



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



**UNIVERSITÉ de BLIDA 1**  
**Faculté de Technologie**  
**Département de Génie des Procédés**



## Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER**

Spécialité : Génie des Procédés

Option : Génie Chimique

Présenté par

**BENSAFRAR M<sup>ed</sup> Ahmed**

## Thème

**DIMENSIONNEMENT D'UN COMPRESSEUR  
AU SEIN DE L'UNITE FGL/ZARZAITINE**

### Encadreurs :

Pr D.TOUIL (U. Blida 1)

Mr T.DJEMAA (GROUPEMENT SONATRACH/SINOPEC)

Année universitaire 2016/2017

# Remerciements

---

Si un tel travail représente un investissement personnel important, il n'aurait pu être mené à bien sans la contribution des nombreuses personnes qui m'ont accompagnée. Je les en remercie chaleureusement.

Je dédie affectueusement ce mémoire à mes parents, ma femme ainsi que toute la communauté musulmane à travers le monde.

Je songe alors à la chance que j'ai eue de pouvoir poursuivre, dans de bonnes conditions, mes études, après des années de ma sortie de l'université, avec une pensée particulière pour mon petit frère, à qui je dois énormément.

Je veux exprimer ici mes remerciements les plus vifs à tous les membres du Jury de ce mémoire, d'avoir bien voulu examiner mon travail.

Je tiens à remercier également Mr le Professeur Mr.TOUIL Djamel, mon Promoteur, il a su m'orienter, m'évitant de probables d'égarements. Mr DJEMAA Toufik, à qui je dois exprimer ma profonde reconnaissance pour le choix du sujet. Je salue également Mr BOURADOU Abdelkader et Mr CHIBI Aissam, pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail.

Envers le personnel de l'unité FGL, tous mes amis, je suis reconnaissant pour leur soutien et leurs nombreux conseils. Un grand merci, en particulier, à Mr CHRIEF qui a eu la gentillesse de relire le manuscrit et d'en corriger les nombreuses fautes de frappe.

Je tiens finalement à adresser un grand Merci à tous les membres de ma famille, qui m'ont toujours soutenu et ont largement contribué à ma réussite.

## Résumé

---

Le présent travail a pour but de connaître la puissance requise pour l'entraînement des compresseurs par la turbine à gaz pour différentes composition, température et débit de la charge du gaz d'alimentation de l'unité FGL. Pour cela, des calculs seront mis en œuvre pour le calcul des performances thermodynamiques du compresseur ainsi qu'une consolidation des résultats à l'aide d'une simulation par logiciel HYSYS. En second lieu, des modifications au niveau du compresseur sont proposées afin de pallier aux problèmes rencontrés.

الغرض من هذا العمل هو تحديد القدرة اللازمة لمحرك الضاغط بواسطة التوربين الغازية لتكوين مختلف ودرجة حرارة ومعدل تدفق لقيم تغذية غاز وحدة FGL. لهذا الغرض، سيتم تنفيذ الحسابات لحساب الأداء الديناميكي الحراري للضاغط فضلا عن توحيد النتائج باستخدام محاكاة من قبل البرنامج HYSYS. ثانيا، سيتم اقتراح تعديلات على الضاغط من أجل التغلب على المشاكل التي تواجهها.

The purpose of this work is to determine the power required for compressor drive by the gas turbine for different composition, temperature and flow rate of the feed gas feedstock of the FGL unit. For this purpose, calculations will be implemented for the calculation of the thermodynamic performances of the compressor as well as a consolidation of the results using a simulation by software HYSYS. Secondly, modifications to the compressor are proposed in order to overcome the problems encountered.

# Table des matières

---

Remerciements .....	I
Résumé .....	II
Table des matières .....	III
Liste des abréviations .....	VI
Liste des tableaux .....	VII
Liste des figures.....	IX
Liste des annexes.....	X
INTRODUCTION GENERALE.....	1
PROBLEMATIQUE .....	3
CHAPITRE 1 PRESENTATION ET DESCRIPTION DE L'UNITE FGL – Zarzaitine.....	4
1.1 Introduction .....	4
1.2 Situation géographique.....	4
1.3 Historique .....	6
1.4 Organisation .....	7
1.5 Unité FGL.....	8
1.6 Installation existante au sein de l'unité FGL.....	8
1.7 Description du Procédé.....	9
1.7.1 Canalisations .....	9
1.7.2 Usine.....	11
1.7.2.1 unité de compression du gaz .....	11
1.7.2.2 unité de déshydratation du gaz .....	15
1.7.2.3 gaz produit.....	16
1.7.2.4 système gaz combustible .....	16
1.7.2.5 système de torche .....	17
1.7.2.6 drain liquide .....	18
1.8 Revamping de l'Unité FGL.....	19
1.8.1 But et opportunité du revamping.....	19
1.8.2 Exemples de quelques travaux à réaliser.....	19
CHAPITRE 2 LES COMPRESSEURS DE L'UNITE FGL .....	20
2.1 Introduction .....	20
2.2 Compresseur de gaz.....	21
2.2.1 Données d'étude du compresseur.....	21
2.2.2 Circuit d'huile de lubrification et d'étanchéité.....	21

2.2.3	Courbe de rendement caractéristique .....	22
2.2.4	Régime de rotation .....	22
2.3	Turbine à gaz .....	23
2.3.1	Données d'étude de la turbine à gaz.....	23
2.3.2	Principe de fonctionnement.....	23
2.3.3	Circuit hydraulique et d'huile de lubrification .....	25
2.4	Représentation des données de compression.....	25
2.4.1	Représentation sur PFD (Process Flow Diagram) .....	25
2.4.2	Représentation sur P&ID (Piping & Instrumentation Diagram) .....	25
2.4.3	Data Sheet d'un compresseur .....	25
<b>CHAPITRE 3 CALCUL DES PERFORMANCES THERMODYNAMIQUES ET PROBLEMATIQUE .....</b>		<b>26</b>
3.1	<b>CALCUL DES PERFORMANCES THERMODYNAMIQUES .....</b>	<b>26</b>
3.1.1	Introduction .....	26
3.1.2	Caractéristiques du gaz.....	26
3.1.3	Déterminations des paramètres et performances du 1 <sup>er</sup> étage de compression.....	28
3.1.3.1	Calcul des paramètres nécessaire au calcul thermodynamique .....	28
3.1.3.2	Calcul des performances du 1 <sup>er</sup> étage de compression .....	31
3.1.4	Déterminations des paramètres et performances du 2 <sup>ème</sup> étage de compression.....	33
3.1.5	Déterminations des paramètres et performances du 3 <sup>ème</sup> étage de compression.....	34
3.1.6	Déterminations des paramètres et performances du 4 <sup>ème</sup> étage de compression.....	35
3.1.7	Calcul de la puissance totale des 4 étages de compression .....	36
3.1.8	Etude des autres cas de figure .....	37
3.1.9	Conclusion.....	39
3.2	<b>PROBLEMATIQUE DE GESTION DE LA CHARGE.....</b>	<b>39</b>
3.2.1	Introduction .....	39
3.2.2	Contraintes actuelles rencontrées pour gérer la charge .....	39
3.2.2.1	Limite de torchage .....	40
3.2.2.2	Variation du poids moléculaire.....	40
3.2.2.3	Cas défavorables des paramètres et condition d'entrée.....	41
3.2.2.4	Problèmes de vibration au niveau des rotors des compresseurs .....	41
3.2.2.5	Phénomène de pompage des compresseurs.....	42
3.2.2.6	Diminution de la production du gaz lift .....	43
3.2.3	Conclusion.....	45
<b>CHAPITRE 4 VERIFICATION DIMENSIONNELLE ET SIMULATION .....</b>		<b>46</b>

4.1	VERIFICATION DIMENTIONNELLE ET SIMULATION DE LA CHAINE DE COMPRESSION.....	46
4.1.1	Dimensionnement.....	46
4.1.1.1	Performance d'une roue .....	46
4.1.1.2	Vérification du 1 <sup>er</sup> étage de compression .....	48
4.1.1.3	Vérification du 2 <sup>ème</sup> étage de compression .....	50
4.1.1.4	Vérification du 3 <sup>ème</sup> étage de compression .....	51
4.1.1.5	Vérification du 4 <sup>ème</sup> étage de compression .....	52
4.1.1.6	Calcul des paramètres intermédiaires .....	53
4.1.1.7	Comparaison des résultats de calcul .....	53
4.1.2	Conclusion.....	54
4.2	PARTIE SIMULATION .....	54
4.2.1	Description du Simulateur HYSYS .....	54
4.2.2	Étapes de la simulation sur HYSYS .....	55
4.2.3	Simulation de l'unité de compression par HYSYS .....	56
4.2.4	Conclusion et interprétation des résultats de simulation .....	61
	CONCLUSION GENERALE .....	62
	BIBLIOGRAPHIE .....	63
	ANNEXES .....	64

# Liste des abréviations

---

BP : basse pression

MP : moyenne pression

HP : haute pression

PPE : puits producteur d'eau

PPH : puits producteur d'huile

EOR: Enhanced Oil Recovery

GOR: Gas Oil Ratio

$W_{cut}$ : Water cut.

