méthodes utilisées pour déterminer expérimentalement ces différentes propriétés physiques, ainsi que les corrélations employées pour les estimer en l'absence de données expérimentales, sont présentées la fin de ce chapitre.

III.2. Nature et caractérisation des différents types de gaz:

III.2. 1.Définition:

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface.

Considérons le diagramme de phases du fluide de réservoir (Figure III 1).

Sur ce diagramme, le domaine d'équilibre liquide-vapeur se situe entre la courbe de bulle et la courbe de rosée, qui représentent respectivement les conditions de saturation lorsque le mélange est entièrement liquide (100% de phase liquide) et entièrement gazeux (0 % de phase liquide).[8]

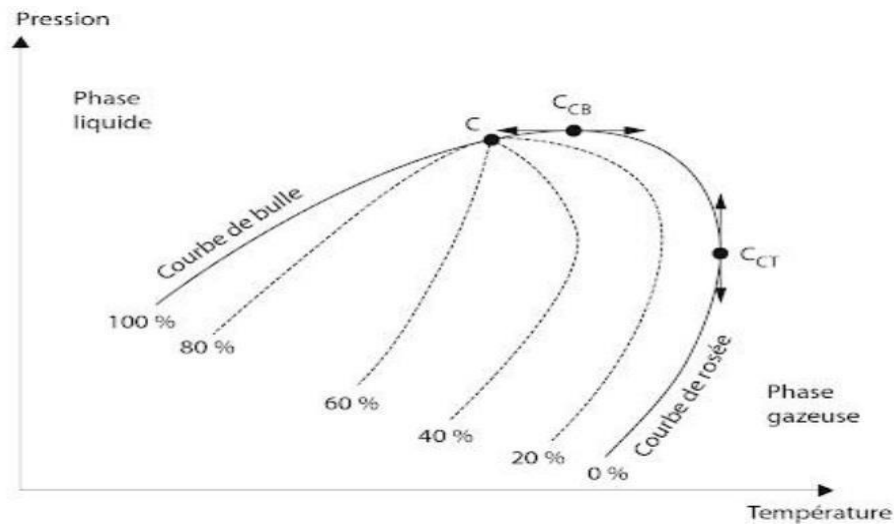


Fig III.1: diagramme des phases

La courbe de bulle et la courbe de rosée se rejoignent au point critique C.

Le cricondentherme C_{CT} désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique (courbe de bulle et courbe de rosée) qui correspond à la température maximale d'existence d'un équilibre diphasique.

Le cricondenbar C_{CB} désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique pour lequel la pression est maximale.

Les courbes tracées en pointillés représentent les courbes d'équilibre correspondant à différentes proportions molaires de phase liquide.

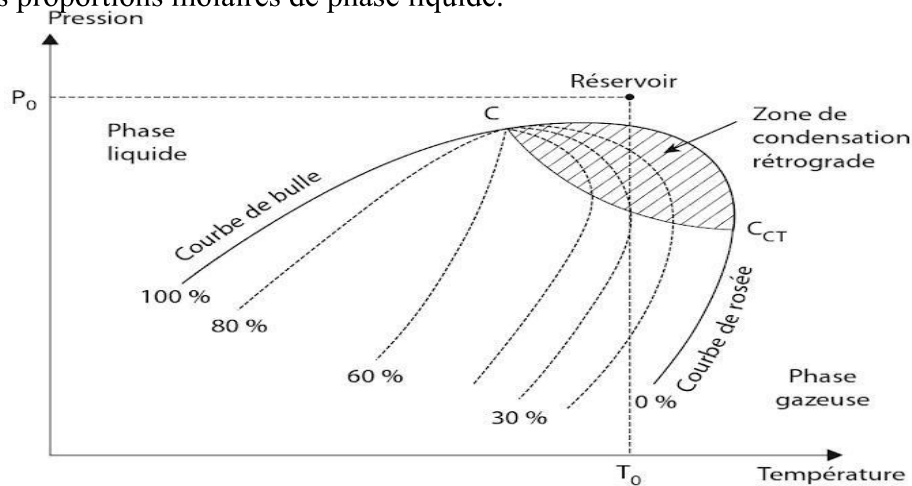


Figure III.2: condensation de rétrograde

La région hachurée sur la figure III 2 est qualifiée de zone de condensation rétrograde. Dans cette zone, l'abaissement de pression conduit à la formation d'une phase liquide.

En effet, considérons une décompression isotherme à la température T_0 traversant la zone de condensation rétrograde. Lorsque la pression est abaissée à partir d'une valeur initiale P_0 , la première goutte de liquide apparaît au moment où l'isotherme traverse la

courbe de rosée, puis la proportion de liquide augmente avec l'abaissement de pression: c'est le phénomène de condensation rétrograde. Sur l'exemple représenté sur la figure III 2, la fraction liquide atteint une valeur maximale de 30 %. Cette valeur maximale de la fraction liquide déposée marque la fin du phénomène de condensation rétrograde.

L'abaissement de pression conduit alors à une vaporisation progressive de la fraction liquide, jusqu'au moment où la courbe de rosée est à nouveau traversée. Le mélange redevient alors entièrement gazeux.

La forme de l'enveloppe du domaine diphasique dépend de la composition du gaz naturel. Si le gaz est formé de méthane presque pur, le domaine diphasique est étroit et se réduit à une courbe unique pour du méthane pur (courbe d'équilibre liquide-vapeur du méthane).

Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente, le domaine diphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production.

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 cas suivants:

- Gaz sec, ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production.
- Gaz humide, formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface.
- gaz à condensat, formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production.
- Gaz associé, coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole).

Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous. [9]

III.2.2. Gaz sec et gaz humide:

Un gaz sec ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique (Figure III 3). [10]

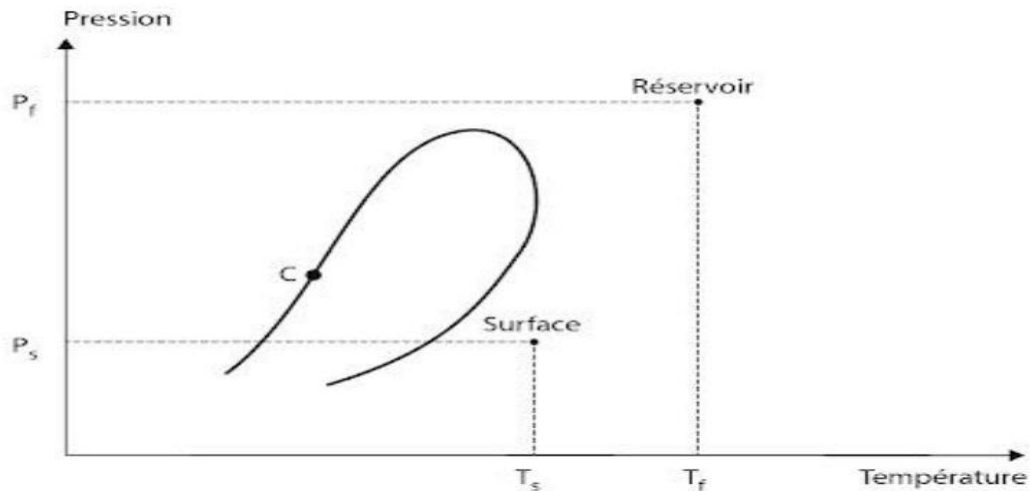


Figure III.3: diagramme des phases d'un gaz sec

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide. Ceci reste vrai lorsque la pression dans le réservoir décroît avec le temps, pendant l'exploitation du gisement. Cette situation implique un domaine diphasique relativement étroit. Le gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane.

Un gaz est dit humide s'il y a production de phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement (Figure III 4).

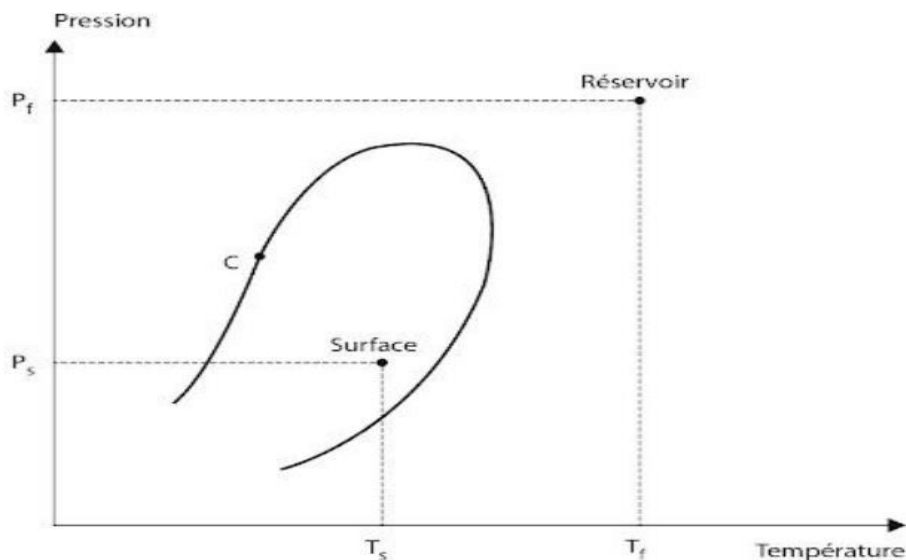


Figure III.4: diagramme des phases d'un gaz humide

Dans le cas d'un gaz humide, la température du réservoir est supérieure à la température du cricondentherme et l'isotherme qui correspond à la température du réservoir ne traverse pas la zone diphasique: il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse au cours de production (« déplétion » du gisement).

Par contre, il se forme une phase liquide en surface, le point de coordonnées P_s , T_s qui représente les conditions de surface, étant situé dans le domaine liquide-vapeur.

Tant que les conditions en surface restent constantes, la fraction liquide produite en surface et la composition de l'effluent n'évoluent pas au cours du temps. Lorsque la pression diminue au cours de l'exploitation du gisement, la fraction liquide produite en surface tend également à diminuer.

Un tel gaz est normalement plus chargé en hydrocarbures lourds (C_{5+}) qu'un gaz sec.

III.2.3. Gaz à condensat

Dans le cas d'un gaz à condensat, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde. La température T_f du réservoir est comprise entre la température critique et la température du cricondentherme, tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde (Figure III 5). [11]

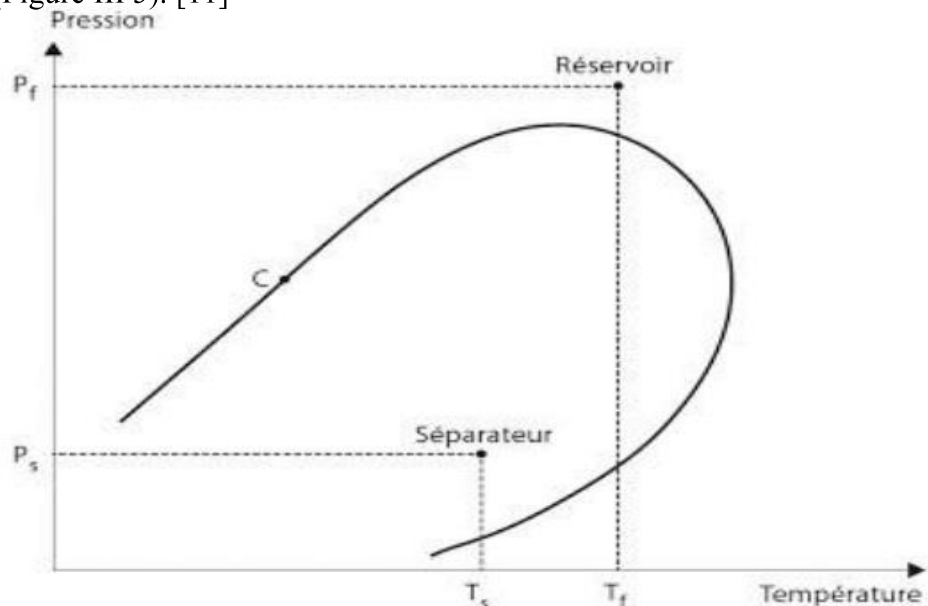


Figure III.5: diagramme des phases d'un gaz condensat

Lors de la production, la décompression du gaz à la température T_f conduit à la formation par condensation rétrograde d'une phase liquide qui se dépose dans la roche-réservoir. Au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit, avec production de liquide en surface.

Dans la majorité des cas, la pression initiale est proche de la pression de rosée rétrograde et la mise en production amène très vite une condensation d'hydrocarbures. La phase condensée s'enrichissant en constituants lourds, la composition du gaz produit évolue en fonction du temps.

III.2.4. Gaz associé :

Le gaz associé coexiste dans la roche-réservoir avec un gisement de pétrole.

Il peut être présent sous forme de gaz dissous dans l'huile, ou sous forme de gaz de couverture (gas-cap) Situé au-dessus de la réserve de pétrole (huile). La figure III.6 représente le cas d'un réservoir d'huile à gaz cap. [12]

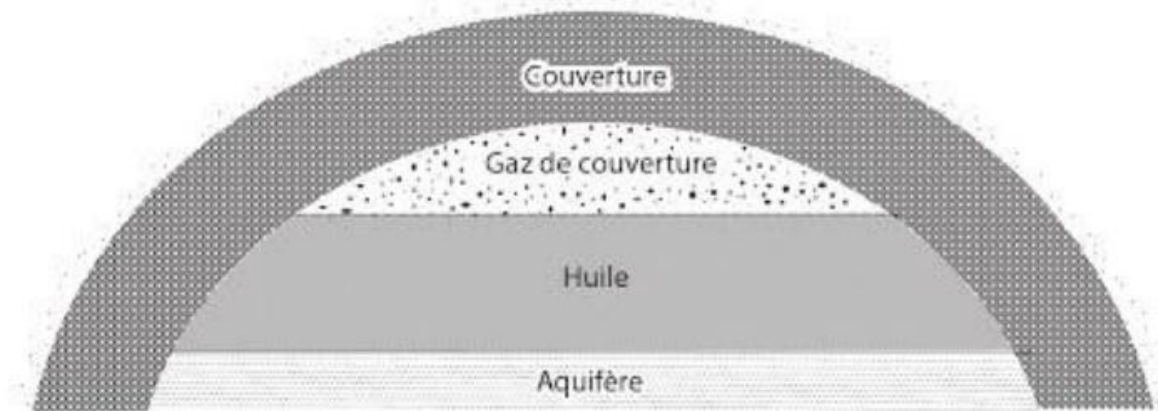


Figure III.6: coupe schématique d'un gisement d'huile et de gaz associé

Examinons le diagramme de phases du système formé par l'huile et le gaz associé présents dans le réservoir.

Le point qui représente les conditions dans le réservoir se trouve alors dans le domaine diphasique. Le mélange se compose en effet d'une phase liquide (huile) et d'une phase gazeuse. [13]

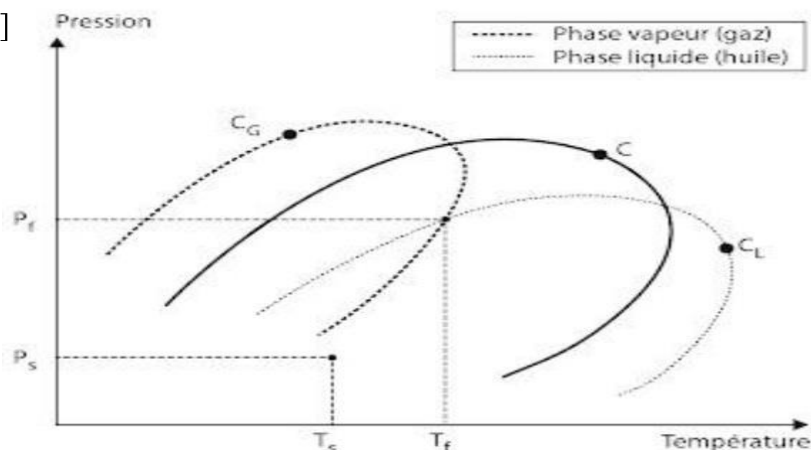


Figure III.7: diagramme de phases du système huile et gaz associé.

Chacune de ces phases, considérées isolément, est représentée par un diagramme différent. Les diagrammes des mélanges formant respectivement la phase vapeur (gaz associé de couverture) et la phase liquide (huile), en équilibre à l'interface, sont tracés en pointillés sur la figure III 7. Ces deux phases sont saturées et le point qui représente les conditions de température et de pression à l'intérieur du réservoir, au niveau de l'interface, se trouve sur les enveloppes respectives du domaine diphasique, relatives à chacune des phases. Lorsque l'huile est produite, la pression diminue et une partie du gaz dissous est libérée. Cette fraction gazeuse est habituellement séparée en surface (lorsque la production n'est pas assurée en écoulement polyphasique). Le gaz qui reste dissous dans les conditions

du séparateur est ensuite libéré par détentes successives, la dernière détente étant réalisée à une pression voisine de la pression atmosphérique.

La quantité de gaz dissous ainsi libérée est caractérisée par le GOR (Gas Oil Ratio) défini comme le rapport des volumes respectifs de gaz libéré et d'huile résiduelle, généralement déterminés aux conditions standards. Selon la quantité de gaz initialement dissous, l'huile subit une contraction de volume; le rapport du volume occupé par le liquide dans les conditions standards (ou éventuellement dans les conditions de surface) sur le volume occupé dans le réservoir s'appelle le facteur de contraction. Les huiles à forte contraction ou huiles volatiles sont caractérisées par un GOR, aux conditions standards, supérieur à 200 et les huiles à faible contraction par un GOR inférieur à 100 .