# Liste des tableaux

---

**Tableau 1.1** : Travaux à réaliser dans le projet de Revamping.

**Tableau 2.1** : Données d'études du compresseur de gaz pour l'été.

**Tableau 2.2** : Données d'études du compresseur de gaz pour l'hiver.

**Tableau 2.3** : Données d'études de la turbine à gaz.

**Tableau 3.1** : Composition du gaz.

**Tableau 3.2** : Paramètres du 1<sup>er</sup> étage.

**Tableau 3.3** : Paramètres données du 2<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.4** : Résultats de calcul du 2<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.5** : Paramètres données du 3<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.6** : Résultats de calcul du 3<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.7** : Paramètres données du 4<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.8** : Résultats de calcul du 4<sup>ème</sup> étage.

**Tableau 3.9** : Composition des gaz des différents cas.

**Tableau 3.10** : La puissance requise pour chaque cas.

**Tableau 4.1** : Paramètres de fonctionnement du 1<sup>er</sup> étage de compression.

**Tableau 4.2** : Paramètres de fonctionnement du 2<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.3** : Résultats de calcul du 2<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.4** : Paramètres de fonctionnement du 3<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.5** : Résultats de calcul du 3<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.6** : Paramètres de fonctionnement du 4<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.7** : Résultats de calcul du 4<sup>ème</sup> étage de compression.

**Tableau 4.8** : Paramètres intermédiaires des 4 étages de compression.

**Tableau 4.9** : Résultats des calculs de dimensionnement.

**Tableau 4.10** : Paramètres opératoires du 1<sup>er</sup> cas.

**Tableau 4.11** : Résultats de la simulation sur HYSYS du 1<sup>er</sup> cas.

**Tableau 4.12** : Paramètres du gaz à la sortie (1<sup>er</sup> cas).

**Tableau 4.13** : Paramètres opératoires du 3<sup>ème</sup> cas.

**Tableau 4.14** : Résultats de la simulation sur HYSYS du 3<sup>ème</sup> cas.

**Tableau 4.15** : Paramètres du gaz à la sortie (3<sup>ème</sup> cas).

**Tableau 4.16** : Paramètres opératoires du 4<sup>ème</sup> cas.



**Tableau 4.17** : Résultats de la simulation sur HYSYS du 4<sup>ème</sup> cas.

**Tableau 4.18** : Paramètres du gaz à la sortie (4<sup>ème</sup> cas).

# Liste des figures

---

**Figure 1.1** : Position géographique de la région d'In Amenas.

**Figure 1.2** : Champs pétrolifères de la région d'In Amenas.

**Figure 1.3** : Schéma du réseau de canalisation BP de collecte du gaz.

**Figure 1.4** : Schéma du réseau de canalisation MP de collecte du gaz.

**Figure 2.1** : Schéma de transfert d'énergie.

**Figure 3.1** : Schéma de l'installation des compresseurs centrifuges DRESSER CLARK.

**Figure 3.2** : Décroissance du poids moléculaire des gaz d'alimentation.

**Figure 3.3** : Courbe caractéristique du compresseur K303.

**Figure 3.4** : Schéma type d'un contrôle pneumatique d'anti pompage.

**Figure 3.5** : Limitation des courbes d'un compresseur centrifuge.

**Figure 3.6** : Courbe de production du gaz lift.

**Figure 3.7** : Fluctuation de charge d'alimentation BP & MP.

**Figure 4.1** : Etudes suivies sur HYSYS.

**Figure 4.2** : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (1<sup>er</sup> cas).

**Figure 4.3** : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (3<sup>ème</sup> cas).

**Figure 4.4** : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (4<sup>ème</sup> cas).

# Liste des annexes

---

**Annexe 1.1:** PFD Usine.

**Annexe 2.1:** Les courbes de rendement caractéristiques du compresseur K303.

**Annexe 2.2:** Caractéristiques de la turbine à gaz MS5002B.

**Annexe 2.3:** P & ID compresseur K303.

**Annexe 2.4.** DATA SHEET COMPRESSEUR K303.

**Annexe 3.1:** Les abaques de Standing et KATZ.

**Annexe 3.2:** Loi de Finance 2016 du 30/12/2015 - Article 57.

# INTRODUCTION GENERALE

---

**CONTEXTE** – Le pétrole est une ressource stratégique. Energie essentielle dans de nombreux secteurs tels que le transport et l'industrie, il représente un enjeu à la fois économique et géopolitique. La crise actuelle du marché de l'énergie, apparait propice aux développements technologiques pour mieux gérer les coûts de production et par conséquent le prix de revient.

**ORDRE DE GRANDEUR** – Si les variations du prix de l'or noir et les conséquences économiques qu'elles induisent paraissent familières, son extraction et le fonctionnement des installations restent mystérieux sous bien des aspects. Les formes sous lesquelles le pétrole se présente varient beaucoup d'un champ à l'autre, la profondeur à laquelle il faut forer ou la quantité de barils produits aussi. Il est donc assez difficile de définir des ordres de grandeurs généraux. On peut néanmoins dire qu'un puits typique a une profondeur d'un à deux kilomètres et un diamètre de l'ordre d'une dizaine de centimètres, que les pression et les température en jeu au niveau du réservoir sont de l'ordre d'une ou deux centaines de bars pour l'un et d'une centaines de degrés pour l'autre et qu'un réservoir est supposé contenir quelque milliards de barils de pétrole. Un puits peut produire jusqu'à plusieurs centaines de barils par jours et un champ consiste généralement en plusieurs centaines de puits. Pour ce faire une idée correcte des enjeux il faut également savoir qu'une grande partie des réserves estimés de pétrole se trouve en mer à plusieurs kilomètres de profondeur et dans des régions parfois hostiles ou difficiles d'accès, comme en mer du Nord ou en Alaska par exemple.

**ACTIVATION DE LA PRODUCTION** – Au début de la production d'un puits la pression du réservoir suffit fréquemment à propulser les hydrocarbures jusqu'en surface. C'est une phase de production dite "naturelle" qui, suivant les caractéristiques du réservoir, peut durer de quelques années à nombreuses années. Malheureusement, en expulsant les effluents vers la surface, le réservoir tend à se dépressuriser jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne de liquide dans le puits, il faut alors recourir à des moyens de productions alternatifs, appelés moyens d'activation. Leur but peut être de maintenir le réservoir sous pression ou de tenter de diminuer le poids de la colonne liquide.

**GAS LIFT** – Parmi les moyens les plus fréquemment utilisés on trouve l'activation par pompe. Il peut s'agir de ce que l'on appelle des "têtes de cheval" à cause de leur forme particulière. On trouve également l'activation par gas lift. Le gaz est injecté au fond du puits, il peut alors être utilisé pour pousser le liquide ou pour s'y mêler de façon à diminuer la masse

volumique moyenne. Au total, cette activation par gas lift concerne plus de 53% des puits produisant significativement, c'est-à-dire plus de dix barils par jour [1]. Dans ce mémoire nous nous intéresserons exclusivement à ce mode de production.

L'activation par gas lift nécessite la compression de gaz à des pressions moyennes ou hautes à l'aide de compresseurs centrifuges.

**COMPRESSEUR** – Les compresseurs centrifuges présentent un fort intérêt dans l'industrie du pétrole et du gaz (procédés chimiques industriels), par leur fort taux de compression qu'ils autorisent, pour un encombrement et une masse réduits.

Comme leur nom l'indique, leur but est de comprimer un fluide en un plus petit volume tout en augmentant simultanément la pression et la température; En d'autres termes, les compresseurs acceptent une masse d'un gaz à une pression et une température initiales et soumettent ce gaz à une pression et à une température plus élevées.

À une pression et à une température de décharge plus élevées, la densité des gaz est également plus élevée, de sorte que la masse de gaz occupe un volume plus faible. Le gaz est alors comprimé.

Afin de faire le choix d'un compresseur, l'utilisateur (exploitant) doit spécifier certaines performances requises du compresseur, la connaissance du process, ainsi que les avantages et les inconvénients et la configuration de chaque compresseur.

# PROBLEMATIQUE

---

L'unité FGL est exploitée depuis plus de 30 ans et rencontre actuellement des problèmes de fonctionnement, tel que, la dégradation des performances des équipements suite à une variation à la baisse du poids moléculaires du gaz d'alimentation.

Le compresseur de gaz existant fonctionne actuellement en limitant sa capacité de compression en débit et en pression de sortie avec une vitesse maximale (105%) de la turbine à gaz.

Compte tenu du fait que cette tendance continuera et afin de maintenir une certaine marge dans l'exploitation pour l'avenir, le compresseur doit être redimensionné avec les nouvelles conditions du gaz d'alimentation, à savoir : composition (hiver/été), pression, débit et température.

Notre travail consiste à proposer le dimensionnement d'un nouveau compresseur capable de s'adapter aux paramètres de débit, pression et poids moléculaire des gaz actuels d'alimentation.

Le plan de travail de ce mémoire est de la manière suivante :

Dans le premier chapitre, nous présenterons une description du procédé de l'unité ; Dans le deuxième chapitre, nous présenterons les compresseurs centrifuges de l'unité ; dans le troisième chapitre nous proposerons dans un premier temps une exposition de la problématique de gestion de la charge, dans un deuxième temps, nous effectuerons le calcul des performances thermodynamique.

Le quatrième chapitre, nous étalerons les résultats de la vérification dimensionnelle ainsi que la simulation ;

Enfin, nous avons clôturé notre mémoire par une conclusion générale.

## CHAPITRE 1 PRESENTATION ET DESCRIPTION DE L'UNITE FGL – Zarzaitine

### 1.1 Introduction

Le champ pétrolier Zarzaitine est parmi les premiers champs découverts en Algérie après celui d'Edjeleh ; son exploitation depuis plus de cinquante ans, a permis le développement de région d'In Amenas.

### 1.2 Situation géographique

Le gisement de Zarzaitine est situé dans le bassin sédimentaire d'Illizi à 1600 km au Sud Est d'Alger, à 35 km à l'Est de la localité d'In Aménas, qui est située au centre-nord de la wilaya d'Illizi, à proximité de la frontière Libyenne.

Il se trouve précisément entre les méridiens (Longitudes) de 9°42' à 9°52' Est et les Parallèles (Latitudes) de 28°01' à 28°10' Nord au Sud Est de l'Algérie, à une altitude de 550 m. Il est constitué de champs pétrolifères et gazifères, il couvre une superficie d'environ 100 km<sup>2</sup>.

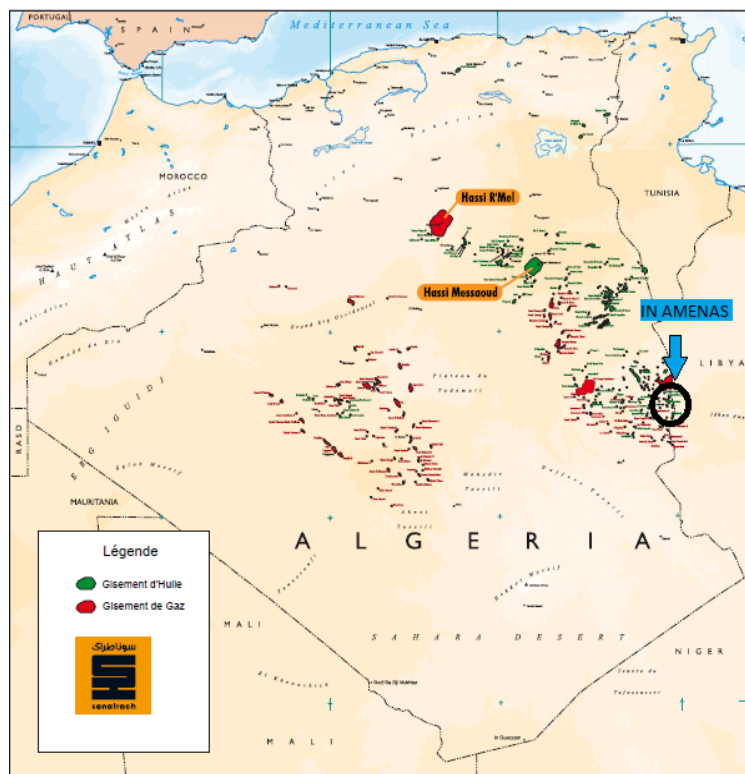


Figure 1. 1 : Position géographique de la région d'In Amenas.

Géographiquement, la région d'In Aménas est limitée au Nord selon l'axe (Est en Ouest) par Ouan Taradjeli, Taouratine, Irlalène, West-Ihansatene et Tihigaline, au Sud selon l'axe (Est en Ouest) par Amenaned, In Teria, Tin-Mezoratine, Assekaifaf et Tihigaline, A l'Est par la frontière Algéro-Libyenne et à l'Ouest par l'Erg Issaouane.

Le paysage est constitué principalement de grès rouge-brun, le climat y est largement hyper aride et extrêmement sec toute l'année puisque les précipitations annuelles moyennes sont environ de 23 mm. En été, la chaleur est extrême et prend un caractère persistant: les températures moyennes maximales sont constamment supérieures à 40 °C entre milieu mai et fin septembre. Les températures sont agréables et modérément élevées en hiver mais seulement la journée car dans les étendues désertiques, il n'y a rien pour retenir la chaleur et les températures minimales moyennes avoisinent 4 °C.

Le ciel est dégagé et clair toute l'année et les journées couvertes restent très rares, la température moyenne journalière annuelle avoisine 23,7 °C.

La région dont le siège est à In Aménas, a été scindée en plusieurs secteurs d'exploitation : secteur Nord, secteur Est et secteur Ouest. Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements énumérés ci-après par ordre d'importance :

ZARZAITINE + ZARZAITINE NORD EST + NORD IN AMENAS

ZARZAITINE + ZRNE sont situés à 30 km à l'Est d'In Aménas près de la frontière Algéro-Libyenne.

Le réservoir du Dévonien inférieur à la profondeur de 1270 m fut mis en production en 1960. Il s'agit d'un gisement d'huile surmonté d'un gas-cap et soumis à un aquifère actif.

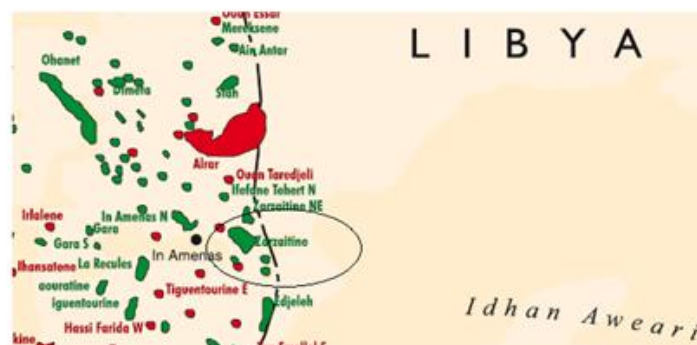


Figure 1. 2 : Champs pétrolifères de la région d'In Amenas.



### 1.3 Historique

Le gisement de Zarzaitine est a été découvert en 1957 par la C.R.E.P.S (Compagnie de Recherche et d'Exploitation du Pétrole au Sahara) par le forage du puits ZR01 ; l'huile a été mise en évidence avec le forage du puits ZR02 en janvier 1958 et l'exploitation a commencé en 1960.

La mise en service de l'oléoduc In Amenas-Skhira (d'une longueur de 770 km) en septembre 1960 permettait l'évacuation du brut par le port tunisien de La Skhira situé sur le golfe de Gabès.

L'achèvement de l'oléoduc Ohanet-Haoud El Hamra, et le raccordement de In Amenas à ce dernier a permis d'acheminer la production jusqu'au port de Bougie (Bejaïa) via l'oléoduc Haoud El Hamra-Bougie.

Le gisement a produit en déplétion naturelle jusqu'en décembre 1965.

Après cette date, l'exploitation a continué avec l'injection d'eau dans le réservoir principal Dévonien F4 (injection périphérique pour balayer le gisement) jusqu'en 1982.

L'activation des puits par injection de gas lift a vu le jour vers la fin des années 70.

Le début des années 80 a été caractérisé par le durcissement des lois incitant la protection de l'environnement, ce qui a conduit à la construction d'une unité de récupération des gaz torchés : Unité FGL (Fermeture Gas Lift) par la compagnie japonaise MUTSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, et mise en service en 1985 pour substituer le gaz d'Alrar.

Durant cette période, les PPH à proximités des PIE ont été fermés en raison de  $W_{cut}$  élevé, conduisant ainsi à la réduction d'injection d'eau et la production a diminuée année après année. La production la plus basse est atteinte en 1982.

Après cette date et jusqu'en 1994, des mesures ont été prises pour convertir les puits producteurs d'huile PPH en puits injecteurs d'eau PIE ;

Il était difficile de soutenir l'énergie de la formation par injection d'eau périphérique. Par conséquent, des 1995, les anciens puits producteurs ont été convertis en injecteurs. Cette conversion a formée des patterns isolés, alors l'injection est devenue, en plus de l'injection de la périphérie, une injection dispersée, permettant au réservoir d'avoir une énergie de soutien uniforme ; la zone envahie par le gaz près de GOC est rétablie par une huile saturée et par

conséquent certains puits qui ont été fermés en raison de la canalisation de gaz pourrait avoir une production normale et la pression de réservoir est équilibrée d'une manière appropriée.

Le champ a été arrêté durant dix-huit mois à compter du mois de novembre 2009. Tous les puits (producteurs et injecteurs) ont été fermés suite à un problème technique survenu sur les installations de surface ;

Le redémarrage du champ a eu lieu la mi-mai 2011, après rétablissement des installations de surface.

Depuis 2012 à ce jour, le développement du champ de Zarzaitine a continué avec la construction : d'une unité de traitement des eaux, de deux bacs de stockage de brut, deux stations EOR (Enhanced Oil Recovery), ainsi qu'un nouveau centre d'injection d'eau après l'entrée en vigueur du contrat de partenariat signée avec la société chinoise SINOPEC pour un montant de 525 millions de dollar, dans le but de porter à 50 % le taux de récupération des réserves d'huile.