Si le fluide présent dans le réservoir se trouve dans des conditions voisines des conditions critiques, il peut évoluer de manière continue l'état liquide à l'état gazeux sans apparition d'interface huile/gaz. Entre les zones occupées par chacune ces phases se situent une zone critique dans laquelle la transition de l'une à l'autre s'effectue sans discontinuité. [14]

III.3.Composition chimique du gaz naturel :

III.3.1.Nature des constituants présents dans le gaz naturel

En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures : éthane, propane, butane, pentane et en teneurs plus faibles plus faibles, des hydrocarbures plus lourds. Les hydrocarbures en C_3 et C_4 forment la fraction GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié). La fraction la plus lourde, correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C_{5+}) est appelée gazoline, le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures, notamment de l'eau et des gaz acides : dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré, ainsi que de l'azote, de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic).Le tableau III 1 présente quelques constantes physiques pour les principaux constituants présents dans le gaz naturel (masse molaire M , température de fusion T_{fs} , température d'ébullition T_b , volume molaire liquide V_l déterminé au point normal d'ébullition). [15]

Tableau III 1: propriétés physique des constituants du gaz naturel

Composés	M (kg/kmol)	T _{fs} (K)	T _b (K)	V ₁ (m ³ /kmol)
Éléments				
Hydrogène	2.016	13.95	20.39	0.028604
Hélium	4.003	1.76	4.22	0.032275
Azote	28.014	63.15	77.35	0.034678
Oxygène	31.999	54.36	90.17	0.028020
Composés minéraux				
Eau	18.015	273.15	373.15	0.018069
Oxyde de carbone	28.010	68.15	81.70	0.035456
Dioxyde de carbone	44.010	216.58	194.67	0.037278
Hydrogène sulfuré	34.082	187.68	212.80	0.036142
Paraffines				
Méthane	16.043	90.67	111.66	0.037832
Ethane	30.070	90.35	184.55	0.055203
Propane	44.097	85.46	231.11	0.075642
i-Butane	58.123	113.54	261.43	0.097704
n-Butane	58.123	134.86	272.65	0.096553
n-Pentane	72.150	143.42	309.22	0.116126
n-Hexane	86.177	177.84	341.88	0.131306
n-Heptane	100.204	182.57	371.58	0.147014
n-Octane	114.231	216.38	398.83	0.163507
n-Nonane	128.258	219.63	423.97	0.179321
n-Décane	142.285	243.49	447.30	0.195342
Cycloparaffines				
Cyclopentane	70.134	179.31	322.40	0.093509
Cyclohexane	84.1661	279.69	353.87	0.108860
Aromatique				
Benzène	78.114	278.68	353.24	0.089495
Toluène	92.141	178.18	383.78	0.106556
Éthylbenzène	106.167	178.20	409.35	0.122681

Tableau III.2: Composition de quelques gaz associés (% volume)

	Parentis (France)	Ekofisk (Norvège)	Maracaibo (Venezuela)	Uthmaniyah (Arabie saoudite)	Burgan (Koweït)	Kirkouk (Irak)	Ardjuna (Indonésie)	Moyennes typiques
Méthane	73.6	83.3	82	55.5	74.3	56.9	65.7	60 à 80
Ethane	10.2	8.5	10	18	14	21.2	8.5	10 à 20
Propane	7.6	3.4	3.7	9.8	5.8	6	14.5	5 à 12
Butanes	5	1.5	1.9	4.5	2	3.7	5	2 à 5
C ₅₊	3.6	1	0.7	1.6	0.9	1.6	0.8	1 à 3
Azote	-	0.3	1.5	0.2	2.9	-	1.3	-
H ₂ S	-	-	-	1.5	0.1	3.5	-	-
CO ₂	-	2	0.2	8.9	-	7.1	4.1	-

L'hydrogène sulfuré pose les problèmes les plus critiques. Toutefois, les gaz qui en possèdent des proportions supérieures à 10 %, comme ceux de Lacq, Pécorade, Barenburg (Allemagne) et Astrakhan (CEI) sont relativement rares et de nombreux gaz sont pratiquement dénués d'hydrogène sulfuré.

L'azote et le dioxyde de carbone constituent des impuretés usuelles de tous les gaz naturels, avec des proportions moyennes de l'ordre de 0.5 à 5 % pour l'azote (et des maxima qui peuvent dépasser 25 %) et de 0.5 à 10 % pour le dioxyde de carbone (avec des maxima qui peuvent atteindre 70 % pour certains gisements commerciaux).

Certains composés aromatiques (BTX : benzène, toluène, xylènes) peuvent être présents, posant des questions de sécurité en raison de leur toxicité. [16]

III.4. Propriétés et caractéristiques :

III.4.1. Densité et masse volumique :

La masse volumique d'un gaz représente la masse d'une unité de volume du gaz et s'exprime en kg/m³. Elle est fonction de la température et de la pression. En dehors de conditions spécifiées, on se réfère à des conditions dites normales et standards:

- conditions normales : Température : 0 ° C, Pression : 1 atm = 101325 Pa (1atm).

- conditions standards : Température : 15 °C, Pression : 1 atm = 101325 Pa (1 atm).

Connaissant la masse volumique du gaz, aux conditions normales ou standards, les quantités de gaz exprimées en m³ (n) ou m³(st) peuvent être converties en quantités exprimées en kg.

Le volume massique (ou spécifique) représente le volume occupé par une unité de masse du gaz. Il est donc égal à l'inverse de la masse volumique, et s'exprime en m³/kg.

La densité d'un est définie comme le rapport de la masse volumique du gaz dans des conditions de référence sur la masse volumique de l'air dans les mêmes conditions, en se référant soit aux conditions normales, soit aux conditions standards.

La densité d'un gaz: naturel est mesurée par des balances qui permettent de comparer à une même température la poussée d'Archimède exercée sur un flotteur par de l'air et par le gaz à étudier.

En faisant l'hypothèse que dans les conditions de référence considérées, une mole du gaz étudié occupe le même volume qu'une mole d'air, la densité du gaz devient égale au rapport de la masse molaire du gaz M_g Sur la masse molaire de l'air M_a :

$$d = \frac{M_g}{M_a}$$

Soit :

$$d = \frac{M_g}{28.964} \text{ à } 15 \text{ °C}$$

Connaitre la variation du volume massique et de la densité avec la pression et la température, revient à déterminer l'équation d'état $p(P, V, T) = 0$ soit expérimentalement, soit au moyen d'un modèle reliant les propriétés thermodynamiques du gaz considéré à sa composition . [17]

III.4.2.Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m³).

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

a- Pouvoir calorifique supérieur (PCS):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide. [18]

b- Pouvoir calorifique inférieur (PCI):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur. [18]

III.5. Technique de traitement du gaz naturel

Il faut noter que le gaz qui sort du réservoir par les puits producteurs est de forme d'un mélange de : gaz, condensât, GPL, eau du gisement. Cet effluent est acheminé par un réseau de collecte vers les modules.

Le traitement consiste en la séparation des différents constituants du gaz brut au niveau des modules de traitement. Ces derniers sont munis d'équipements spécifiques, pour assurer cette séparation conformément à des techniques et à des procédés appropriés. [19]

III.5.1. Procédé HUDSON

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée « Turbo-Expander » qui permet d'atteindre un niveau de température de -38°C .

Le procédé Hudson est très performant car il permet une grande récupération des hydrocarbures liquides. [19]

III.5.2. Procédé PRITCHARD :

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigérant pour atteindre enfin de cycle une température voisine à -23°C . Le traitement de gaz s'effectue globalement en 5 étapes:

a- Séparation de l'eau de gisement :

Cette opération s'effectue dans des ballons séparateurs par simple décantation sous l'effet de différence des densités. Cette eau est envoyée vers un système de séparation Eau Hydrocarbures puis vers les installations de déshuilage et enfin injectée dans un puits borbier foré dans une formation géologique étendu.

b- Déshydratation du gaz :

Elle est réalisée afin d'éliminer l'eau se trouvant à l'état vapeur dans le gaz et pouvant subir un changement de phase avec le changement de la pression ou la température.

Pour ce, on injecte en continu un produit chimique ayant le pouvoir d'absorber l'eau, ce produit qui est le diéthylène Glycol. Cette injection se fait dans différents points des circuits pour éviter la formation de givre (hydrates) au niveau des sections de refroidissement du procédé. [19]

c- Séparation des hydrocarbures gazeux et liquides

Elle est basée sur le principe de refroidissement progressif du gaz pour condenser tous les hydrocarbures liquides (condensables) contenus dans le gaz. Ces liquides sont récupérés dans des ballons séparateurs puis envoyés vers la section de stabilisation et de fractionnement.

Le refroidissement de gaz est obtenu en trois étapes :

- refroidissement dans des échangeurs de chaleur par échange thermique avec un fluide froid.
- refroidissement par détente (chute de pression) à travers une vanne qui entraîne une chute de température. [19]
- refroidissement supplémentaire par échange thermique en utilisant un fluide réfrigérant tel que le propane. [19]

d- Stabilisation et fractionnement des liquides en condensât et GPL

Elle consiste à faire passer tous les liquides récupérés au niveau des ballons séparateurs à travers une colonne de rectification appelée « Débutaniseur » afin de les débarrasser de tous les gaz dissous dans ces liquides.

Le fractionnement consiste à faire passer le liquide à travers une 2^{ème} colonne de rectification appelée « Débutaniseur » afin de séparer ces liquides en GPL et condensât produit. [19]

e- Récupération des gaz à moyenne et basse pression

Ces gaz proviennent respectivement des ballons séparateurs et du dééthaniseur où ils se dégagent des liquides suite à la détente ou au chauffage.

Ils sont collectés et comprimés par un turbocompresseur jusqu'à une pression permettant de les expédier avec le gaz sec produit vers le ZCINA.

IV.1.Introduction :

Le Compresseur est une machine qui a pour fonction d'élever la pression du fluide compressible qui le traverse. Son nom traduit le fait que le fluide se comprime (son volume diminue) au fur et à mesure de l'augmentation de pression.

Les gaz étant des fluides compressibles nécessitent des compresseurs, alors que les liquides incompressibles nécessitent des pompes pour des taux de compression très faibles, les gaz peuvent être considérés comme incompressibles on utilise alors ce qu'on appelle des soufflantes ou des ventilateurs.

• L'élévation de pression d'un gaz pour un compresseur est utilisée pour atteindre un niveau de pression déterminé par des processus tels que :

- Les réactions chimiques (pression convenable le catalyseur).
- Le stockage dans les cavités.
- La liquéfaction ou la séparation.
- Les cycles de réfrigération.
- L'alimentation des réseaux d'air comprimé,etc. [20]

IV.2.But:

Les compresseurs sont des équipements mécaniques permettant d'élever la pression d'un gaz. Les applications des compresseurs sont très diversifiées :

- ✓ fabrication d'air comprimé (air instrumentation, nettoyage de pièces, peinture...).
- ✓ compression et déplacement des gaz de procédés.
- ✓ transport des matières pulvérulentes (transports « pneumatiques » des poudres).
- ✓ réalisation de vide et de dépression (distillation, cristallisation sous vide, évaporation...).
- ✓ assainissement des locaux (ventilation, climatisation...).
- ✓ brassage de bassins de fermentation.

On peut classer les compresseurs en quatre catégories principales, qui seront détaillées dans ce chapitre:

- ✚ Alternatif (volumétrique)
- ✚ Rotatif (volumétrique)
- ✚ Centrifuge
- ✚ Axial-flow [21]

IV.3. Les catégories principales de compresseur

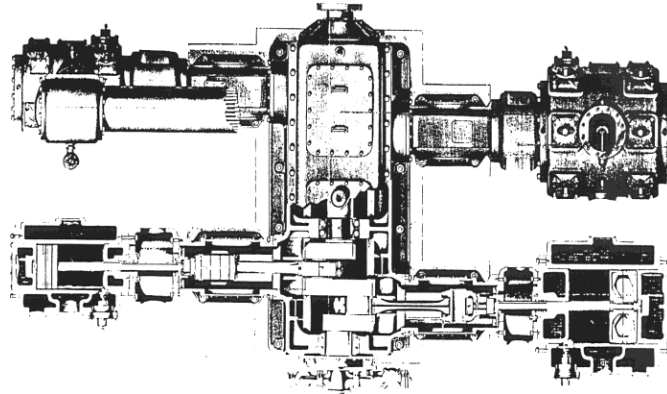


Figure IV 01 : Compresseur alternatif

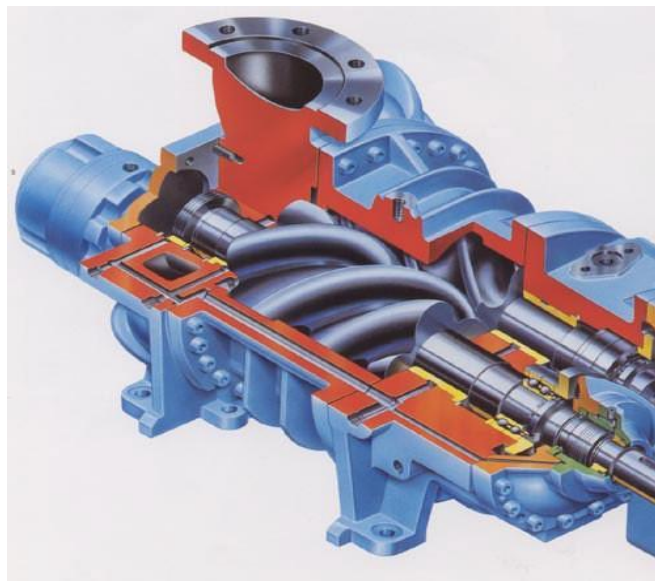


Figure IV 02 : Compresseur rotatif à vis



Figure IV 03 : Compresseur centrifuge

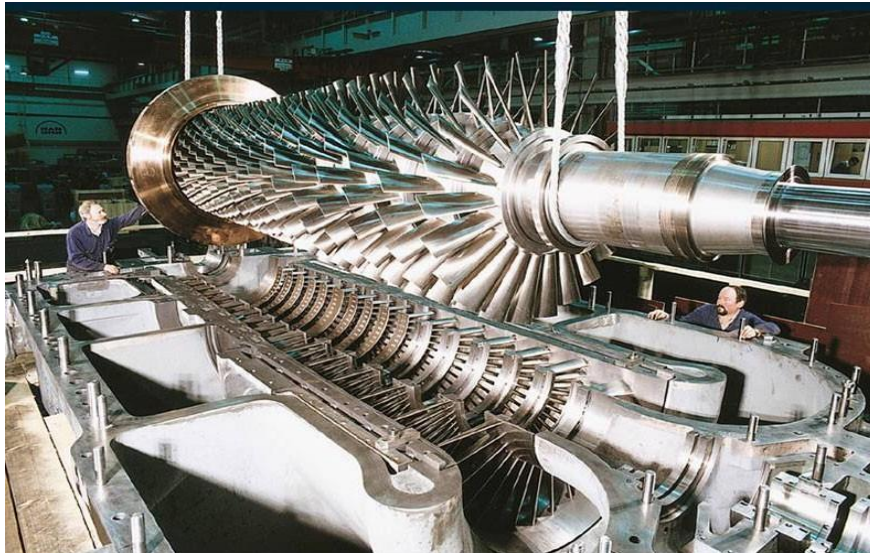


Figure IV 04 : Compresseur axial

IV.3.1. Les compresseurs volumétriques

IV.3.1.1. Alternatifs

a- Compresseur à piston:

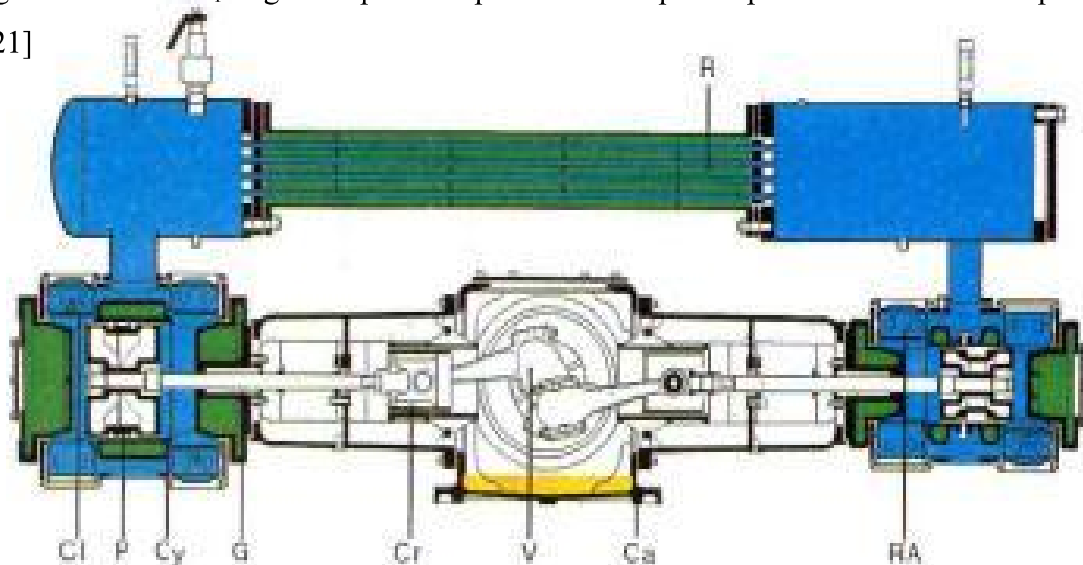
Systèmes bielle-manivelle :

La variation de volume et la compression du gaz sont obtenues par le mouvement alternatif d'un piston à l'intérieur d'un cylindre, ce mouvement étant créé par un système de transformation de mouvement bielle-manivelle figure IV 05.

En partant du volume maximal V_1 , le cycle comprend successivement: la compression et le refoulement pendant la course aller, la détente et l'aspiration pendant la course retour.

Dans un cycle idéal, où le volume est nul en fin de refoulement, le débit-volume, mesuré aux conditions thermodynamique d'aspiration est, pour chaque tour de vilebrequin, égal au volume V_1 engendré par le déplacement du piston pendant la course d'aspiration.

[21]



*Figure IV 05: Compresseur à piston alternatif (Système bielle-manivelle)***b- Compresseur a membrane**

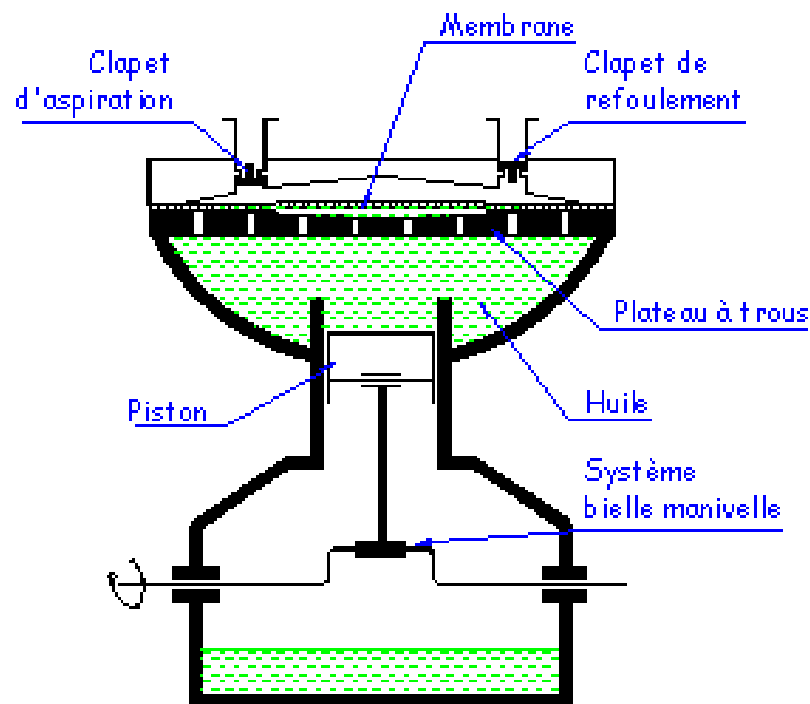
C'est la déformation élastique d'une membrane qui assure l'aspiration et la compression du gaz. Un système hydraulique permet d'assurer la flexion de la membrane : un piston se déplace dans le cylindre et agit sur le fluide hydraulique qui transmettra son mouvement oscillatoire à la membrane.

Le rôle du plateau à trous est d'assurer une bonne répartition du fluide sous la membrane.

Celle-ci est souvent constituée de trois disques métalliques : ce système a l'avantage de permettre la détection de la rupture de la membrane par une mesure de pression.

La membrane assure une étanchéité statique côté gaz procédé. De ce fait, les compresseurs à membrane sont utilisés pour des gaz dangereux, nocifs et corrosifs.

La membrane permet également de réaliser l'étanchéité vis à vis de la partie mécanique. [22]

*Figure IV 06 : Compresseur à membrane***IV.3.1.2. Rotatifs****a- Le compresseur à palettes:**

Il est constitué d'un stator dans lequel tourne un rotor excentré. Ce dernier est muni de rainures dans lesquelles coulissent des palettes qui sont plaquées contre la paroi du stator par la force centrifuge. Sous l'action de la force centrifuge, les palettes sont continuellement appliquées contre le cylindre. Le volume compris entre deux palettes est variable.

Le gaz aspiré par augmentation progressive du volume est ensuite emprisonné entre deux palettes et transporté vers le refoulement.

Dans cette zone refoulement, le volume diminue et le gaz comprimé s'échappe dans la tuyauterie de refoulement. [23]

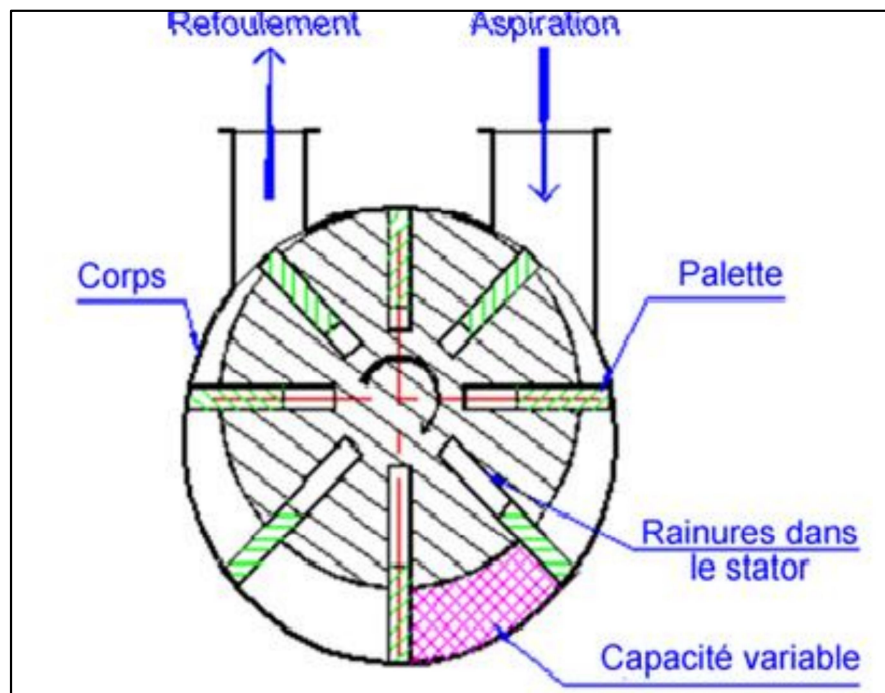


Figure IV 07 : Compresseur à palettes

b- Le compresseur à vis:

La partie mobile est composée de deux vis s'engrenant l'une dans l'autre.

Ces deux vis tournent en sens contraire. Le passage du gaz s'effectue parallèlement aux axes des deux vis.

La vis femelle comporte toujours un pas de plus que la vis mâle avec un profil différent.

[23]



Figure IV 08 : Vis male et femelle

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

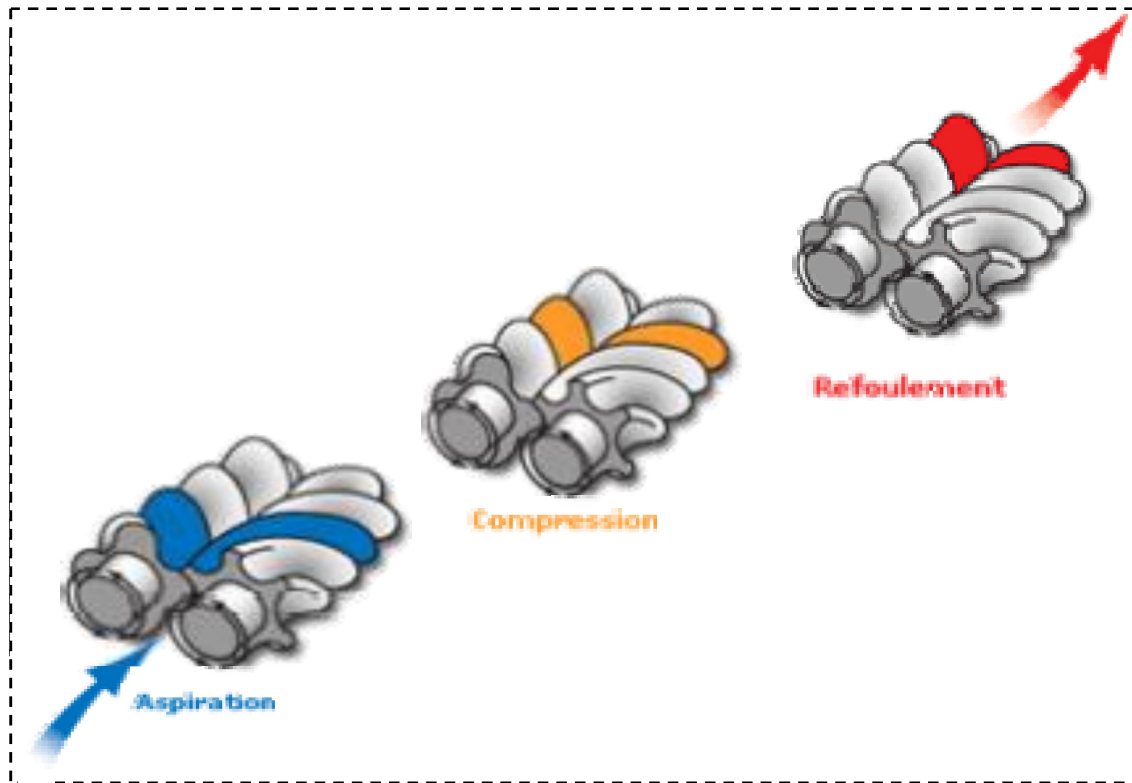


Figure IV 09 : Cycle de compression

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

1ère phase : Aspiration

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

2ème phase : Compression

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

3ème phase : Refoulement

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

Remarque :

Pour assurer un débit de gaz continu au refoulement, le système est conçu de telle sorte

qu'il y ait toujours 2 cannelures en contact avec la lumière d'aspiration et de refoulement.

Une cannelure communique donc avec la lumière de refoulement avant que la précédente ne se soit complètement vidée et soit passée au-delà. [24]

IV.3.2.Les compresseurs dynamique

IV.3.2.1.Les compresseurs centrifuges :

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

Ces compresseurs sont très utilisés en raffinage et dans l'industrie chimique et pétrochimique ; ils sont très compacts et peuvent développer des puissances importantes comparées à leur taille ; dans leur plage de fonctionnement, ils n'engendrent pas de pulsation de pression au niveau des tuyauteries ; ces qualités permettent des installations légères, pour l'environnement de ces compresseurs. Il est un dispositif de compression dynamique qui utilise la force centrifuge pour augmenter la pression du gaz d'un point à un autre.

Il est constitué par:

- une roue à aubes tournant autour de son axe
- un distributeur dans l'axe de la roue
- un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute. [25]



Figure IV 10 : Compresseur centrifuge 03ME-2311A

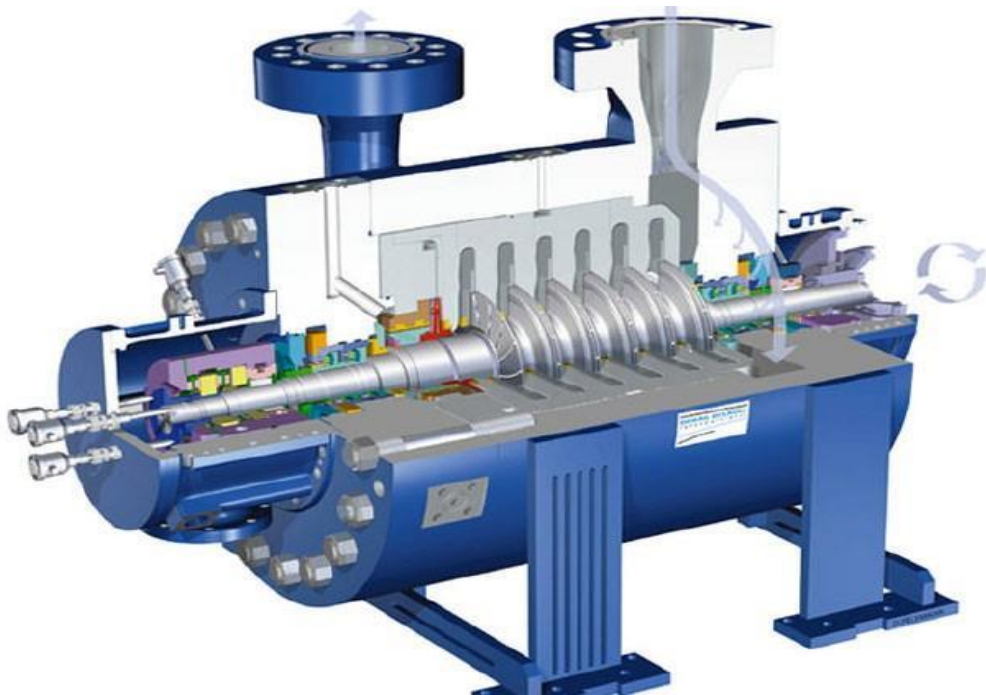


Figure IV 11 : Compresseur centrifuge

a- Type et principe de fonctionnement d'une roue:

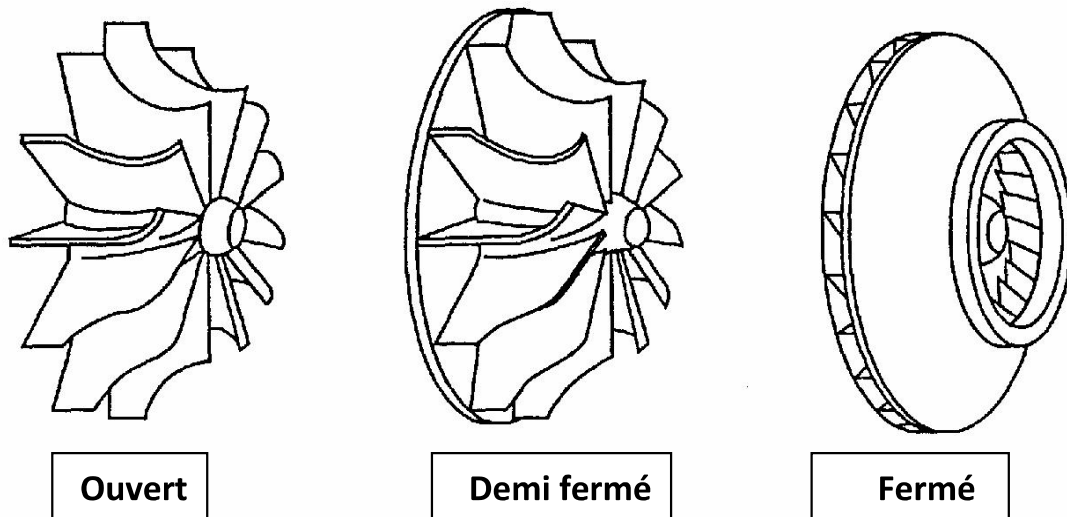


Figure IV 12 : Roue d'un compresseur centrifuge

La roue ouverte est utilisée pour les débits moyens et les hautes pressions de refoulement. Elle est seulement utilisée dans les compresseurs à un étage.

La roue demie fermée est utilisée pour les grands débits. Ce type de roue peut aussi être utilisé pour équiper les compresseurs multi étages ou simple étage.

La roue fermée est utilisée principalement dans les compresseurs multi étages.

Les roues permettent de comprimer la quantité voulue de gaz aux conditions de pression d'opération.

Ces roues sont montées sur un arbre, l'ensemble constituant le rotor dont la vitesse de rotation peut dépasser 20 000 t/mn.

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

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

- Le canal d'entrée du gaz de la bride d'aspiration à l'entrée de la première roue.
- Le diffuseur à la sortie de chaque roue. Dans le diffuseur se produit une augmentation de pression de gaz par ralentissement ; due à l'augmentation de section.
- Le canal de retour qui guide le fluide a la sortie du diffuseur et l'amène à l'entrée de la roue.
- La volute d'évacuation du gaz vers la bride de refoulement [26]

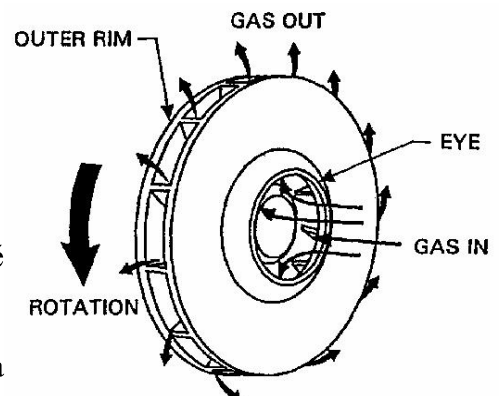


Figure IV 13 : Roue fermée

IV.3.2.2. Compresseur axiaux

Le gaz traverse le compresseur parallèlement à l'axe de la roue mobile.

Le rotor aspire et accélère le gaz.

Le gaz est alors ralenti dans le stator.

Cette chute de vitesse provoque une augmentation de la pression du gaz. [27]

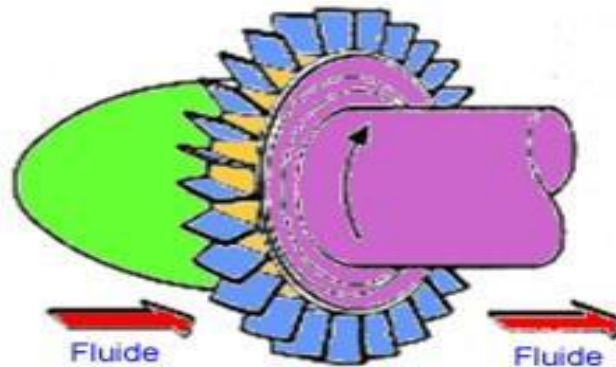


Figure IV 14 : Principe de la roue axiale

IV.3.2.3. Compresseur à lobes (Roots)

Ils comprennent deux rotors engrenés qui ont le profil d'un lobe.

Ils sont logés dans un corps muni de deux orifices, un pour l'aspiration, l'autre pour le refoulement.