## 1.4 Organisation

Le champ de Zarzaitine se compose de plusieurs unités, à part les puits producteurs et leurs canalisations, les réseaux d'injection d'eau et le réseau d'injection du gas lift. On distingue :

- **(08) Huit centres de séparations huile/gaz ;**

Ces centres sont énumérés de (CS1 à CS8), répartis sur le champ, leurs rôle consiste à séparer l'huile produite à partir des puits producteurs des effluents (gaz et eau).

- **Centre de Stockage C4 ;**

L'huile collectée au niveau des centres de séparation, est envoyée vers le centre C4 ou elle est traitée, stockée, ensuite expédiée.

Ce centre comporte 3 bacs de stockage de brut, un d'une capacité de 10 000 m<sup>3</sup> et deux d'une capacité de 7 650 m<sup>3</sup>, ainsi que deux réservoirs d'eau dont la capacité est de 5 00 m<sup>3</sup> chacun pour l'alimentation du réseau anti-incendie.

- **Centre de Traitement des Eaux CTE ;**

L'eau l'huileuse récupérée au niveau des centres de séparation, et du centre de stockage C4 est envoyée vers ce centre pour être débarrasser des traces d'effluents, pour être ensuite réinjectée dans le réseau.

- **Centre Principal d'injection d'Eau CPIE ;**

Ce centre produit de l'eau et l'injecte pour permettre balayage du gisement, ainsi que le maintien de la pression.

- **Unité FGL.**

L'unité FGL (Fermeture Gas Lift) a été conçue dans le but de récupérer les gaz torchés et les réutiliser comme gaz lift après traitement, et remplacer le gaz d'Alrar qui servait comme effluent de production.

### **1.5 Unité FGL**

L'unité FGL (Fermeture Gas Lift) assure la compression des gaz provenant des lignes de torches des centres satellites, pour servir comme gaz lift aux puits producteurs d'huile et d'eau du champ de Zarzaitine en substitution du gaz d'Alrar.

Elle a été réalisée entre 1982 et 1985, date de mise en service.

Elle reçoit deux types de gaz, basse pression BP et moyenne pression MP, provenant respectivement des centres de séparation huile/gaz (CS 1 à 8), et des centres de séparation Eau/gaz.

Design de traitement : 4 300 000 STm<sup>3</sup>/J.

### **1.6 Installation existante au sein de l'unité FGL**

L'unité FGL comprend :

Trois trains de compression, dont chacun est composé de:

- 01 Turbine à gaz de type John Brown ;
- 01 Compresseur BP ;
- 01 multiplicateur de vitesse ;
- 01 compresseur HP ;
- Un système de contrôle Mark II ;
- Une batterie de refroidissement du gaz de process ;

- Une batterie de refroidissement d'huile de lubrification ;
- Une unité de dégazage de l'huile polluée.

Les Communs :

- Manifold d'entrée ;
- Section de traitement de gaz ;
- Section des sécheurs de gaz ;
- Un système de récupération de condensat ;
- Section utilités ;
- La ligne torche ;
- Système de détection et protection anti-incendie ;
- Section boosting à C4 ;
- Un package des produits chimiques ;
- Section de compression d'air instrument ;
- Section de production de gaz inerte ;
- Système paging.

Les infrastructures :

- Une sous-station électrique ;
- Un bâtiment de contrôle avec laboratoire ;
- Un bâtiment de pompes anti-incendie et utilité;
- Ateliers et bureaux.

## 1.7 Description du Procédé

L'unité FGL reçoit des gaz provenant de deux sources différentes : centres de séparation Huiles (canalisations à gaz BP) et centres de séparation d'eau (gaz MP). [2]

### 1.7.1 Canalisations

- Canalisations à gaz BP

Le gaz de formation et le gaz-lift provenant de la ligne de torche de chacun des centres de séparation CS1 à CS8 et centre de stockage C4, sont recueillis par la canalisation à gaz basse pression enterrée qui conduit le gaz à l'usine :

Le gaz à basse pression est introduit dans l'usine par les quatre canalisations gaz basse pression, à savoir :

- I- CS1 → CS2 → CS3 → Usine
- II- C4 → Usine
- III- CS8 → Usine
- IV- CS7 → CS6 → CS5 → CS4 → Usine

Ces canalisations se rejoignent dans l'usine. [2]

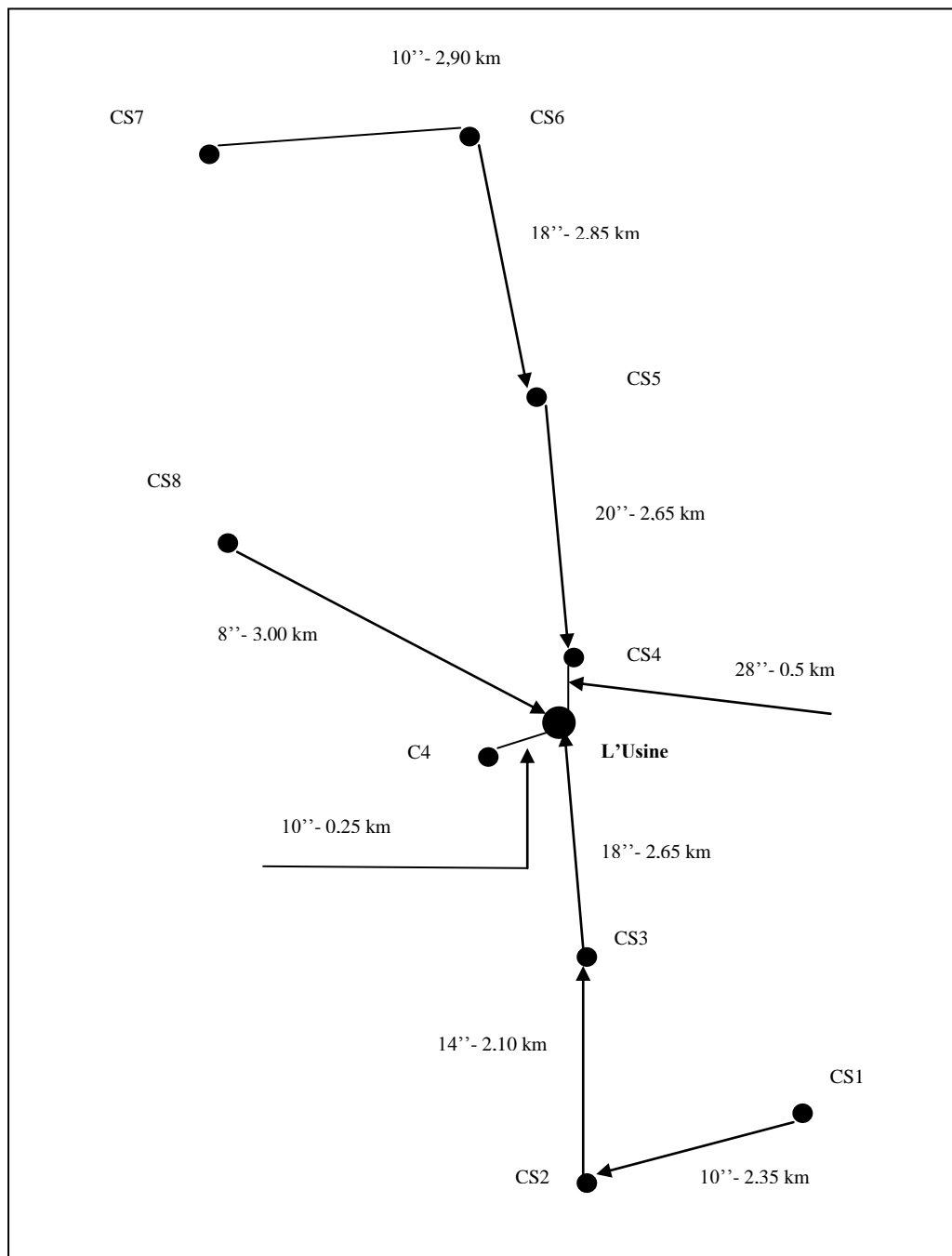


Figure 1.3 : Schéma du réseau de canalisation BP de collecte du gaz.