L'entraînement des deux rotors se fait en sens inverse l'un de l'autre. [28]

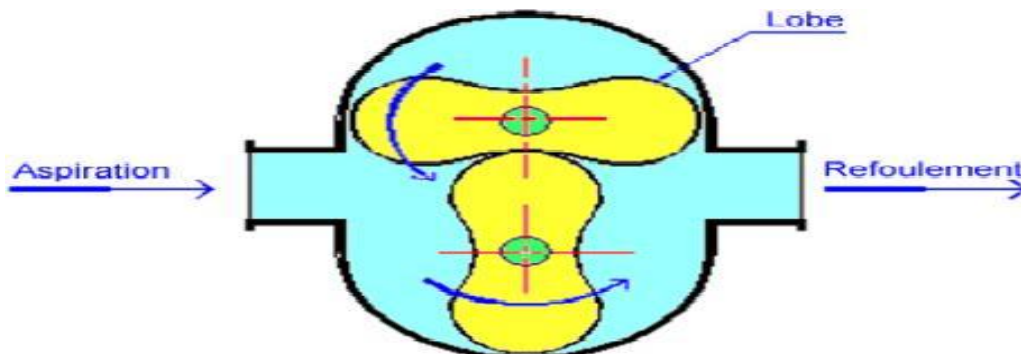


Figure IV 15 : Principe de fonctionnement du compresseur à lobes

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

La rotation des rotors se faisant sans contact, il n'est pas nécessaire de les lubrifier et la compression est donc exempte d'impuretés. [29]

IV.3.3. Caractéristiques générales

- Débit : de 200 à 30 000 m³/h
- Taux de compression usuel : de 1.2 à 1.8
- Vitesse de rotation courante : 1500 à 2000 tr/mn

IV.3.4.Comparaison entre les différents types des compresseurs:

Tableau IV 1: Avantages et inconvénients des différents types de compresseurs

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

IV.4. Description et principe de fonctionnement des compresseurs centrifuges :

IV.4.1. Description générale :

Le compresseur centrifuge est une machine "dynamique" à écoulement continu de fluide .Des roues solidaires à l'arbre fournissent de l'énergie à ce dernier. Une partie de cette énergie est transformée en augmentation de pression directement dans les roues, le reste dans le stator, c'est-à-dire dans le diffuseur.

Ce type de machine est constitué par (voir Fig.7) un corps extérieur contenant la partie du stator dite ensemble de diaphragmes (B) où est introduit un rotor formé par l'arbre (C), une ou plusieurs roues (D), le piston d'équilibrage (E) et le collet (F) du palier de butée.

Le rotor entraîné par la machine motrice moyennant le moyeu (G) tourne sur les paliers porteurs (H) et est gardé dans sa position axiale par le palier de butée (I). Des dispositifs d'étanchéité à labyrinthe (L) et, si nécessaire, des étanchéités huile d'extrémité agissent sur le rotor. [29]

IV.4.2.Principe de fonctionnement :

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

Le gaz est aspiré par le compresseur à travers la bride d'aspiration, il entre dans une chambre annulaire appelé volutes d'aspiration et converge uniformément vers le centre de toutes les directions radiales (voir la Fig. IV 16).

Dans la chambre annulaire du coté opposée par rapport à la bride d'aspiration, il existe une ailette pour éviter la formation de tourbillons du gaz. [29]

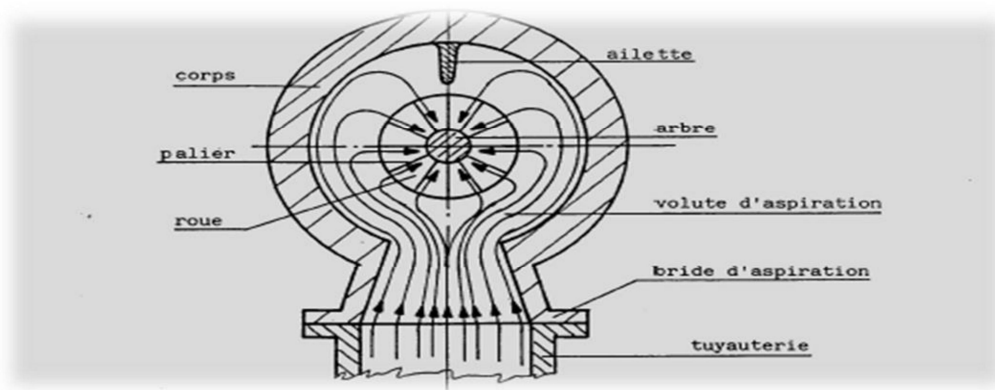


Figure IV 16 : Parcours du gaz à l'entrée du compresseur brides d'aspiration

Le gaz entre dans le diaphragme d'aspiration et donc aspiré par la première roue (voir la Fig. IV 17).

La roue pousse le gaz vers la périphérie en augmentant sa vitesse et sa pression ; la vitesse à la sortie aura une composante radiale et une composante tangentielle.

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

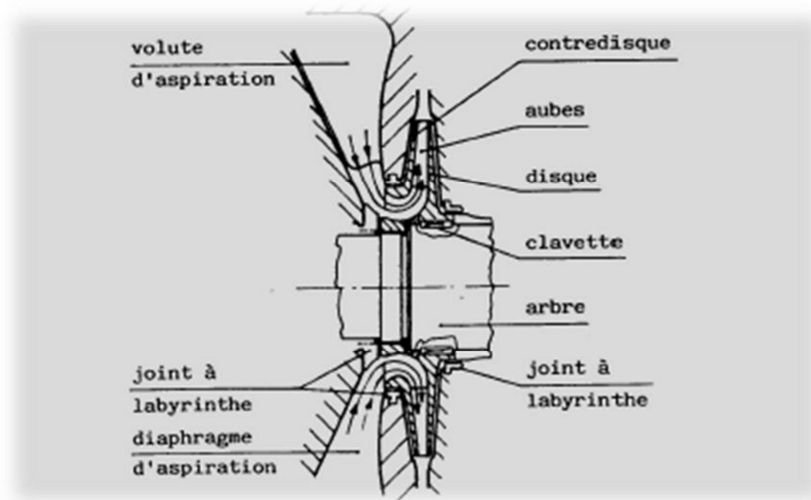


Figure IV 17 : Parcours du gaz au niveau de l'impulser

Puis le gaz parcourt le canal de retour ; celui-ci est une chambre circulaire délimitée par deux anneaux formant le diaphragme intermédiaire où se trouvent les aubes (voir Fig. IV 18). Qui ont à tâche de diriger le gaz vers l'aspiration de la roue suivante.

La disposition des aubes est telle qu'elle permet de redresser le mouvement en spirale du gaz de manière à obtenir une sortie radiale et une entrée axiale vers la roue suivante. Ensuite le gaz est aspiré par la deuxième roue et, pour chaque roue, le même parcours se répète. [29]

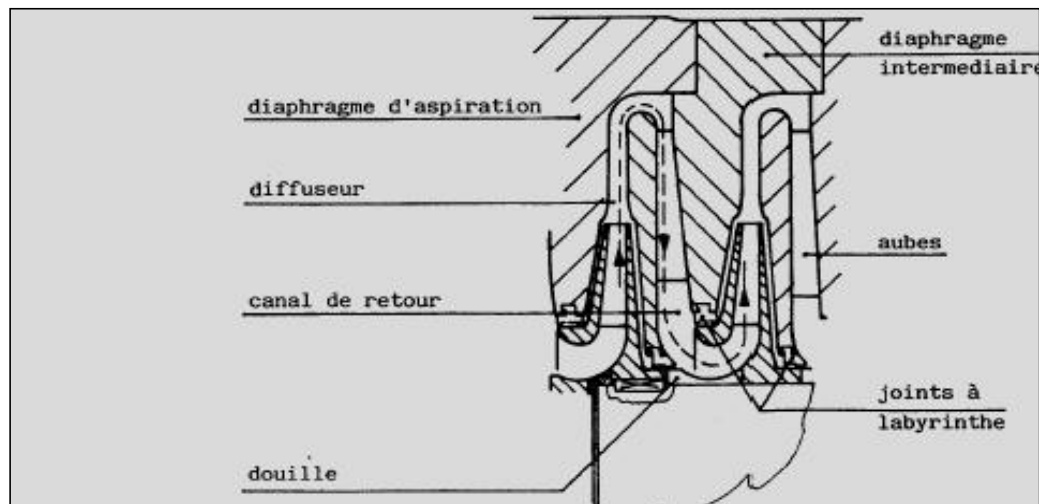


Figure IV 18: chambre circulaire délimitée par deux anneaux formant le diaphragme intermédiaire

La dernière roue de l'étage envoie le gaz dans un diffuseur qui mène à une chambre annulaire appelée volute de refoulement qui collecte le gaz de la périphérie des diffuseurs et le dirigeant vers la bride de refoulement, près de cette dernière il y a une autre ailette qui empêche le gaz de continuer à retourner dans la volute et qu'il envoie à la bride de refoulement (Voir la Fig. IV 19). [29]

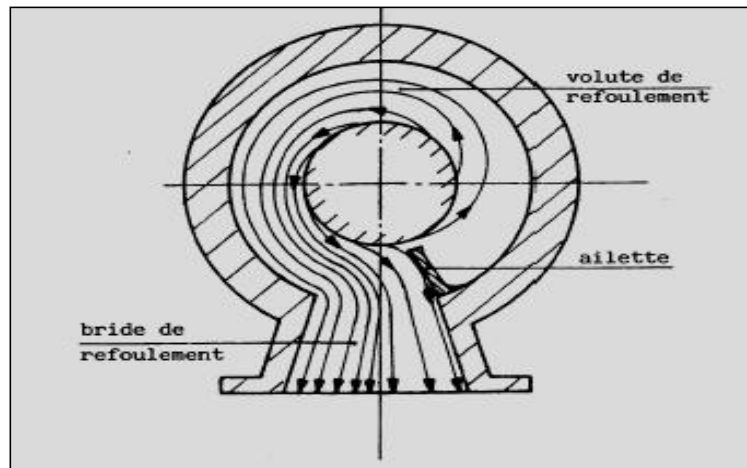


Figure IV 19: volute de refoulement

IV.5. Triangle des vitesses :

Une roue mobile de compression est schématisée sur la Figure IV 20. Où figurent ses caractéristiques géométriques :

r_1 : rayon de la roue à l'entrée.

r_2 : rayon de la roue à la sortie.

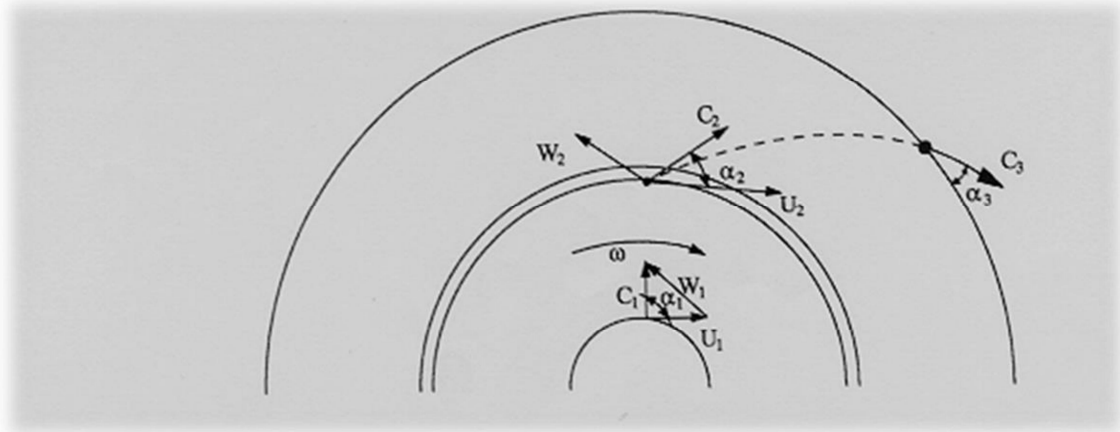


Figure IV 20: Le triangle des vitesses

Soit N la vitesse de rotation en tours par minute et $\omega = 2\pi N / 60$ la vitesse angulaire correspondante.

L'écoulement en chaque point est caractérisé par un triangle des vitesses déterminées par les trois vecteurs suivants :

$$\begin{aligned} \vec{U} &: \text{vitesse d'entraînement avec} & |\vec{U}| &= U \\ \vec{W} &: \text{vitesse relative dans la roue avec} & |\vec{W}| &= W \\ \vec{C} &: \text{vitesse absolue avec} & |\vec{C}| &= C \end{aligned}$$

On désigne par α et β les angles de $\vec{C}$ et $\vec{W}$ avec $\vec{U}$.

Il est utile de représenter le triangle des vitesses à l'entrée et le triangle des vitesses à la sortie de la roue, les paramètres d'entrée et sortie étant respectivement repérés par les indices (1) et (2).

A l'entrée de la roue (point (1)), on peut définir :

- La vitesse absolue C_1 telle que : $C_1 = \frac{Q_v}{S} = \frac{Q_m}{\rho_1 \times S_1}$. Avec ρ_1 la masse volumique

du fluide et S_1 la section de passage

- La vitesse C_1 est radiale.
- La vitesse d'entraînement U_1 telle que : $U_1 = r_1 \omega$.
- Le triangle de vitesse alors se ferme alors par la vitesse relative W_1 qui est la vitesse que verrait un observateur placé sur la roue avec, de façon générale :

A la sortie de la roue (point (2)), on a également : $\vec{C}_1 = \vec{U}_1 + \vec{W}_1$

- La vitesse absolue C_2 se décompose en vitesse débitante C_{2r} (projection de C_2 sur le rayon) et en vitesse tangentielle C_{2u} (projection de C_2 sur la tangente à la roue).

- La vitesse d'entraînement U_2 telle que : $U_2 = r_2 \omega$.
- La vitesse relative W_2 avec : $\vec{C}_2 = \vec{U}_2 + \vec{W}_2$

IV.6. Relation d'EULER :

Soit C le couple exercé sur l'arbre pour la compression (couple moteur moins le couple de frottement mécanique). [30]

L'application du théorème du moment cinétique à la roue mobile conduit à la relation d'EULER :

$$C = Q_m(r_2 \cdot C_2 \cdot \cos \alpha_2 - r_1 \cdot C_1 \cdot \cos \alpha_1)$$

Du système d'équation :

$$\begin{cases} P = C\omega \\ C = Q_m(r_2 \cdot C_2 \cdot \cos \alpha_2 - r_1 \cdot C_1 \cdot \cos \alpha_1) \\ P = Q_m g H_{th} \end{cases}$$

P : la puissance.

H_{th} : hauteur théorique.

On déduit :

$$H_{th} = \frac{(U_2 C_2 \cos \alpha_2 - U_1 C_1 \cos \alpha_1)}{g}$$

Par ailleurs l'entrée du gaz étant pratiquement toujours axial $\alpha_1 = \frac{\pi}{2}$ et $\cos \alpha_1 = 0$.

D'où:

$$H_{th} = \frac{U_2 C_{2} \cos \alpha_2}{g} = \frac{U_2 \cdot C_{u2}}{g}$$

Ou: $W_{th} = U_2 \cdot C_{2u}$

W_{th} : travail théorique

g : gravité

IV.7. Evolution des pressions dans un étage de compression :

L'évolution des pressions dans un étage de compression a l'allure des courbes représentées sur la figure (IV 21).

En effet, le fluide amont aspiré dans une enceinte ou circulant à faible vitesse (pour limiter les pertes de charge) dans une tuyauterie d'amenée, est accéléré dans un convergent; une partie de sa pression est transformée en pression dynamique ; la pression statique baisse. L'énergie introduite au niveau de la roue mobile est transformée en partie en pression statique P , en partie en pression dynamique, la somme des deux étant représentée par la pression totale P_t .

Le diffuseur, en ralentissant l'écoulement, récupère de la pression statique ; cette récupération se fait avec des pertes ; la pression totale, de ce fait, baisse. [31]

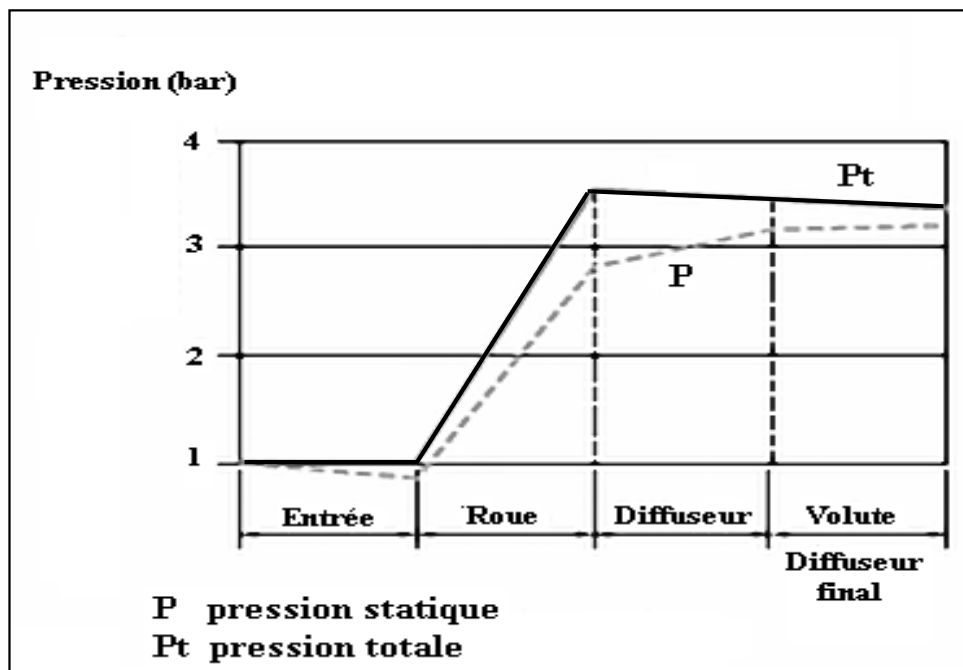


Figure IV 21: Evolution des pressions dans un étage de compression

V-Description des compresseurs 03ME-2311 A/B

V.1 Description du compresseur:

Le compresseur de gaz de flash entraîne par de moteur électrique à vitesse variable de type centrifuge avec un étage de compression.



Fig V.1: compresseur 03ME-2311A

V.1.1 Diaphragmes:

L'ensemble des diaphragmes, monté au tour de l'ensemble du rotor, constitue le composant statorique des étages de compression.

Les enceintes de diffusion sont constituées par des passages annulaires, c'est à travers les diaphragmes que l'énergie cinétique à la sortie des roues ou impulseurs est convertie en pression.

Les passages annulaires forment également les canaux des rotors qui acheminent efficacement, le gaz dans l'œil des roues ou impulseurs.

Les diaphragmes sont divisés selon un plan médian horizontal et sont montés à l'intérieur d'un contre corps, lui même divisé selon un plan médian horizontal formant ainsi deux paquets séparés.

Pour de très hautes pressions, il est nécessaire de raidir la structure de l'ensemble des diaphragmes ; on a recours alors à une double caisse en acier forgé.

La position des demi- diaphragmes supérieurs dans la moitié supérieure du contre corps est effectuée au moyen de vis de blocage, ce qui permet de soulever le contre-corps sans faire tomber les diaphragmes.

Les étanchéités à labyrinthe sont installées dans les diaphragmes à proximité de tous les points internes de dégagement dans le but de minimiser les fuites de gaz provenant des zones de refoulement et d'aspiration des roues ou impulsers.

Des bagues d'étanchéité, installées dans des rainures sur le pourtour du contre corps, empêchent toute fuite de gaz vers des zones à pression inférieure.

Une série de rouleaux placés dans des refoulements du contre corps inférieur, facilite l'introduction de l'ensemble complet diaphragmes/rotor dans le corps, cet ensemble est placé axialement et retenu par la tête d'aspiration.[4]



Fig V.2: diaphragmes

V.1.2 Le rotor:

Le rotor se compose d'un arbre sur lequel sont installés les impulseurs et les bagues d'écartement. Ces derniers sont montés à chaud sur l'arbre. Elles positionnent les impulseurs en direction axiale et protègent les sections de l'arbre, qui se trouvent entre les impulseurs, du contact avec le gaz. L'impulser est la partie du compresseur centrifuge destinée à faire augmenter la vitesse du gaz. Les impulseurs sont du type fermé avec les aubages tournés vers l'arrière. Ils sont montés à chaud et clavetés à l'arbre. Avant d'être monté sur l'arbre, chaque impulseurs est soumis à un équilibrage dynamique et à un essai de vitesse 15% supérieure à la vitesse maximale continue. Pendant le fonctionnement du compresseur, le rotor est soumis à une poussée axiale dirigée vers le coté aspiration, cette poussée est produite par la différencier de pression agissant sur le couvercle et le disque des impulseurs. La poussée est presque totalement équilibrée par le tambour d'équilibrage.[4]



Fig V.3: le rotor

V.1.3 Les roues :

Les roues sont frettées sur l'arbre, des languettes ayant la fonction de transmettre le couple sont prévues sous les roues.

Pour leur construction, il faut un acier ayant des propriétés mécaniques élevées mais à faible pourcentage de carbone pour obtenir une soudure de bonne qualité des aubes. On utilise pour toutes les roues, sauf dans des cas particuliers, un acier à faible alliage de molybdène et de 0.13 à 0.17 % de carbone.

La direction des contraintes dans les différentes parties d'une roue varie évidemment selon le type de roue une situation typique est illustrée dans les diagrammes.[4]



Fig V.4: les roues

V.1.4 Tambour d'équilibrage :

Le rotor du compresseur centrifuge est soumis à une poussée axiale dirigée du côté de l'aspiration, imputable aux différents efforts agissant sur les surfaces externes du couvercle et du moyeu de chaque roue.

La poussée est en grande partie équilibrée par le tambour d'équilibrage qui est un disque gabarié monté sur l'extrémité de l'arbre adjacent à la roue du dernier étage.

Le tambour d'équilibrage et son étanchéité à labyrinthe forment, avec l'étanchéité à labyrinthe en bout d'arbre, la chambre d'équilibrage.

Soumettant la chambre d'équilibrage à une pression plus basse (approximativement égale à la pression d'aspiration), on crée un différentiel de pression en sens opposé aux roues. Ceci est obtenu en reliant cette chambre à l'aspiration du compresseur au moyen d'une tuyauterie de gaz d'équilibrage.

Le tambour a été conçu de façon à réduire considérablement la poussée axiale sans pour autant l'équilibrer entièrement. La poussée résiduelle est absorbée par le palier de butée assurant ainsi l'immobilité du rotor en direction axiale.

Le tambour d'équilibrage est fixé sur l'arbre. L'ensemble des roues, manchons-entretoises et tambour est fixé sur l'arbre au moyen d'un collier de serrage. Après avoir monté le tambour, le rotor sera à nouveau soumis à l'équilibrage dynamique.[4]



Fig V.5: le tambour d'équilibrage

V.1.5 Paliers porteurs:

Les paliers porteurs sont du type à patin oscillants et à lubrification forcée.

L'huile sous pression arrive aux paliers radialement et passe à travers des orifices pour lubrifier les patins et les taquets. L'huile sort ensuite latéralement.

Les patins porteurs sont réalisés en acier revêtu de métal blanc. Ils sont solidaires des taquets en acier et sont en place dans des logements formés par le carter et par deux bagues d'étanchéité d'huile. Les patins peuvent osciller dans le carter aussi bien dans le sens radial que dans le sens axial afin d'atténuer aux maximum les vibrations radiales du rotor. La rotation des patins dans le carter est bloquée par des goujons qui dépassent des vis fixées sur le carter. Le palier est axialement positionné sur la bride de tête, ou sur le corps du compresseur grâce à des vis.[4]

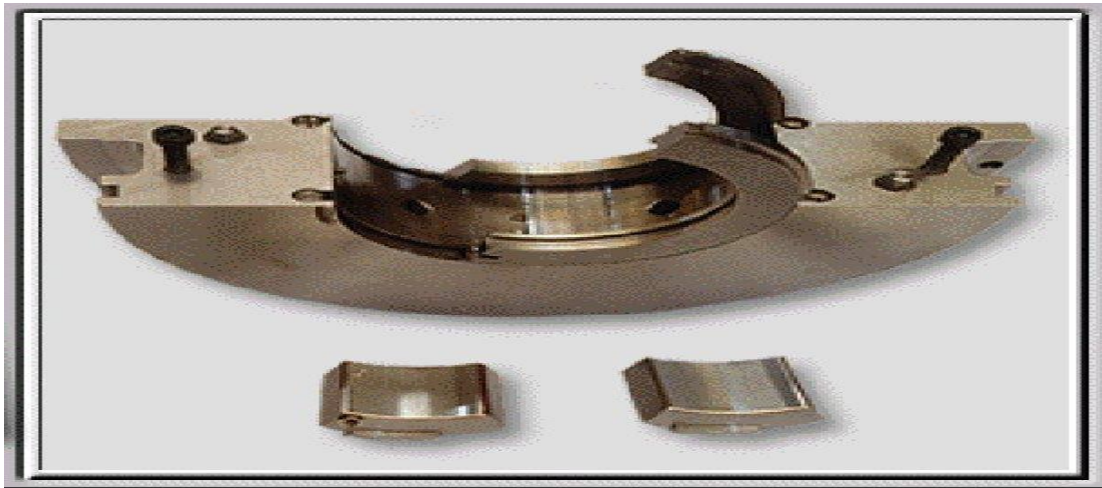


Fig V.6: le palier porteur

V.1.6 Paliers de butée:

Le palier a butée, monté sur l'une des extrémités du corps, est à double action. Il est logé sur les deux cotés du collet de butée du rotor. Il est conçu de façon à absorber la poussée axiale agissant sur le rotor qui n'est pas entièrement équilibrée par le tambour d'équilibrage. Il est muni d'une bande élastique de raclage d'huile afin de minimiser toute perte de puissance due à la turbulence de l'huile dans la cavité du palier à cause de la haute vitesse de fonctionnement. Dans d'autre cas un anneau porte-palier forme une chambre annulaire autour du collet ayant ainsi la fonction d'O.C.R.

A l'extérieur du palier est montée une bague ayant un trou calibré dont le but est de régler la qualité d'huile pour le graissage. Les diamètres des paliers employés par Nouvo Pignon vont de 4 à 12 pouces. Les limites dans le choix du palier à employer sont imposées par la vitesse périphérique du collet qui ne peut pas dépasser 190m/s et par la charge sur le palier, qui ne doit pas dépasser 50% de la valeur maximal déclarée par le constructeur. Du réservoir, l'huile est ensuite réintroduite dans le système ; celle sortie du coté haute pression est purgée par des purgeurs automatiques.

Les garnitures d'étanchéité à huile sont constituées d'une mince couche de métal blanc, ou de métal blanc sans cuivre lorsque ce dernier est incompatible avec le gaz comprimé.[4]



Fig V.7: palier de butée

V.2 Système de graissage (lubrification) :

Le bon fonctionnement du compresseur nécessite l'apport d'une quantité d'huile suffisante pour évacuer la chaleur dégagée par frottement et pour éviter le contact métal, dont le but d'éviter l'usure des paliers et de la butée. Le système d'huile de lubrification est composé d'un réservoir, d'un filtre, d'un aérorefrigérant, d'une vanne de régulation de pression et d'autres accessoires de sécurité et de régulation. L'huile est aspirée du réservoir et envoyée dans le circuit de lubrification par deux pompes, une principale et l'autre auxiliaire montées en parallèle, avec une soupape de surpression, et entraînées par des moteurs électriques. L'huile refoulée est refroidie par un aérorefrigérant équipé d'une vanne régulatrice de température qui a pour rôle de maintenir la température d'huile en aval de l'aérorefrigérant à 60°C. A la sortie de l'aérorefrigérant l'huile passe par un filtre (pour ne maintenir en circulation que l'huile propre) puis par une vanne autorégulatrice de pression qui sert pour contrôler la pression d'huile de lubrification des paliers de l'ensemble (moteur-compresseur), et de la maintenir à une pression de l'ordre de 2,5 bars. A la sortie de compresseur, l'huile est évacuée par gravité jusqu'au réservoir d'huile de lubrification dans une position loin de l'aspiration des pompes. Un réservoir de secours en cas d'urgence est monté à trois (03) mètres au-dessus de l'axe du compresseur, dont sa taille est calculée pour assurer l'alimentation d'huile suffisante en cas de défaillance dans le système principal d'huile de lubrification ou en cas de coupure de courant électrique.

La centrale d'huile comporte :

- la caisse ou le réservoir d'huile,
- les réfrigérants, les filtres, le cas échéant un réservoir en charge,
- les tuyauteries de distribution et de retour d'huile,
- l'appareillage de contrôle, d'alarme et de sécurité.

La pression de lubrification n'aide en rien à la formation de ce coin d'huile, elle n'intervient qu'au niveau du remplissage et du débit qui lui-même conditionne la température du palier et par là même la viscosité de l'huile dans le palier et la butée.

Le maintien d'une température convenable de l'huile est assuré par les réfrigérants installés sur le circuit. Ils assurent l'enlèvement des calories apportées :

- par les sections pleines de l'arbre (en particulier côté refoulement),
- par le fonctionnement propre des paliers et butées.

La pression mesurée au refoulement des pompes dépend principalement des tuyauteries de liaison entre la centrale et la machine (longueurs et diamètres qui conditionnent la perte de charge en fonction du débit demandé).

Le débit de lubrifiant ne dépend que de la quantité de chaleur à évacuer au niveau du palier.

La viscosité de l'huile nécessaire au bon fonctionnement du palier déterminera la qualité du lubrifiant choisi en fonction des paramètres de la machine : vitesse de rotation, poids du rotor, charge spécifique, type du palier, température de fonctionnement en charge de la machine, matériau constitutif du rotor, etc...

La filtration dépend des jeux de fonctionnement du palier et du type de palier. Pour les compresseurs centrifuges une filtration de 25 μm est en général admise.[5]

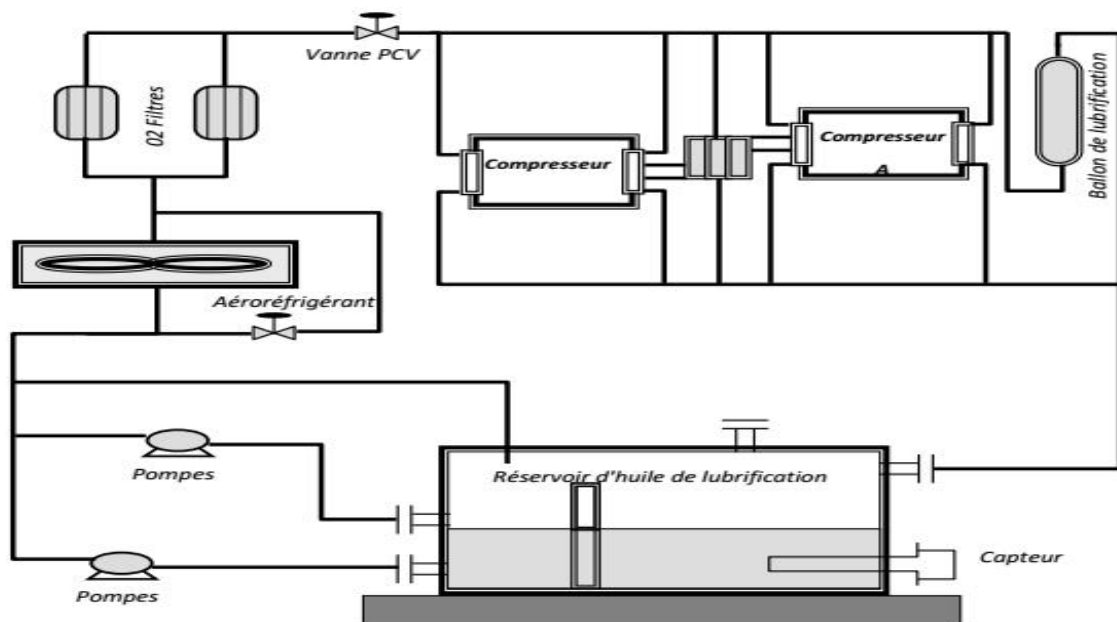


Fig V.8: système de graissage

V.3 Système d'huile d'étanchéité :

Sa fonction consiste à interposer un fluide de barrage à une pression supérieure à la pression de gaz à étancher. Ce fluide peut être du gaz inerte ou du gaz propre dans le cas

d'étanchéité" par labyrinthes ou garnitures sèches. L'étanchéité utilise de l'huile sous pression injectée à une pression légèrement supérieure à la pression de gaz à étancher de manière à limiter la fuite vers l'intérieur de la machine.

Le système est conçu :

- pour fournir une pression d'huile supérieure à la pression de gaz,
- pour maintenir cette pression jusqu'à l'arrêt complet de la machine en cas de disjonction,
- pour créer cette pression avant la mise en route de la machine et pendant le temps nécessaire au réchauffage de la turbine d'entraînement dans le cas des turbocompresseurs.

Le système comprend :

- la caisse ou le réservoir d'huile,
- les pompes à huile,
- les réfrigérants, les filtres,
- un réservoir d'accumulation d'huile en charge,
- les tuyauteries de distribution d'huile sous pression,
- les tuyauteries de retour d'huile non polluée, en circuit atmosphérique vers la caisse à huile principale,
- les tuyauteries de retour d'huile sous pression de gaz à la caisse d'huile polluée,
- les purgeurs et la caisse d'huile polluée,
- l'appareillage de contrôle, d'alarme et de sécurité.

Le rôle de l'étanchéité c'est d'empêcher une fuite de fluide de l'intérieur vers l'extérieur ou d'empêcher un contaminant extérieur d'entrer à l'intérieur d'un équipement.[6]

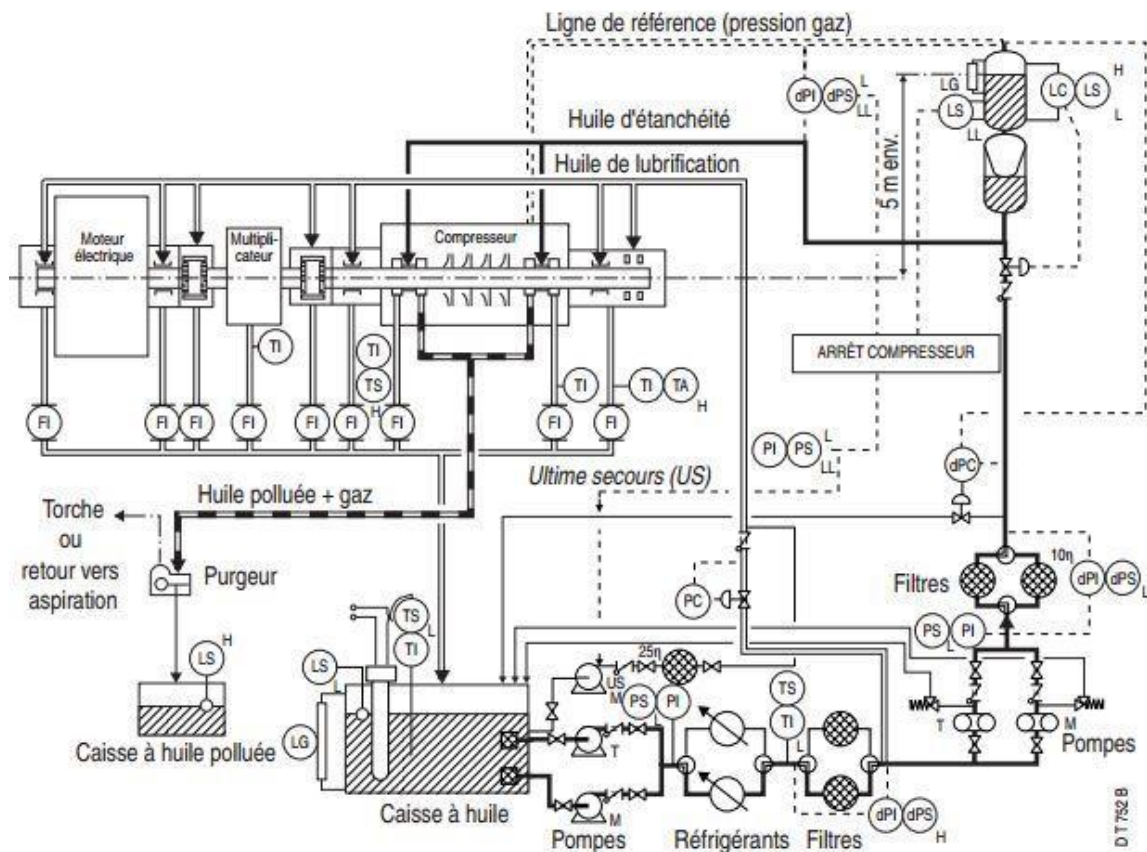


Fig V.9: système auxiliaire avec huile d'étanchéité

Les photos suivantes sont à titre indicatif. Un cours spécifique est prévu sur les garnitures d'étanchéités.