- **Canalisations à gaz MP**

Le gaz de montée de l'eau provenant des séparateurs eau/gaz des centres eaux IFN, ZE NE, ZR FLANC et CPIE est envoyé sur CPIE. Le gaz recueilli à CPIE est ensuite envoyé à l'usine par l'intermédiaire d'une tuyauterie enterrée. [2]

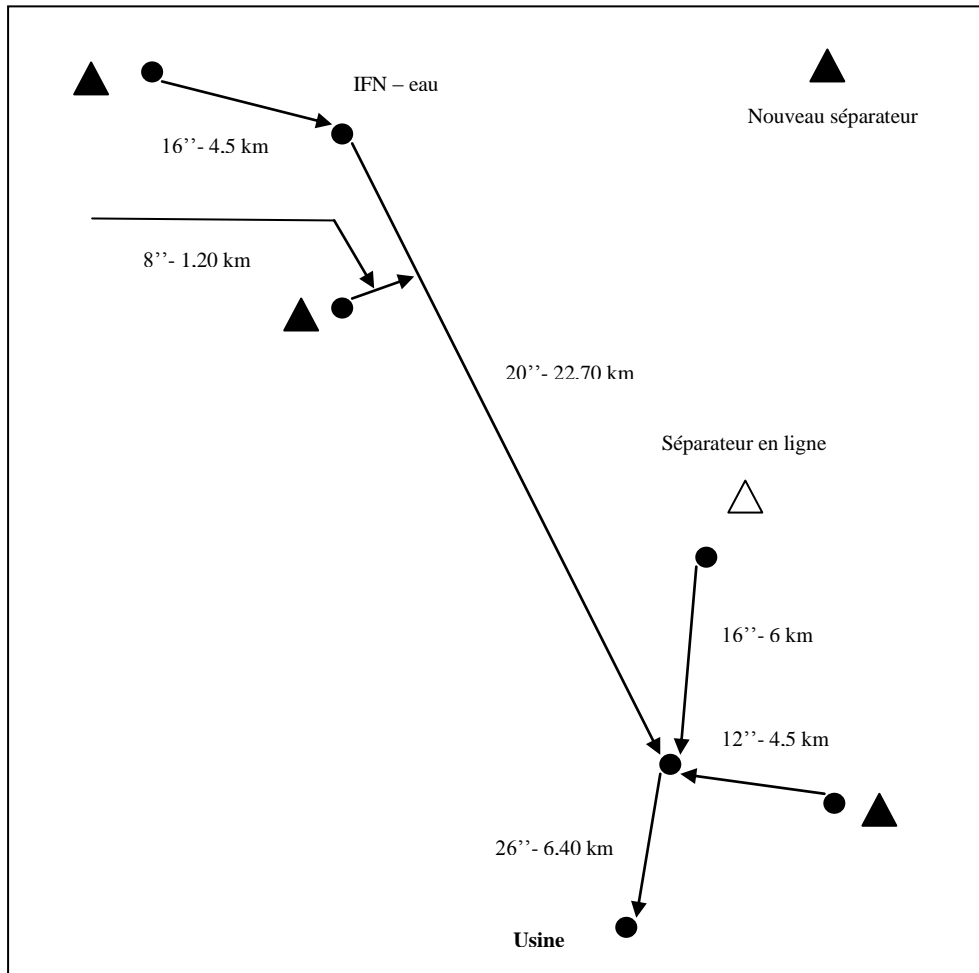


Figure 1.4 : Schéma du réseau de canalisation MP de collecte du gaz.

## 1.7.2 Usine

L'usine se compose de trois trains de système de compression du gaz, comprenant un système de récupération du condensat, une section de déshydratation du gaz et d'autres systèmes auxiliaires. [2]

### 1.7.2.1 unité de compression du gaz

- **Traitement du gaz d'alimentation**

Les quatre canalisations gaz basse pression enterrées débouchent au niveau des installations de l'usine (voir [Annexe 1.1]).

Chaque canalisation est équipée d'une vanne d'arrêt. Ces quatre canalisations sont alors raccordées et le Gaz Process est introduit dans ballon séparateur B-310 ensuite B-301.

Le B-301 est un absorbeur de brouillard type à ailette qui peut arrêter le bouchon parfois entrainé dans la tuyauterie. Le drain liquide et/ou le bouchon sont envoyés au puisard condensat ou le condensat sera récupéré par régulation du niveau.

La pression du Gaz de Process est réglée par une vanne d'étranglement afin de stabiliser la pression d'aspiration du compresseur. Le débit gazeux est alors séparé en trois branches qui alimentent trois trains de compresseurs parallèles. Le gaz sous pression est envoyé sur F-301A, B, C (micro-laveur de gaz BP) qui correspondent aux trois trains de compresseurs.

Le F-301 est un séparateur type à filtre. L'élément filtrant arrête la poussière et les matières entrainées dans B-301 lesquelles sont amalgamées par cet élément filtrant pour être stoppées par l'absorbeur de brouillard installé dans F-301.

Le gaz est ensuite introduit dans l'aspiration du 1<sup>er</sup> étage de K-303A, B, C. La pression d'aspiration du 1<sup>er</sup> étage est contrôlée par une vanne d'étranglement modulant toute variation, et par un système anti-surpression pour que la pression à l'aspiration ne soit jamais inférieure à la pression atmosphérique.

La canalisation de gaz moyenne pression est prévue pour recueillir le gas-lift de l'eau. Cette tuyauterie, enterrée, débouche à proximité de l'usine. Le gaz à moyenne pression est traité de la même manière que le gaz à basse pression.

Il est introduit dans B-320 ensuite B-302 (séparateurs d'entrée MP) qui est du même type que le séparateur B-310 & B-301. Le gaz pour fuel BP et le gaz obturateur pilote de torche sont séparés immédiatement après B-302. Puis le gaz à moyenne pression est réparti selon trois branches qui alimentent trois trains de compression parallèles. Le débit du gaz à moyenne pression est réglé par une vanne de régulation de la pression et est envoyé sur F-302A, B, C (micro-laveur de gaz MP) qui est du même type que le F-301.

Le drain et/ou le bouchon de B-302 est envoyé sur B-303 (un séparateur trois phases) et le drain de F-302A, B, C est envoyé à la fosse condensat pour récupération du condensat. [2]

- **Compression par trois trains de compression parallèles**

Le gaz BP est envoyé au 1<sup>er</sup> étage de K-303 (compresseur de gaz) et le gaz MP au 2<sup>ème</sup> étage sous forme de coupe latérale.

Le gaz process est comprimé à environ 6 à 8 Bar abs à la sortie du 2<sup>ème</sup> étage. La pression est fonction de la composition du gaz, de sa température et de la variation du débit .

Le gaz sortant du 2<sup>ème</sup> étage est refroidi par E-301 (1<sup>er</sup> refroidisseur intermédiaire), qui est un échangeur type refroidi par air (Aéro réfrigérant).

La température à la sortie de l'E-301 varie de 35 à 55°C en fonction de la température ambiante.

Le gaz refroidi est envoyé à V-305 (ballon contact).

Le V-305 assure la fonction d'un absorbeur et est du type colonne garnie. V-305 absorbe les hydrocarbures lourds contenus dans le gaz sortant du 2<sup>ème</sup> étage à l'aide du condensat renvoyé par V-302 (2<sup>ème</sup> laveur de gaz intermédiaire). V-305 assure aussi la fonction d'une colonne de fractionnement en séparant les hydrocarbures légers dans le condensat renvoyé de V-302 par le gaz sortant du 2<sup>ème</sup> étage. V-301 (1<sup>er</sup> laveur de gaz intermédiaire) supprime le brouillard du gaz provenant du V-305 qui est alors envoyé au compresseur du 3<sup>ème</sup> étage.

Le débit du gaz entrant dans le 3<sup>ème</sup> étage est bien plus fort que celui du gaz sortant du 2<sup>ème</sup> étage en raison de la libération éclair provenant du condensat et renvoyée par V-302. Le niveau de la pression à la sortie du 3<sup>ème</sup> étage est d'environ 40 Bar abs. Le gaz combustible pour la turbine à gaz du compresseur est séparé du gaz sortant du 3<sup>ème</sup> étage.

Le gaz est ensuite refroidi par E-302 (2<sup>ème</sup> refroidissement intermédiaire) de 55 à 40 °C de la même manière que par E-301.

Le gaz des drains venant du V-304 (séparateur de gaz de régénération), V-303 (laveur de gaz de sortie) et V-306 (séparateur de drain combustible de la centrale électrique), sont introduits dans V-302 qui va séparer le gaz du condensat.

Le gaz est envoyé au 4<sup>ème</sup> étage du compresseur et est comprimé à 99,8 Bar abs ; le gaz sortant du 4<sup>ème</sup> étage est refroidi par E-303 (refroidisseur intermédiaire) à 55 °C.

Le gaz refroidi et le condensat sont introduits dans V-303. De là, le drain est envoyé sur V-302 par régulation du niveau.

Le gaz provenant des trains de compression parallèles est alors fourni à la section de déshydratation. [2]



- **Système de récupération du condensat**

Le condensat produit à la sortie du 3<sup>ème</sup> étage et aux autres sections sous haute pression est recueilli par un carter placé au fond du V-302. Mais ce condensat se vaporise par détente avec une diminution de la température et forme un hydrate si la pression tombe à une valeur aussi basse que celle de la pression à l'entrée du 3<sup>ème</sup> étage. Pour éviter la formation d'hydrate et pour obtenir une récupération maximale de condensat, le condensat le plus lourd provenant du V-307 (réservoir tampon de condensat) est pompé par P-304 (pompe de surpression du condensat) et P-303 (pompe de recirculation du condensat) et envoyé au carter à liquide au fond du V-302.

Le condensat venant du V-307 est mélangé dans V-302.

Le débit du liquide venant du P-303 est réglé en cascade en fonction de sa température pour éviter la formation d'un hydrate dans le condensat/mélange gazeux en vaporisation éclair en aval de la vanne régulatrice du niveau.

Les dérivations de débit minimum de P-303 et P-304, ce condensat envoyé sur V-305. Là, le liquide entre en contact avec le gaz déchargé au 2<sup>ème</sup> étage et en absorbe les hydrocarbures lourds, en même temps qu'il est lui-même débarrassé des hydrocarbures légers.

Le liquide d'hydrocarbures lourds traité dans V-305 est introduit dans V-307 auquel l'eau libre contenue dans le liquide hydrocarbure est séparée, recueillie par la vanne LV315 et envoyée au borbier.

Le liquide d'hydrocarbures sans eau est envoyé sur B-303 (séparateur trois phases) depuis V-307A, B, C qui équipent chaque train de compresseurs.

Le condensat de B-302 et celui de la fosse de condensat sont aussi introduits dans B-303.

P-501, (pompe de puits de condensat) installée dans la fosse de condensat, est mise en fonction par des régulateurs de niveau.

B-303 est mise en route à 2 Bar abs. , et le gaz de flash est envoyé à B-301 avec régulation de pression.

L'eau entraînée depuis V-307, B, C, etc. est séparée, recueillie par le vanne LV 327 du B-303 et envoyée au borbier.

Le condensat d'hydrocarbures produit est envoyé au réservoir de condensat existant sous la forme d'un mélange condensat/vapeur. La vapeur est produite par la différence de pression entre B-303 et le réservoir de condensat existant. [2]

#### 1.7.2.2 unité de déshydratation du gaz

Le gaz comprimé sortant des trois trains de compression est envoyé à l'unité de déshydratation du gaz.

T-303A, B, C et D sont des tours de déshydratation type à adsorbant. Le cycle de ces appareils est de 12 heures d'adsorption et 4 heures de régénération. Trois des T-303 fonctionnent en parallèle pour adsorber l'eau du gaz de process tandis que la 4<sup>ème</sup> des T-303 est en régénération.

Dépressurisation, chauffage, refroidissement et ré-pressurisation ont lieu en séquence pendant la période de régénération. Le cycle est commandé par une minuterie de séquence (séquenceur).

Le séchage, la décompression et la dépressurisation se font sous l'action de vannes séquentielles, le débit du gaz se faisant vers le bas. La régénération est faite sur un débit vers le haut.

Le gaz de régénération est pris à V-306, en aval, via la vanne régulatrice de débit.

H-301 (four de régénération) chauffe le gaz de régénération jusqu'à la température de 290 °C. Ce dernier passe par l'une des T-303A, B, C, D et régénère l'adsorbant.

Le gaz de régénération chargé d'eau du lit de l'adsorbant est envoyé sur E-304 (refroidisseur du gaz de régénération). Là, l'eau est condensée et séparée au V-304 (séparateur du gaz de régénération). L'eau séparée est envoyée à la fosse de décantation dont le niveau est réglé.

Le gaz de régénération séparé est envoyé au V-302 aval de chaque train de compression sous régulation de pression.

Même si le cycle est en phase refroidissement, les bruleurs de H-301 restent allumés. Un débit minimum de protection des tubes du four est assuré par une dérivation du gaz de régénération. [2]

### 1.7.2.3 gaz produit

La pression du gaz sec (teneur en eau 1ppm) est réglée à 97 Bar abs à la sortie de l'usine et est envoyé au système gaz lift via la canalisation haute pression enterrée au Nord Est de Zarzaitine.

Là, la canalisation est raccordée au réseau existant qui devient la source de gaz de système gaz lift existant. Ce réseau va recevoir le surplus de gaz du système gaz lift. Ce surplus provient du gaz de formation de chaque centre de séparation huile/gaz.

Le gaz du réseau existant servira aussi de source de secours pour le système gaz lift en cas de panne de l'usine.

Une partie du gaz produit de l'usine est dérivée et amenée à la pression de 55 Bar abs.

Le condensat qui risque de se produire par condensation rétrograde est séparé à V-306.

Le gaz sortant de V-306 est de nouveau séparé pour servir comme gaz de régénération à T-303.

Le reste est envoyé à la centrale électrique d'IN AMENAS sous forme de gaz combustible. Si l'usine tombe en panne, le gaz combustible de la station IN AMENAS est pris à la tuyauterie gaz haute pression qui est assistée par la tuyauterie gaz existant. [2]

### 1.7.2.4 système gaz combustible

L'Usine comprend deux systèmes de gaz combustibles sous des pressions différentes. Le premier est un système gaz combustible haute pression pour la turbine à gaz motrice des compresseurs. L'autre un système sous basse pression pour GT-H-101 (le réchauffeur de démarrage de la turbine à gaz) et H-301, le gaz pilote/étanchéité de la torche étant pris en amont de la source de gaz combustible à basse pression.

Ces systèmes à gaz combustibles sont des systèmes à auto-alimentation.

Avant la mise en route de l'ensemble des trains de compressions, le gaz sous haute pression de la canalisation gaz existante est amené dans le GT-H-101 et chauffé pour servir de gaz combustible au système haute pression assurant la mise en route de la turbine à gaz du premier train. [2]

- **gaz combustible haute pression**

Le gaz combustible sous haute pression est fourni par la canalisation de gaz process de la sortie du compresseur du 3<sup>ème</sup> étage de chaque train de compression. Le gaz sortant du 3<sup>ème</sup>

étage est refroidi par GT-E-102 (refroidisseur de gaz combustible de turbine à gaz) et pressurisé.

Le gaz pressurisé de chacun des trains est envoyé à V-401 (séparateur de flash de gaz combustible de turbine à gaz). Le gaz sortant de V-401 est alors divisé et envoyé à chaque turbine à gaz.

Remarques : Les turbines à gaz entraînant les compresseurs sont équipées d'un moteur de lancement. [2]

- **gaz combustible basse pression**

Le système gaz combustible basse pression commence en aval de HV-305. Le gaz dérivé est pressurisé et envoyé sur V-402 (séparateur de flash de gaz combustible du four de régénération) puis de nouveau séparer et envoyé sur H-301 et GT-H-101. [2]

#### 1.7.2.5 système de torche

Le système de torche est prévu pour purger le gaz process de l'usine dans différents cas.

Les vannes vide-vite vers le système de troche sont installées aux points suivants :

Sortie de B-301

Sortie de B-302

Sortie de V-302A, B, C

Sortie de V-303A, B, C

Sortie de V-305A, B, C

Sortie de H-301

Sortie de l'usine

Sortie de V-401

En cas d'arrêt programmé et/ou d'urgence, ces vannes amèneront le gaz inflammable de l'usine à la troche sans danger. En cas d'arrêt d'urgence, l'usine peut être dépressurisée à 6 Bar en 15 minutes grâce à ces vannes vide-vite.

Par ailleurs, les vannes de sureté des canalisations/réceptacles du gaz process sont raccordées au collecteur de torche. [2]

#### 1.7.2.6 drain liquide

Le drain liquide produit en différents points de l'usine est envoyé en partie à la fosse de condensat ou doit s'opérer la récupération du condensat, et en partie à la fosse de décantation quand il ne contient pas de condensat. Deux canalisations de drains sont donc installées.

##### (1) Fosse de condensat

Une canalisation de drainage du liquide conduit à la fosse de condensat, soit directement, soit en passant par d'autres ballons. Cette canalisation provient de :

B-301

B-302 (en passant éventuellement par B-303)

F-301

F-302

V-301 (en passant par B-303)

V-302

V-303 (en passant par V-302)

V-306 (en passant par V-302)

V-307

##### (2) Fosse de décantation (bourbier).

Une autre canalisation est installée pour les ballons dont le drain ne contient pas de condensat. Cette canalisation conduit à la fosse de décantation et vient de :

B-303 Vanne de fond

V-304

V-307 Vanne de fond

V-401

V-402 [2]

## 1.8 Revamping de l'Unité FGL

### 1.8.1 But et opportunité du revamping

L'exploitation de l'unité depuis trois décennies, nous oblige à réaliser des travaux afin de continuer à l'exploiter dans meilleures conditions, notamment :

- Adaptation des compresseurs aux paramètres débit, pression et poids moléculaire du Gaz actuelles ;
- La rénovation des installations vétustes sources des problèmes d'exploitation et de maintenance ;
- Amélioration du système d'exploitation ;
- Fiabilité et modernisation ;
- Flexibilité d'exploitation ;
- Amélioration des conditions de sécurité, de Maintenance et d'exploitation ;
- Augmenter la durée de vie de l'unité. [3]

### 1.8.2 Exemples de quelques travaux à réaliser

Voici la liste des travaux à réaliser :

**Tableau 1.1. Travaux à réaliser dans le projet de Revamping. [3]**

Compresseurs du gaz de process K-303 HP et BP	Up grade des compresseurs selon le nouveau poids moléculaire des gaz récupérés
	Consolidation des massifs supports des compresseurs
Multiplicateurs de vitesse	A remplacer selon les paramètres des nouveaux compresseurs
Turbines à gaz	Remplacement du système de commande Mark II par un autre système
	Remplacement du système de détection de gaz
Aéro-réfrigérant huile turbines GT-E-101A/B/C	A remplacer
Système de contrôle du process de l'unité de type conventionnel	A remplacer par un nouveau système de contrôle DCS

## CHAPITRE 2 LES COMPRESSEURS DE L'UNITE FGL

---

### 2.1 Introduction

Le groupe de compression est composé de 2 compresseurs centrifuges Dresser Clark, entraînés par une turbine à gaz John Brown, avec un multiplicateur MAAG entre les deux compresseurs.