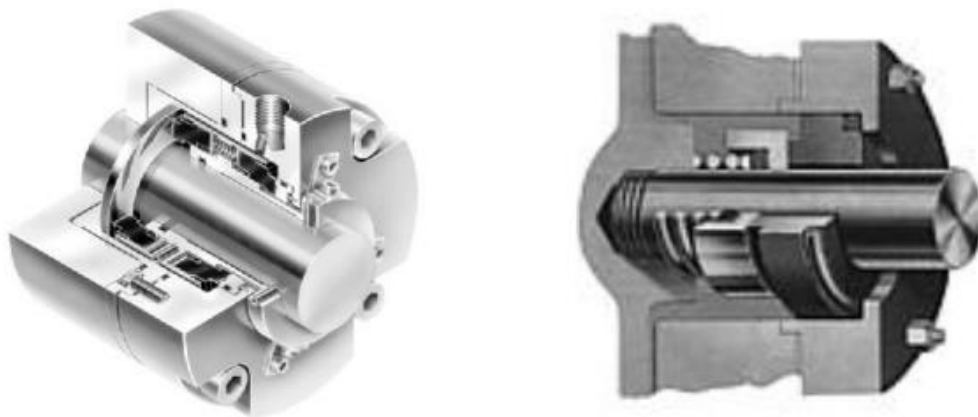


Fig V.10: exemples de garniture d'étanchéité

V.4 Système d'anti-pompage:

V.4.1. Description:

Le système de protection du compresseur de gaz par la vanne Anti-Pompage qui assure le débit du gaz tout en évitant le manque qui cause le pompage des vibrations ou déplacement axiale. Comment éviter les pompages : On voit qu'il est impératif de ne pas soumettre les compresseurs centrifuges à des conditions de fonctionnement supérieures à leur point de calcul maximum, car la casse est alors inévitable avec des conséquences financières importantes.

Quelques recommandations :

- une régulation la plus lente possible en fonction du processus pour éviter les à-coups
- une fermeture lente (3 minutes mini) et progressive des vannes de bassin
- une maintenance rigoureuse des sites et des machines pour garantir le fonctionnement nominal.[5]

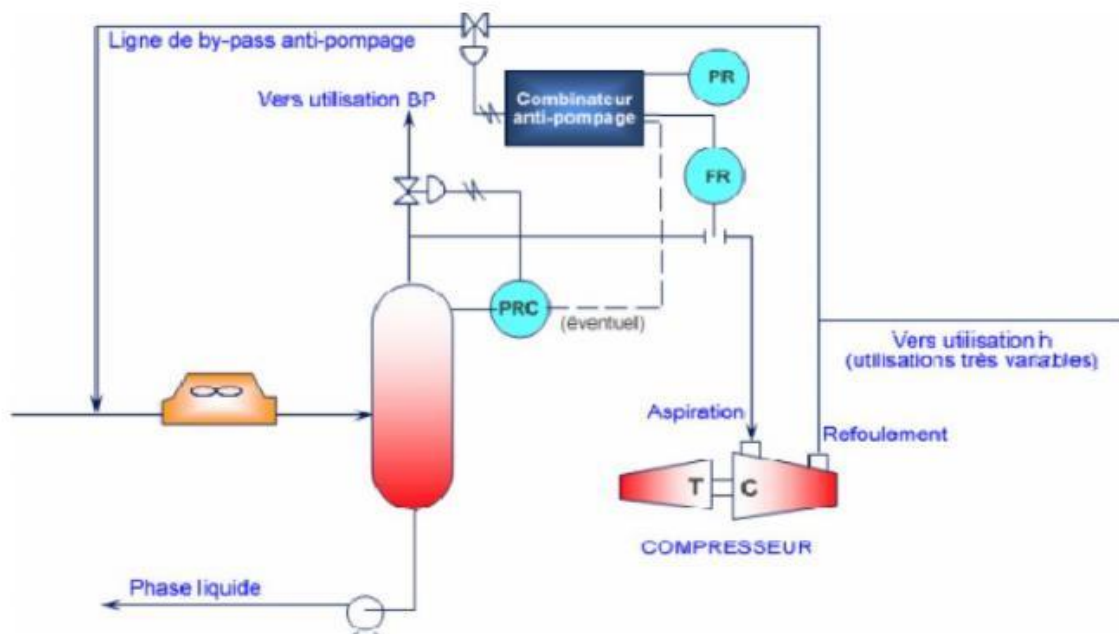


Fig V.11: protection anti-pompage

V.4.2 Operations et control:

Le démarrage du compresseur s'effectue comme suit :

- (1) Vérifier que les utilités requises sont disponibles.
- (2) Confirmer, avant de procéder au démarrage du compresseur gaz de flash, que les vannes sont en bonne position, en référence aux "valve check skeets". Selon les circonstances et si la nécessité l'oblige, on peut dévier de la description des "valves check skeets"

(3) Vérifier la fermeture des ESDV à l'entrée du ballon d'aspiration du compresseur 1er étage et fermer l'ESDV en tête du ballon de refoulement du compresseur 1er étage.

(4) Le seuil de déclenchement pression d'aspiration "très basse". Mettre toute la régulation des instruments de contrôle pression, niveau en mode auto.

(5) Démarrer les équipements auxiliaires du compresseur 1er étage et les remettre en auto.

(6) Ouvrir le by-pass entrée gaz première étage afin de pressuriser le compresseur gaz de flash depuis le séparateur 3ème étage, jusqu'à atteindre la pression de démarrage.

(7) Le niveau des ballons aspiration / refoulement ne doit pas dépasser 550 mm du LG.

(8) Réarmement manuellement la vanne anti-pompage, par le bouton de reset local.

(9) Démarrer les aérorefrigérants.

(10) Démarrer le compresseur gaz de flash 1er étage à partir du panneau (Humain Machin Interface).

Les étapes principales à suivre pour le démarrage du compresseur sont les suivantes :

Démarrer le système de circulation d'huile machine

Démarrer le système de circulation de gaz d'étanchéité

Confirmer que la vanne anti-pompage est ouverte

Confirmer que les conditions préalables au démarrage concernant l'huile machine, le gaz d'étanchéité et le procédé sont réunis.

Confirmer que les lampes de signalisation pour les arrêts, les alarmes ou le seuil de pression "basse" du collecteur d'alimentation d'huile-machine ne sont pas allumées sur le SNCC et le panneau local

Appuyer sur le bouton de réarmement et mettre le moteur en service.

Amener le compresseur à l'état de fonctionnement souhaité

(11) Mettre le régulateur de pression principal en mode automatique au niveau du séparateur 3ème étage après l'introduction dans le compresseur gaz de flash 1er étage des hydrocarbures gazeux découlant du séparateur 3ème étage.

(12) Désactiver le by-pass du seuil de déclenchement pression "très basse" du compresseur.

L'arrêt des Compresseurs:

La séquence suivante doit être suivie pour arrêter les compresseurs gaz de flash et les compresseurs d'exportation de gaz:

(1) Réduire progressivement le débit de gaz en diminuant la vitesse au minimum jusqu'à ouverture de l'ASCV (vanne anti-pompage) à 100 %.

(2) Appuyer sur le bouton « arrêt » du compresseur et l'isolé du côté processus..

(3) Le système d'huile doit être maintenu en service pendant au moins 30 minutes après l'arrêt du compresseur ; puis, la température de sortie du système d'huile devra être maintenue entre 50 à 60°C.

(4) Vérifier que les vannes sont en position d'arrêt et que l'unité est isolée.

(5) Arrêter les moteurs de ventilateurs du réfrigérant final.

(6) Arrêter les auxiliaires du compresseur (compris huile-machine) .[5]

V 4.3 Liste des alarmes et des shutdowns:

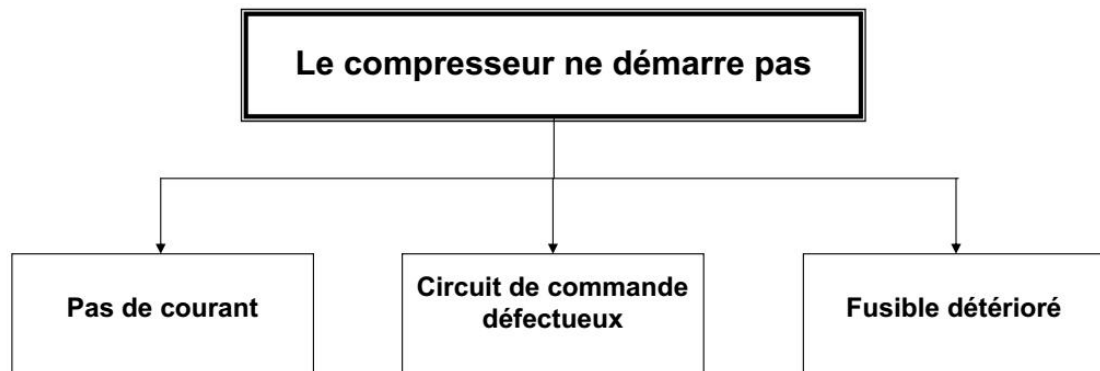


Fig V.12 Liste des alarmes et des shutdowns

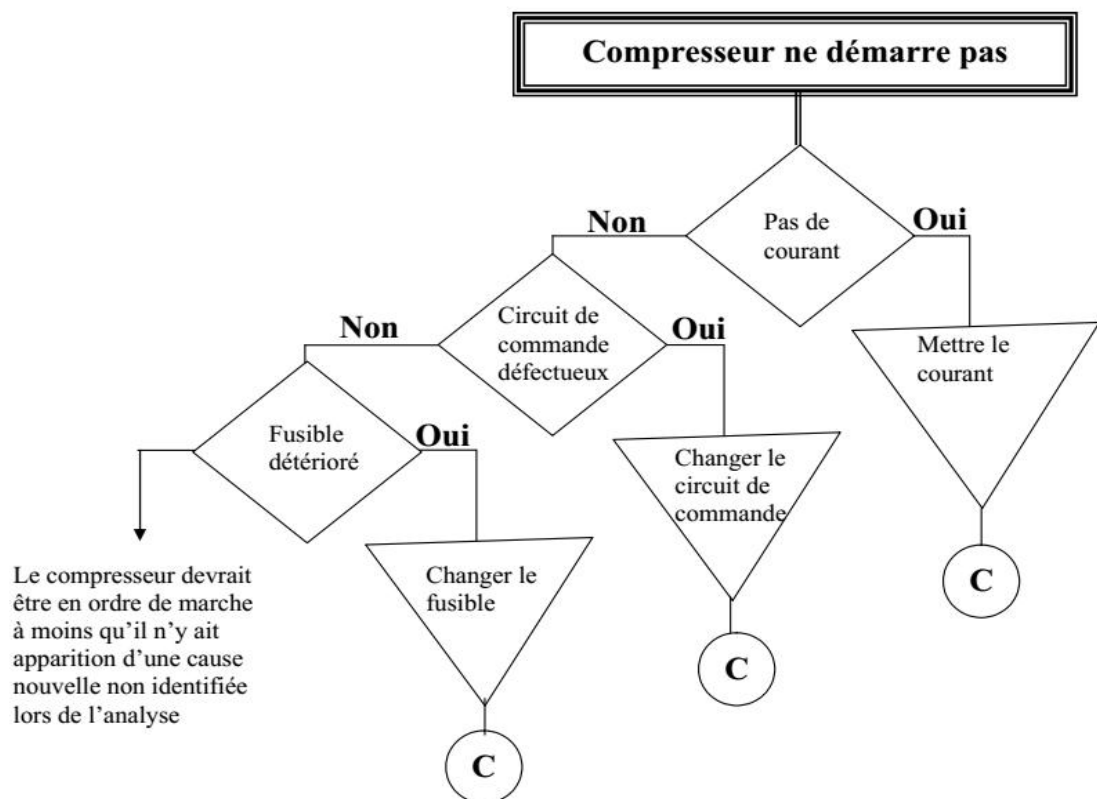


Fig V.13 Liste des alarmes et des shutdowns

La fonction de ces auxiliaires est d'assurer :

Le fonctionnement correct du compresseur dans toute la plage de caractéristique exigée par le procédé :

- l'appareillage avertira l'opérateur de l'approche des zones de pompage et de surcharge de la machine et, le cas échéant, mettra en service les auxiliaires d'anti-pompage ou de limitation de vitesse correspondant,

- le démarrage du groupe sans incidence néfaste sur l'état mécanique de ses composants : compresseur, machine d'entraînement, accouplement, multiplicateur

- l'arrêt d'urgence : signalisation, ralentissement et isolement du compresseur.

La fonction principale des alarmes est de permettre à temps les opérations de correction d'anomalies de fonctionnement et de réglage sans arrêter la machine.

Parmi ces diverses fonctions, le système d'anti-pompage devient de plus en plus élaboré car il vise à utiliser le compresseur dans les zones des faibles débits nécessités par le procédé, dans des conditions économiquement acceptables.

Les cause de déclenchement :*

- Très basse pression d'huile de lubrification (LL)
 - Très haute pression (gaz d'étanchéité) (HH)
 - Très haut déplacement axial (HH)
 - Très haute vibration de l'arbre (HH)
 - Très haute température des paliers (HH)
 - Déclenchement VSDS (variateur de fréquence à vitesse variable)
 - Très bas niveau d'huile de réservoir (LL)
 - Détection de surtension
 - ESD (Arrêt d'urgence de compresseur)
- * Après déclenchement du compresseur
- Anti-pompage vanne ouverte
 - Démarrage du booster
 - Fermeture la vanne d'aspiration (SDV d'aspiration)
 - Fermeture la vanne de refoulement (SDV refoulement)
 - Déclenchement VSDS
 - Déclenchement pompe d'huile.[7]

VI.1 Introduction

L'étude a pour but d'analyser l'influence d'un paramètre important qui est la masse moléculaire du gaz naturel sur la puissance absorbée par un compresseur centrifuge.

Les scénarios suivants sont simulés à cet effet :

- L'influence de la masse moléculaire sur le coefficient de compressibilité Z du gaz naturel
- L'influence de la masse moléculaire et du coefficient de compressibilité sur le travail consenti par la roue au gaz.
- L'évolution du débit massique en fonction de la masse moléculaire et du coefficient de compressibilité.
- L'évolution de la puissance absorbée par le compresseur centrifuge en fonction des deux paramètres.