Le compresseur le plus près de la turbine est de type 4M9-8 à joint horizontal, ayant les raccords d'arrivée et de refoulement sur le dessus du compresseur (raccord en amont). Le compresseur est entraîné du côté refoulement mais le rotor a été prolongé afin d'entraîner le multiplicateur qui, à son tour, entraîne l'autre compresseur. Le corps du compresseur est en acier coulé.

Le deuxième compresseur est de type 463B4/3 à joint vertical, ayant les raccords d'arrivée et de refoulement également sur le dessus du corps du compresseur. Le corps de celui-ci est en acier forgé et est en réalité composé de deux compresseurs dans un seul corps. Ceci est obtenu par le montage des impulseurs en deux sections, en sens opposé, c'est-à-dire, dos-à-dos.

L'entraînement à partir de la turbine à gaz est transmis par des accouplements de types diaphragmes Thomas, qui sont montés hydrauliquement aux arbres. [4]

## 2.2 Compresseur de gaz

### 2.2.1 Données d'étude du compresseur

- Cas Eté : les données sont regroupées dans le tableau suivant : [2]

Tableau 2.1 : Données d'études du compresseur de gaz pour l'été.

Etage	1 <sup>er</sup>	Soutirage latéral	3 <sup>ème</sup>	4 <sup>ème</sup>
Modèle du compresseur	4M		463B	
Débit d'entrée (kg/h)	38 797	29 662	105 486	60 345
Pression d'admission (bars G)	0,00	2,47	5,07	38,30
Température d'admission (°C)	50,0	50,0	36,9	32,2
pression de refoulement (bars G)	/	5,56	39,27	98,80
BHP (C.V.brit.) requis (kW)	14 405			
Régime de rotation (tr/m)	4 338		10 669	

- Cas Hiver : les données sont regroupées dans le tableau suivant : [2]

Tableau 2.2 : Données d'études du compresseur de gaz pour l'hiver.

Etage	1 <sup>er</sup>	Soutirage latéral	3 <sup>ème</sup>	4 <sup>ème</sup>
Modèle du compresseur	4M		463B	
Débit d'entrée (kg/h)	38 749	29 293	101 856	54 901
Pression d'admission (bars G)	0,00	2,68	5,85	40,43
Température d'admission (°C)	25,0	25,0	21,3	21,0
pression de refoulement (bars G)	/	6,35	41,41	98,80
BHP (C.V.brit.) requis (kW)	13 701			
Régime de rotation (tr/m)	4 191		10 307	

### 2.2.2 Circuit d'huile de lubrification et d'étanchéité

L'alimentation en huile de lubrification de même qu'en huile d'étanchéité est assurée par la pompe d'huile installée pour la turbine à gaz.



L'huile de lubrification est fournie à tous les paliers et roues d'engrenage afin d'éviter leur abrasion. La régulation de la pression, de la température et du débit de l'huile est d'une importance primordiale pour permettre au compresseur de fonctionner normalement.

L'huile utilisée à des fins d'étanchéité est une partie de l'huile de lubrification qui a subi une surcompression, par la pompe d'huile d'étanchéité, avant d'être envoyée aux éléments assurant l'étanchéité au gaz et situés aux extrémités du corps du compresseur. Il est à noter que le rôle de l'huile d'étanchéité n'est pas uniquement d'empêcher les fuites de gaz au niveau des extrémités du corps du compresseur mais également de lubrifier ces parties.

Le circuit d'huile d'étanchéité comporte un réservoir d'huile d'étanchéité qui permet d'assurer la régulation de la pression d'alimentation en huile d'étanchéité. Ce réservoir permet également que l'alimentation en huile d'étanchéité se poursuive en cas d'interruption du fonctionnement de la pompe d'huile d'étanchéité.

L'huile d'étanchéité non dégradée est recyclée dans le circuit d'huile de lubrification tandis que l'huile dégradée est recueillie par le collecteur d'huile d'étanchéité et envoyée ensuite au système de dégazage. Après séparation de la phase gazeuse, elle sera utilisée en tant qu'huile de lubrification. [2]

### 2.2.3 Courbe de rendement caractéristique

Les courbes de rendement caractéristiques du compresseur sont données en **Annexe 2.1**. [2]

### 2.2.4 Régime de rotation

Etant données que le compresseur process et la turbine B.P sont accouplés mécaniquement, ces deux machines fonctionnent à un régime de rotation proportionnel l'une à l'autre. Par conséquent, en réglant le débit de combustible vers la turbine à gaz, il est possible de contrôler le régime de rotation du compresseur.

Le corps de la turbine B.P et le corps du compresseur B.P partagent le même aubage. L'accélération du corps H.P est réalisée par un engrenage dont le rapport de démultiplication est de 2,45. [2]

## 2.3 Turbine à gaz

Chaque train est équipé d'une turbine à gaz dont le rôle est d'entraîner le compresseur auquel elle est accouplée, ces caractéristiques regroupées dans **Annexe 2.2**.

### 2.3.1 Données d'étude de la turbine à gaz

La turbine à gaz MS 5002b est une machine tournante à entraînement mécanique, appartenant à la famille des moteurs à combustion interne, dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure. Elle est conçue pour les services intensifs.

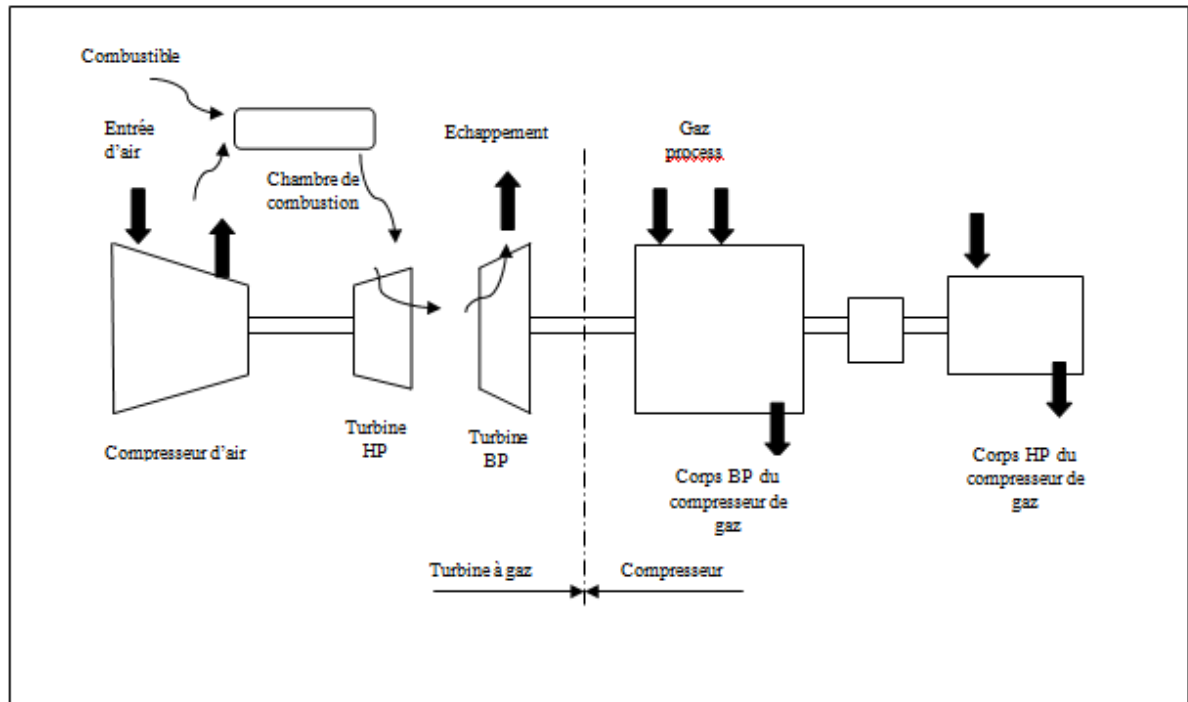
**Tableau 2.3 : Données d'études de la turbine à gaz.**

Item	Unit	Valeur
Température au bulbe sec	°C	45
Puissance de sortie	kW	18 300
Rapport calorifique (pouvoir calorifique inférieur)	kcal/kW	3 265
Vitesse de régime de la turbine de détente motrice	tr/m	4 670
Régime de rotation de la turbine d'entraînement du compresseur	tr/m	5 100
Débit d'air	kg/sec	976
Température d'entrée dans la turbine	°C	927
Température d'échappement	°C	513
Puissance du moteur électrique de démarrage	kW	250
Régime de rotation du moteur électrique de démarrage	tr/m	3 000

### 2.3.2 Principe de fonctionnement

Dans la turbine à gaz, l'on distingue trois parties essentielles, à savoir : le compresseur d'air, la chambre de combustion et la turbine proprement dite. La turbine à gaz produit de l'air comprimé en débit continu, au moyen du compresseur d'air, une combustion continue dans la chambre de combustion et une énergie continue au moyen de la turbine proprement dite.