VI.1.1 Les constituants des gaz :

VI.1 Tableau des constitutions des gaz

% MOLAIRES	GAS 1	GAS 2	GAS 3	GAS 4	GAS 5
H ₂ O	0.70	1.08	0.42	0.39	0.69
Nitrogène	5.44	5.16	5.29	5.59	5.46
CO ₂	1.48	1.55	1.58	1.5	1.48
Méthane	35.72	40.43	41.46	36.68	35.88
Ethane	22.48	21.16	21.81	23.08	22.66
Propane	19.27	14.93	15.34	19.96	19.46
i-Butane	2.26	2.12	2.17	2.30	2.24
n-Butane	8.24	7.73	7.86	7.88	8.02
i-Pentane	1.37	1.91	1.54	0.96	1.26
n-Pentane	2.23	3.46	2.41	1.38	2.03
C6*	0.68	0.03	0.11	0.24	0.68
Mcyclpentane	0.03	0.00	0.00	0.01	0.03
Benzène	0.04	0.00	0.00	0.01	0.04
Cyclohexane	0.02	0.00	0.00	0.01	0.02
C7*	0.04	0.11	0.03	0.01	0.05
Mcyclohexane	0.00	0.00	0.0	0.00	0.01
C8*+	0.01	0.04	0.01	0.00	0.01

VI.1.2 Paramètres de fonctionnement du compresseur

Tableau VI.2 paramètres des données fixe

<i>Données fixe</i>	
Pression d'aspiration ; en [bars]	$P_a = 15.2$
Nombre de roues	$N = 6$
Vitesse de rotation ; en [tr/min]	$N = 10948$

Tableau VI.3 paramètres des données variables

<i>Données variables</i>	
Température d'aspiration ; en [K]	$T_a = \text{chaque gaz a } T \text{ particulier}$
Coefficient de compressibilité Z_1	$Z = \text{chaque gaz a } Z \text{ particulier}$
Coefficient adiabatique	$K = \text{chaque gaz a } T \text{ particulier}$
Poids moléculaire : g/mole	$M = \text{chaque gaz a } M \text{ particulier}$

VI.2 Calcul

VI.2.1 Calcul des propriétés du gaz :

Tableau VI.4 Calcul des propriétés du gaz

Composantes	Coefficient de Compressibilité Z_1	Masse molaire (M) [g/.mol]	Chaleur spécifique à pression constant C_p [kJ/kg.K°]	Température d'aspiration (T_a) [K]	Pression d'aspiration (Pa) [bar]
1 ^{ère} gaz	0.89	32.6	2.01	318.15	15.2
2 ^{ème} gaz	0.912	31.7	2.03	324.15	15.2
3 ^{ème} gaz	0.915	31	2.00	310.15	15.2
4 ^{ème} gaz	0.895	31.8	1.99	309.15	15.2
5 ^{ème} gaz	0.892	32.5	2.01	319,15	15.2

VI.2.2 Calcul des travaux :

VI.2.2.1 Travail polytropique :

$$W_p = Z_1 \times r_{mel} \times T_1 \left(\frac{n}{n-1} \right) \times \left[\left(r_p^{\frac{n-1}{n}} \right) - 1 \right] \dots\dots\dots(1)$$

1^{er} gaz : $P_1 = 15.2 \text{ bar}$, $P_2 = 62.6 \text{ bar}$

$$Z_1 = 0.89 \quad r = R/M = 8.314 \times 10^{-3} / 32.6 \times 10^{-3} = 0.254$$

$$R = 8.314 \times 10^{-3} \quad T_1 = 318.15 \text{ K}$$

$$r_p = \frac{P_2}{P_1} = \frac{62.6}{15.2} = 4.12$$

$$n = \frac{\ln(r_p)}{\ln r_p - \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right)} = \frac{\ln(4.12)}{\ln(4.12) - \ln\left(\frac{411.15}{318.15}\right)} = 1.22$$

$$n = 1.22$$

$$W_p = 0.89 \times 0.254 \times 318.15 \left(\frac{1.22}{1.22 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.22-1}{1.22}} \right) - 1 \right]$$

$$W_p = 115.756 \text{ Kj/Kg}$$

2^{ème} gaz :

$$P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$Z_1 = 0.912 \quad r = 0.26 \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \quad n = 1.21$$

$$r_p = 4.12 \quad T_1 = 318.15 \text{ K} \quad T_2 = 418.15 \text{ K}$$

$$W_p = 0.912 \times 0.26 \times 324.15 \left(\frac{1.22}{1.22 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.22-1}{1.22}} \right) - 1 \right]$$

$$W_p = 123.45 \text{ Kj/Kg}$$

3^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.915 \quad r = 0.27 \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \quad n = 1.22$$

$$r_p = 4.12 \quad T_1 = 310.15 \text{ K} \quad T_2 = 402.15 \text{ K}$$

$$P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$W_p = 0.915 \times 0.27 \times 310.15 \left(\frac{1.22}{1.22 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.22-1}{1.22}} \right) - 1 \right]$$

$$W_p = 121.33 \text{ Kj/Kg}$$

4^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.895 \quad r = 0.27 \text{ Kj/Kg} \cdot \text{K} \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \frac{\text{Kj}}{\text{mol}} \cdot \text{K} \quad n = 1.23$$

$$r_p = 4.12 \quad T_1 = 309.15 \text{ K} \quad T_2 = 404.15 \text{ K}$$

$$P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$W_p = 0.895 \times 0.26 \times 309.15 \left(\frac{1.23}{1.23 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.23-1}{1.23}} \right) - 1 \right]$$

$$W_p = 118.688 \text{ Kj/Kg}$$

5^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.892 \quad r = 0.25 \text{ Kj/Kg} \cdot \text{K} \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol} \cdot \text{K} \quad n = 1.21$$

$$r_p = 4.12 \quad T_1 = 319.15 \text{ K} \quad T_2 = 409.15 \text{ K}$$

$$P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$W_p = 0.892 \times 0.25 \times 319.15 \left(\frac{1.21}{1.21 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.21-1}{1.21}} \right) - 1 \right]$$

$$W_p = 112.588 \text{ Kj/Kg}$$

VI.2.2.2 Travaux adiabatique :

$$W_a = Z_1 \times r_{mel} \times T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \times \left[\left(r_p^{\frac{k-1}{k}} \right) - 1 \right] \dots\dots\dots(2)$$

1^{er} gaz :

$$Z_1 = 0.89 \quad r = 0.25 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad T_1 = 318.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.17$$

$$W_a = 0.89 \times 0.25 \times 318.15 \left(\frac{1.17}{1.17 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.17-1}{1.17}} \right) - 1 \right]$$

$$W_a = 112.942 \text{ Kj/Kg}$$

2^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.912 \quad r = 0.26 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad T_1 = 324.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.17$$

$$W_a = 0.91 \times 0.26 \times 324.15 \left(\frac{1.17}{1.17 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.17-1}{1.17}} \right) - 1 \right]$$

$$W_a = 120.303 \text{ Kj/Kg}$$

3^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.915 \quad r = 0.27 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad T_1 = 310.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15$$

$$W_a = 0.915 \times 0.27 \times 310.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.15-1}{1.15}} \right) - 1 \right]$$

$$W_a = 115.47 \text{ Kj/Kg}$$

4^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.895 \quad r = 0.26 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad T_1 = 309.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15$$

$$W_a = 0.895 \times 0.26 \times 309.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.15-1}{1.15}} \right) - 1 \right]$$

$$W_a = 111.25 \text{ Kj/Kg}$$

5^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.892 \quad r = 0.25 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad T_1 = 319.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15$$

$$W_a = 0.89 \times 0.25 \times 319.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.15-1}{1.15}} \right) - 1 \right]$$

$$W_a = 110.66 \text{ Kj/Kg}$$

VI.2.2.3 Calcule de travail réel :

$$W_r = Z_1 \times r_{mel} \times T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \times \left[\left(r_p^{\frac{n-1}{n}} \right) - 1 \right] \dots\dots\dots(3)$$

1^{er} gaz :

$$Z_1 = 0.89 \quad r = 0.25 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol} \cdot K$$

$$T_1 = 318.15 \text{ K} \quad T_2 = 411.15 \text{ K} \quad P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.17 \quad n = 1.22$$

$$W_r = 0.89 \times 0.25 \times 318.15 \left(\frac{1.17}{1.17 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.22-1}{1.22}} \right) - 1 \right]$$

$$W_r = 116.976 \text{ Kj/Kg}$$

2^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.912 \quad r = 0.26 \text{ Kj/Kg} \cdot K \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol} \cdot K$$

$$T_1 = 324.15 \text{ K} \quad T_2 = 418.15 \text{ K} \quad P_1 = 15.2 \text{ bar} , P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.17 \quad n = 1.21$$

$$W_r = 0.91 \times 0.26 \times 324.15 \left(\frac{1.17}{1.17 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.21-1}{1.21}} \right) - 1 \right]$$

$$W_r = 147.740 \text{ Kj/Kg}$$

3^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.915 \quad r = 0.27 \text{ Kj/Kg.K} \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol.K}$$

$$T_1 = 310.15 \text{ K} \quad T_2 = 418.15 \text{ K} \quad P_1 = 15.2 \text{ bar}, P_2 = 62.6 \text{ bar}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15 \quad n = 1.22$$

$$W_r = 0.915 \times 0.27 \times 310.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.22-1}{1.22}} \right) - 1 \right]$$

$$W_r = 165.096 \text{ Kj/Kg}$$

4^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.895 \quad r = 0.26 \text{ Kj/Kg.K} \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol.K}$$

$$T_1 = 309.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15 \quad n = 1.23$$

$$W_r = 0.89 \times 0.26 \times 309.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.23-1}{1.23}} \right) - 1 \right]$$

$$W_r = 171.698 \text{ Kj/Kg}$$

5^{ème} gaz :

$$Z_1 = 0.892 \quad r = 0.25 \text{ Kj/Kg.K} \quad R = 8.314 \times 10^{-3} \text{ Kj/mol.K}$$

$$T_1 = 319.15 \text{ K}$$

$$r_p = 4.12 \quad k = 1.15 \quad n = 1.21$$

$$W_r = 0.892 \times 0.25 \times 319.15 \left(\frac{1.15}{1.15 - 1} \right) \times \left[\left(4.12^{\frac{1.21-1}{1.21}} \right) - 1 \right]$$

$$W_r = 151.971 \text{ Kj/Kg}$$

VI.2.3 calcule des rendements :

VI.2.3.1 Les rendements polytropique :

$$\eta_{p1} = \frac{w_p}{w_r} \dots \dots \dots (4)$$

$$\eta_{p1} = \frac{w_p}{w_r} = \frac{115.689}{116.976} = 0.988 = 98.8 \%$$

$$\eta_{p2} = \frac{123.45}{147.740} = 0.836 = 83.6 \%$$

$$n_{p3} = \frac{121.33}{165.096} = 0.735 = 73.5\%$$

$$n_{p4} = \frac{118.688}{171.698} = 0.691 = 69.1\%$$

$$n_{p5} = \frac{111.588}{151.971} = 0.741 = 74.1\%$$

VI.2.3.2 Rendement adiabatique :

$$\eta_a = \frac{T_1 - \left[\left(r_p^{\frac{k-1}{k}} \right) - 1 \right]}{T_2 - T_1} \dots\dots\dots(5)$$

$$1^{\text{ere}} \text{ gaz: } \eta_1 = \frac{318.15 - (0.228)}{411.15 - 318.15} = 0.78 = 78\%$$

$$2^{\text{eme}} \text{ gaz: } \eta_2 = \frac{324.15 - (0.228)}{418.15 - 324.15} = 0.79 = 79\%$$

$$3^{\text{eme}} \text{ gaz: } \eta_3 = \frac{310.15 - (0.2)}{402.15 - 310.15} = 0.67 = 67\%$$

$$4^{\text{eme}} \text{ gaz: } \eta_4 = \frac{309.15 - (0.2)}{404.15 - 309.15} = 0.65 = 65\%$$

$$5^{\text{eme}} \text{ gaz: } \eta_5 = \frac{319.15 - (0.2)}{409.15 - 319.15} = 0.71 = 71\%$$

VI.2.4 Calcul du débit massique :

$$Q = \text{constante} \times \sqrt{2 \times \Delta p \times \phi} \dots\dots\dots(6)$$

Δp : pression différentielle

ϕ : la massa volumique

$$\phi = \frac{(P_1 + 1.013) \times 10^5 \times M}{(T_1 + 273.15) \times Z_1 \times R} \dots\dots\dots(7)$$

$$\text{Constante} = \frac{c}{\sqrt{1 + \beta^4}} + \varepsilon_1 \times \frac{\pi}{4} \times d^2 \dots\dots\dots(8)$$

Ou :

C : coefficient de décharge

β : rapport de diamètre

ε_1 : coefficient de détente

d: diamètre de l'orifice

Alors :

$$c = 0.599$$

$$\beta = 0.5949$$

$$\varepsilon_1 = 0.9959$$

$$D = 0.16338 \text{ m}$$

$$\text{Constante} = \frac{0.599}{\sqrt{1+0.5949^4}} + 0.9959_1 \times \frac{3.14}{4} \times 0.16338^2 = 0.134$$

$$\text{Constante} = 0.134$$

On fixe le ΔP a 60 mbar

$$P_1 = 15.2 \text{ bar}$$

1^{ere} gaz:

$$M = 32.6 \text{ g/mole} \quad Z_1 = 0.89 \quad T_1 = 45^\circ \text{C} = 318.15 \text{ K}$$

$$\phi = \frac{(15.2 + 1.013) \times 10^5 \times 32.6 \times 10^{-3}}{(45 + 273.15) \times 0.89 \times 8.314} = 22.17 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 0.134 \times \sqrt{2 \times 60 \times 10^4 \times 22.17} = 21.856 \text{ kg/s}$$

2^{eme} gaz:

$$M = 31.7 \text{ kg/mole} \quad Z_1 = 0.912 \quad T_1 = 51^\circ \text{C} = 324.15 \text{ K} \quad \phi =$$

$$\frac{(15.2 + 1.013) \times 10^5 \times 31.7 \times 10^{-3}}{(51 + 273.15) \times 0.912 \times 8.314} = 20.96 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 0.134 \times \sqrt{2 \times 60 \times 10^4 \times 20.96} = 21.25 \text{ kg/s}$$

3^{eme} gaz:

$$M = 31 \text{ g/mole} \quad Z_1=0.915 \quad T_1=37^\circ \text{C}=310.15 \text{ K}$$

$$\phi = \frac{(15.2 + 1.013) \times 10^5 \times 31 \times 10^{-3}}{(37 + 273.15) \times 0.915 \times 8.314} = 21.66 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 0.134 \times \sqrt{2 \times 60 \times 10^4 \times 21.66} = 21.543 \text{ kg/s}$$

4^{eme} gaz:

$$M = 31.8 \text{ g/mole} \quad Z_1=0.895 \quad T_1=37^\circ \text{C}=310.15 \text{ K}$$

$$\phi = \frac{(15.2 + 1.013) \times 10^5 \times 31.8 \times 10^{-3}}{(36 + 273.15) \times 0.895 \times 8.314} = 22.54 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 0.134 \times \sqrt{2 \times 60 \times 10^4 \times 22.54} = 21.975 \text{ kg/s}$$

5^{eme} gaz:

$$M = 32.6 \text{ g/mole} \quad Z_1=0.892 \quad T_1=46^\circ \text{C}=309.15 \text{ K}$$

$$\phi = \frac{(15.2 + 1.013) \times 10^5 \times 32.6 \times 10^{-3}}{(46 + 273.15) \times 0.892 \times 8.314} = 22.76 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 0.134 \times \sqrt{2 \times 60 \times 10^4 \times 24.9} = 22.15 \text{ kg/s}$$

VI.2.5 Calcule de la puissance absorbée :**VI.2.5.1 La puissance réelle du compresseur :**

$$P_r = Q \times Z_1 \times r_{\text{mel}} \times \left(\frac{k}{k+1} \right) \left[\left(r_p^{\frac{n}{n-1}} \right) - 1 \right] \dots\dots(9)$$

$$P_r = Q \times W_r \dots\dots\dots(10)$$

Alors:

$$1^{\text{ere}} \text{ gaz: } P_{r1} = Q_1 \times W_{r1} = 21.856 \times 116.976 = 2556.672 \text{ kwatt}$$

$$2^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{r2} = Q_2 \times W_{r2} = 21.216 \times 147.740 = 3134.451 \text{ kwatt}$$

$$3^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{r3} = Q_3 \times W_{r3} = 21.543 \times 165.96 = 3575.276 \text{ kwatt}$$

$$4^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{r4} = Q_4 \times W_{r4} = 21.975 \times 171.698 = 3773.064 \text{ kwatt}$$

$$5^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{r5} = Q_5 \times W_{r5} = 23.136 \times 151.971 = 3516.001 \text{ kwatt}$$

VI.2.5.2 La puissance absorbée par le compresseur :

$$P_a = P_r + P_r^{0.4} \dots\dots\dots(11)$$

$$1^{\text{ere}} \text{ gaz: } P_{a1} = P_{r1} + P_{r1}^{0.4} = 2556.672 + 2556.672^{0.4} = 2579.743 \text{ kwatt}$$

$$2^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{a2} = P_{r2} + P_{r2}^{0.4} = 3134.451 + 3134.451^{0.4} = 3159.481 \text{ kwatt}$$

$$3^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{a3} = P_{r3} + P_{r3}^{0.4} = 3575.276 + 3575.276^{0.4} = 3585.776 \text{ kwatt}$$

$$4^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{a4} = P_{r4} + P_{r4}^{0.4} = 3773.064 + 3773.064^{0.4} = 3800.021 \text{ kwatt}$$

$$5^{\text{eme}} \text{ gaz: } P_{a5} = P_{r5} + P_{r5}^{0.4} = 3516.001 + 3516.001^{0.4} = 3542.207 \text{ kwatt}$$

VI.3 Tableaux récapitulatif:

Tableau VI.5. récapitulatif

Composantes	Coefficient de Compressibilité Z_1	Masse molaire (M) [g/.mol]	Travail Polytropique (W_p) [kj/kg]	Travail Adiabatique (W_a) [kj/kg]	Travail réelle (W_r) [kj/kg]
Gas1	0.89	32.6	115.756	112.942	116.976
Gas 2	0.912	31.7	123.45	120.303	147.740
Gas 3	0.915	31	121.33	115.47	165.096
Gas 4	0.895	31.8	118.688	111.25	171.698
Gas 5	0.892	32.5	112.841	110.66	151.971

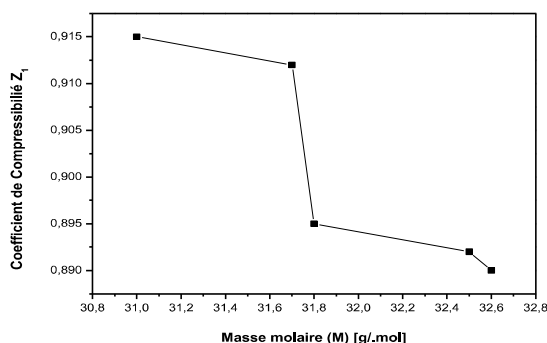
Tableau VI.6. récapitulatif

Composantes	débit massique (Q) [kg/s]	Rendement Polytropique (%)	Rendement Adiabatique (%)	La puissance réelle du compresseur (P_r) [kwatt]	La puissance absorbée par le compresseur (P_a) [kwatt]
GAZ 1	21.856	0.988	0.78	2556.672	2579.743
GAZ 2	21.216	0.836	0.79	3134.451	3159.481
GAZ 3	21.543	0.735	0.67	3575.276	3585.776
GAZ 4	21.975	0.691	0.65	3773.064	3800.021
GAZ 5	22.15	0.741	0.71	3516.001	3542.207

VI.4 Interprétation des résultats :

VI.4.1 Variation du coefficient de compressibilité :

Le diagramme ci-après montre l'évolution du coefficient de compressibilité en fonction de la masse moléculaire M

**Fig.VI.1 : Evolution du coefficient de compressibilité en fonction de la masse moléculaire**

Le coefficient de compressibilité Z diminue avec l'augmentation de la masse moléculaire du gaz M fig. VI.1

VI.4.2 Variation du débit massique de gaz naturel :

Le diagramme ci-après montre l'évolution du débit massique de gaz naturel en fonction de la masse moléculaire M

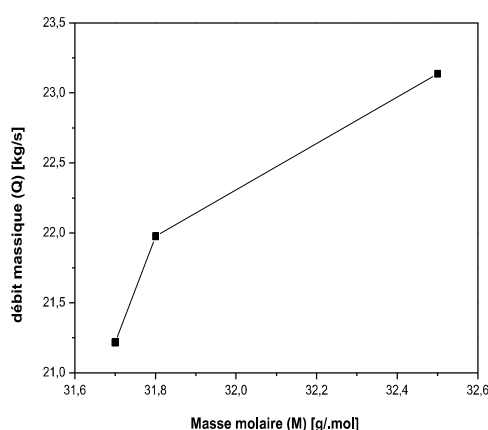


Fig.VI.2 : Evolution du débit massique en fonction de la masse moléculaire

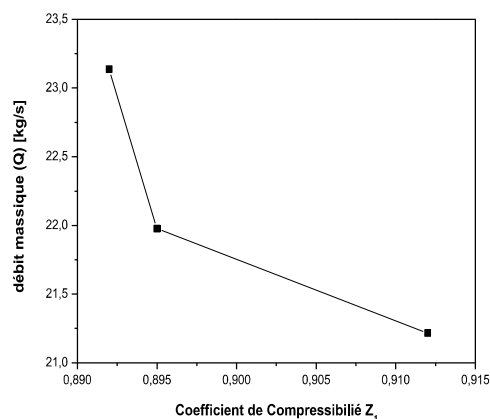


Fig.3 : Evolution du débit massique en fonction du coefficient de compressibilité

Le débit massique évolue de manière proportionnelle (augmente) par rapport à la masse molaire du gaz Fig.2

Cette évolution est inverse par rapport au coefficient de compressibilité du gaz fig.3

VI.4.3 Variation des travaux :

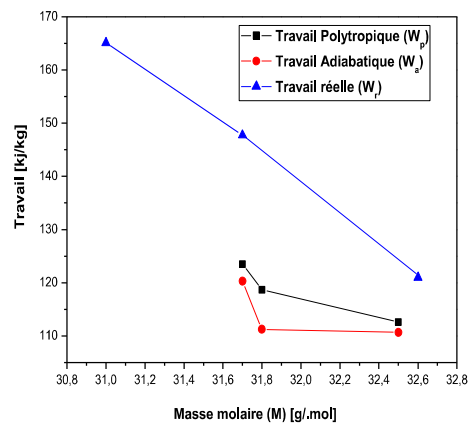


Fig. VI.4 : Evolution des travaux en fonction de la masse moléculaire

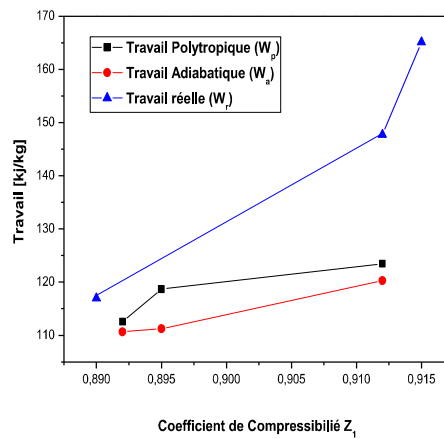


Fig. VI.5 : Evolution des travaux en fonction du coefficient de compressibilité

L'augmentation de la masse moléculaire du gaz (donc une diminution du coefficient de compressibilité) conduit à une diminution du travail transmis au gaz fig.4

Le coefficient de compressibilité évolue de manière inversement proportionnelle à la masse moléculaire du gaz.

Le travail consenti par la roue au gaz est inversement proportionnel à la masse moléculaire et proportionnelle au coefficient de compressibilité du gaz.

VI.4.4 Variation de la puissance :

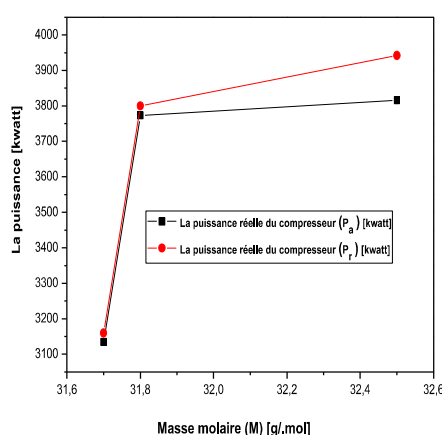


Fig .VI.6 : Evolution des puissances en fonction de la masse moléculaire

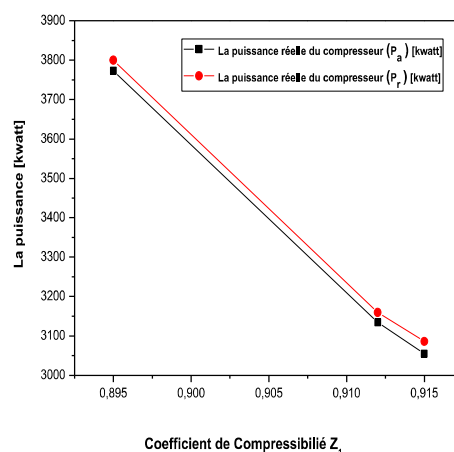


Fig.VI.7 : Evolution des puissances en fonction du coefficient de compressibilité

Pour un taux de compression et une vitesse du compresseur donnés (les températures à l'entrée et à la sortie sont connues), l'augmentation de la masse molaire du gaz engendre des débits plus élevés ce qui engendre une plus grande consommation d'énergie.

La puissance absorbée augmente avec l'élévation de la masse moléculaire à même vitesse de rotation du compresseur, ce qui confirme l'influence de la force centrifuge fig.6

VI.4.5 Variation des rendements

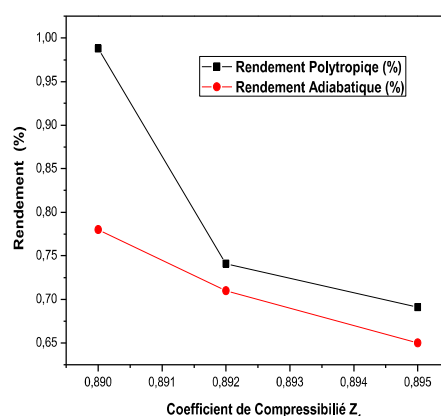


Fig. VI.7 : Evolution des rendements en fonction du coefficient de compressibilité

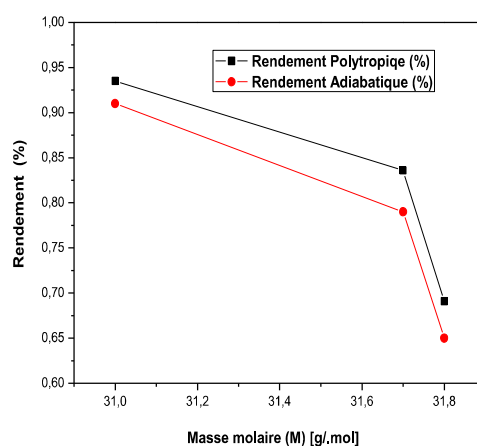


Fig. VI.7 : Evolution des rendements en fonction de la masse moléculaire

Les rendements est inversement proportionnel à la masse moléculaire et proportionnel au coefficient de compressibilité du gaz

Conclusion générale

Dans ce travail nous avons traité le thème « l'influence du poids moléculaire des gaz associés sur Compresseur centrifuge ». Ce sujet relève d'une grande importance pour l'unité d'exploitation de Bir Seba dans la région de Hassi Messaoud.

D'abord, durant la période de notre stage au niveau de l'unité nous avons vérifié les paramètres thermodynamiques tels que :

- La variation du coefficient de compressibilité en fonction de la masse moléculaire
- La variation du débit massique de gaz naturel en fonction du coefficient de compressibilité et de la masse moléculaire.
- La variation des travaux en fonction du coefficient de compressibilité et de la masse moléculaire.
- La variation des rendements du compresseur en fonction du coefficient de compressibilité et de la masse moléculaire qui a été acceptable durant la période de notre stage au niveau de l'unité,
- La variation de la puissance absorbée par le compresseur en fonction de deux paramètres.

- La variation du coefficient de compressibilité est inversement proportionnelle à la masse moléculaire du gaz
- La variation du débit massique de gaz est évoluée de manière proportionnelle à la masse moléculaire du gaz.
- La variation des travaux est inversement proportionnelle à la masse moléculaire et proportionnelle au coefficient de compressibilité du gaz.
- Le rendement est inversement proportionnel à la masse moléculaire et proportionnelle au coefficient de compressibilité du gaz.
- La variation de la puissance absorbée par le compresseur centrifuge est proportionnelle à la masse moléculaire du gaz véhiculé.

Du moment où le groupement Bir Seba est sur le point de lancer un nouveau projet de développement (phase 2) pour augmenter sa capacité de production, il est nécessaire qu'il prenne en considération l'impact sur les équipements et les installations existants ainsi que le devenir des comportements des machines suite aux éventuels changements. Parmi ces

changements, on peut citer la masse moléculaire qui est un facteur important à suivre de près tant sur le plan fonctionnel que budgétaire. Enfin, cette étude nous a été d'une grande utilité scientifique. Elle nous a permis d'approfondir nos connaissances théoriques sur les différentes équations appliquées sur les compresseurs centrifuges qui sont très répandus dans cette dernière.

Nous souhaitons aussi que des travaux futurs soient améliorés sur la longévité du compresseur.

BIBLIOGRAPHE

1. MANUEL D'EXPLOITATION POUR LE CPF(PROCEDE) S-A00-1283-1001_0 K.YAMAMOTO -2013.
2. MANUEL D'EXPLOITATION POUR LE SITE DU Puits ET LES STATIONS DE COLLECTES-B00-1283-1001_0-K.YAMAMOTO 2014.
3. MANUEL D'EXPLOITATION POUR LES UTILITIES DE CPF S-A00-1283-1002_0 K.YAMAMOTO – 2013.
4. Etude et maintenance d'un compresseur centrifuge d'une station du réinjection de gaz. CHAHROUR YUCEF.2009.p32- 40.
5. TOTAL - MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-PR080 Support de Formation: EXP-PR-EQ130-FR - Dernière Révision: 20/05/2007.
6. Étude de la performance d'un Compresseur centrifuge multi-étagés K101 A de la station de Oued Noumer- BENREZZAK SAMIR-2011/2012-p29.
7. PLANS DE MAINTENANCE DU COMPRESSEUR D'AIR INGERSOLL-RAND SSR ML 15 - Sami Bellalah – p41/47.
8. AFNOR /Norme X 20—522, 1984, Gaz Naturel. Calcul du pouvoir calorifique. de la masse volumique et de la densité, Association française de normalisation, Paris la Défense, 20 mars, Parité internationale ISO-DIS 6976.
9. New approach estimates viscosity of natural gases, Petroleum Engineer, 7, no 63, July, p. 57-58 Al-Blehed, M., Sayyoub, M.H, Desouky, S.M., 1991.
10. Association technique de l'industrie du gaz en France, Paris, ATG, 1990, Généralités, dans Aide-mémoire de l'industrie du gaz, 4e éd., Chap.1, p. 99-129.
11. Winter National Meeting, Atlanta. Ga, 1984 March 11-14, P 5.
12. Thermal conductivity of coal-derived liquids and petroleum fractions, Ind. Eng. Chem Process Des. Dev., Ely, J.F., Hanley, H.J.M., Graboski, M.S., Perkins, R.A., Sloan, E.D, 1985, Dev., 24, no 2, p. 325-332.
13. Natural gas and crude oil characterization 18th Chemical Engineering Fundamentals Congress, Behar, E. 1987, Taormina, Italy, April 20-30, p 44 .
14. Additive rules for the estimation of thermochemical properties, Chemical Reviews, Benson S.W., Cruickshank, D.M., Golden, G.R., Haugen, H.E., O'Neal, A.S., Rodgers, A.S., Shaw, Walsh, 1969, no 3, June, p. 279-324.
15. Surface tension and the principle Of corresponding states, AIChE Journal, Brock, J.R., Bird, R.B., 1955, 1, no 2, June, p. 174-177.

16. Gas Conditioning and Processing, 5th ed., Campbell Petroleum Series, Norman, Campbell, J.M., 1981, Ok, Chap 4-5, June, p. 28-72.
17. Enthalpies of combustion, formation, vaporization and sublimation of organics, AIChE 37 Cardozo. R.L, 1991, n 2, February, p. 290-298.
18. Prediction of the enthalpy of combustion of organic compounds, AIChE Journal, Cardozo, 1986, R&D Notes, 32, no5, May, p. 844-847.
19. Viscosity of hydrocarbon gases under pressure, J. pet, Technol., Carr, Nil, Kobayashi, R., Burrows, D.B., 1954, 6, no 10, p, 47-55.
20. Comité des Techniciens — Commission d'Exploitation — Sous-commissions Laboratoires d'Exploitation — Groupe Fluides de Gisements — Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1981, Recommandations pour l'établissement d'un rapport PVT, Revue de l'Institut Français du Pétrole, 36, no 3, mai-juin, p. 292-307.
21. Comité des Techniciens — Commission d'Exploitation — Sous-commissions Laboratoires d'Exploitation — Groupe Fluides de Gisements — Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel, 1975, Recommandations pour la mise en œuvre des méthodes d'échantillonnage, Revue de l'Institut Français du Pétrole, 30, no 3, mai-juin, p, 445-471.
22. A corresponding states model for the thermal conductivity of gases and liquids, Chem. Eng. Christensen, PE, Fredenslund, AA, 1980, Sci., 35, no 4, April, p. 871-875.
23. Manual for Predicting Chemical Process Design Data. Data Prediction Manual, Design Institute for Physical Property Data — American Institute of Chemical Engineers (DIPPR — AIChE), New York, NY Danner, R.P., Daubert, T.E., 1983, Chap. 8, 9.
24. Data Compilation Tables of Properties of pure Compounds, Design Institute for Physical Property Data — American Institute of Chemical Engineers (DIPPR - Aiche). New York .Daubert, T, E., Danner, E 1985.
25. Direct and automatic GC analysis for molecular weight determination and distribution in crude oils and condensates up to C20, J. High Resolution Chromatography, 12 Durand, J.P', Fafet, Barreau, A., 1989, no 4, April p. 230-233.
26. Physical properties, in Engineering Data Book, 10th GPA, 1987, Section 23.GPA
27. Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Ok, p-65.

28. Propriétés des fluides de gisements, Cours de production, ENSPM - Centre d i études supérieures de développement et d'exploitation des gisements Editions Techmp Gravier, J .FI, 1986, , Pans, 2, Chap. 2-4, p. 17-81.
29. Heats of combustion of organic compounds, Ind. Eng, Chem Handrick, G., 1956, no 8, August p. 1366-1374.
30. Equations for the viscosity and thermal conductivity coefficients of methane, Cryogenics, 15, no 7, July Hanley, H.J.M.,, McCarty, R.D., Haynes, W.N., 1975, , p. 413-417,
31. WoFk group report on natural gas sampling for revision of GPA standard 2166—68, Proceedings Of the 64th GPA Annual Convention, Houston, TX, March 18-20 Hefley, C.G., Hines, W.J., Sattler, F.W., 1985, , p. 388-415.

RESUME

Le gaz produit à partir de la séparation et traitement de brut nécessite plusieurs appareils et machines pour assurer son acheminement vers les unités de traitements de gaz à ZCINA dans des bonnes conditions de fonctionnement et en toute sécurité. Parmi ces machines on peut citer par exemple les compresseurs centrifuges (03ME 2311A/B), qui ont connus ces dernières années un développement considérable surtout dans le domaine du transport et de réinjection du gaz.

Notre étude s'attache à expliciter l'influence du poids moléculaire sur un compresseur centrifuge (03ME 2311A/B) d'export de gaz et mettre en exergue le rôle et l'importance de ce paramètre dans les déclenchements et les arrêts imprévus de cet équipement.

MOTS-CLES : POIDS MOLÉCULAIRE, COMPRESSEUR CENTRIFUGE, GAZ ASSOCIÉE, BIR SBAA .

ABSTRACT

The gas produced from the separation and processing of crude requires several devices and machines to ensure its routing to gas treatment units at ZCINA in good operating conditions and safely. Among these machines can be mentioned for example centrifugal compressors (03ME 2311A / B), which have been in recent years a considerable development especially in the field of transport and gas reinjection.

Our study aims to explain the influence of molecular weight on a centrifugal compressor (03ME 2311A / B) for gas export and highlight the role and importance of this parameter in the triggering and unplanned shutdowns of this gas equipment.

WORDS KEY: MOLECULAR WEIGHT ,CENTRIFUGAL COMPRESSOR , ASSOCIATED GAS .

ملخص

يتطلب الغاز المنتج من فصل ومعالجة البترول الخام العديد من الأجهزة والآلات لضمان توجيهه إلى وحدات معالجة الغاز في ZCINA في ظروف تشغيل جيدة وبأمان. من بين هذه الآلات يمكن ذكرها على سبيل المثال ضواغط الطرد المركزي (03ME-2311 A/B)، والتي عرفت في السنوات الأخيرة تطوراً كبيراً وخاصة في مجال النقل وإعادة الغاز. تهدف دراستنا إلى شرح تأثير الوزن الذري على ضاغط الطرد المركزي (03ME-2311 A/B) لتصدير الغاز وتبسيط الضوء على دور وأهمية هذه العوامل في اشتغال وتوقف الأجهزة لهذا الغاز.

الكلمات المفتاحية : الوزن الذري ، ضاغط الطرد المركزي ، الغاز المؤمن ، بير سبع.