Le schéma de transfert de l'énergie pour cette turbine à gaz est représenté sur la figure suivante :



**Figure 2.1 : Schéma de transfert d'énergie.**

Chaque turbine possède deux étages. Le premier étage est situé sur l'arbre, du côté du compresseur d'air, et le second étage est placé au niveau de l'arbre d'entraînement auquel est accouplé le compresseur process. Le premier de la turbine à gaz est une turbine à haute pression et est appelé " turbine d'entraînement de compresseur d'air" tandis que le second étage de la turbine à gaz est une turbine à basse pression et est appelé "turbine de détente motrice".

La turbine à haute pression entraine uniquement la partie compresseur d'air située sur le même arbre, mais les gaz sortant de la turbine à haute pression sont admis dans la turbine à basse pression située sur l'arbre opposé.

Le régime de rotation de la turbine à haute pression dépend de la puissance de la turbine à gaz. En conséquence, un système de régulation du régime de rotation de la turbine à haute pression est utilisé pour contrôler la puissance de sortie de la turbine à gaz. Il s'ensuit que le régime de rotation de la turbine à basse pression dépend uniquement de la charge appliquée. Par conséquent, la turbine à gaz est protégée contre les survitesses qui pourraient éventuellement se déclarer lorsque la charge est supprimée par d'une part, un régulateur de contre pression et d'autre part, un limiteur de survitesse.

Les besoins en air de la turbine à gaz représentent approximativement le quart de la quantité totale d'air utilisé pour la combustion stœchiométrique.

L'air en excès est utilisé pour le refroidissement de la chambre de combustion et se mélange aux produits de la combustion afin de réduire la température des gaz à l'entrée du premier étage de la turbine. Le refroidissement de la partie turbine de la turbine à gaz est assuré de façon à éviter une élévation excessive de la température du métal [2].

### 2.3.3 Circuit hydraulique et d'huile de lubrification

Trois pompes sont disponibles en tant que pompes pour l'huile de lubrification, à savoir : une pompe accouplée à l'arbre d'entraînement, une pompe auxiliaire entraînée par un moteur électrique à courant alternatif et une pompe d'urgence entraînée par un moteur électrique à courant continu.

La pompe accouplée à l'arbre d'entraînement est utilisée lors des opérations d'exploitation normales, tandis que la pompe auxiliaire est utilisée lors des opérations de démarrage, de préparation, etc. La pompe d'urgence est prévue pour les cas de panne d'électricité.

L'huile de lubrification est fournie à tous les paliers et les accouplements afin d'empêcher leur abrasion.

L'huile de lubrification est également utilisée en tant que fluide de commande ou fluide hydraulique telle qu'elle se présente ou après avoir été pressurisée par une pompe. Cette huile en particulier, est utilisée pour l'entraînement des commandes du régulateur et pour le mécanisme d'entraînement extérieur. [2]

## 2.4 Représentation des données de compression

### 2.4.1 Représentation sur PFD (Process Flow Diagram)

- Compresseur 4M9-8 (Basse Pression) & Compresseur 463B4/3 (Haute Pression)

Voir **Annexe 1.1**. DRW. No. 1315R205-00100

### 2.4.2 Représentation sur P&ID (Piping & Instrumentation Diagram)

- Compresseur 4M9-8 (Basse Pression)

Voir **Annexe 2.3**. DRW. No. 1315 P205-00200 PLANT (2/18)

- Compresseur 463B4/3 (Haute Pression)

Voir **Annexe 2.3**. DRW. No. 1315 P205-00800 PLANT (8/18)

### 2.4.3 Data Sheet d'un compresseur

Voir **Annexe 2.4**. DATA SHEET COMPRESSEUR K303.

## CHAPITRE 3 CALCUL DES PERFORMANCES THERMODYNAMIQUES ET PROBLEMATIQUE

### 3.1 CALCUL DES PERFORMANCES THERMODYNAMIQUES

#### 3.1.1 Introduction

Le calcul thermodynamique a pour but de déterminer les performances du compresseur centrifuge et indiquer le choix de la machine motrice. [5]

Nos trois trains sont composés de deux compresseurs centrifuges du type 4M9-8 à joint horizontal et 463B4/3 à joint vertical entraînés par une turbine à gaz comme la montre la figure ci-dessous :

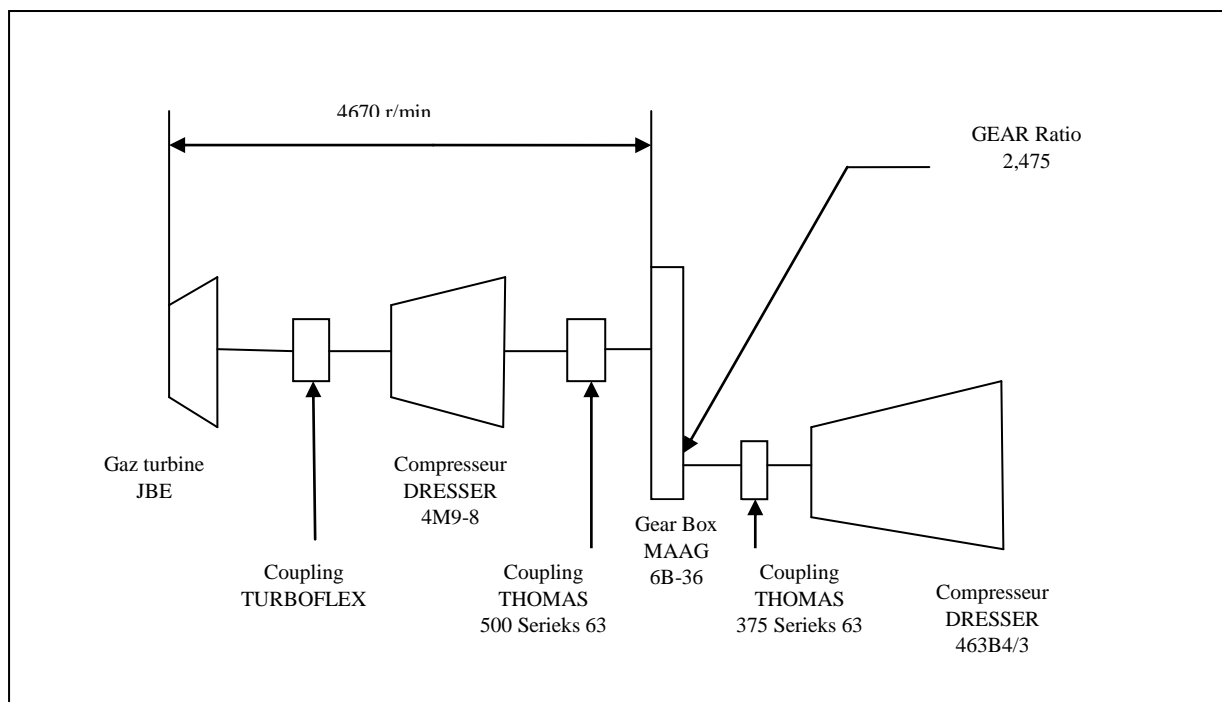


Figure 3.1 : Schéma de l'installation des compresseurs centrifuges DRESSER CLARK.

#### 3.1.2 Caractéristiques du gaz

Les deux compresseurs compriment un mélange de gaz (BP & MP) qui sera utilisé comme gas lift permettant de relever la pression dans les puits et améliorer les capacités de production de brut, ainsi que la production d'eau nécessaire pour le balayage et le maintien de pression du gisement.

Les caractéristiques de ces gaz sont données sur le tableau suivant :

Tableau 3.1 : Composition du gaz.

Composants	Oil (BP)	Water (MP)	Masse Moléculaire $M_i$	Pression critique	Température critique	Mcp (0°C)	Mcp (100°C)
	$X_i\%$	$X_i\%$					
N <sub>2</sub>	0,190	0,190	28,016	33,90	126,70	29,10	23,31
CO <sub>2</sub>	1,340	1,370	44,010	74,00	304,40	36,04	40,08
CH <sub>4</sub>	63,410	64,870	16,040	46,40	191,10	34,50	40,13
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	13,610	13,910	30,070	48,80	305,60	49,49	62,14
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	9,940	10,080	44,097	42,50	370,00	68,31	88,68
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,080	2,070	58,124	36,50	408,30	89,75	116,89
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,190	4,100	58,124	38,00	425,60	93,04	117,92
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,510	1,350	72,151	33,20	461,10	112,09	145,56
<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,330	1,140	72,151	33,70	470,60	115,21	145,94
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1,140	0,920	86,178	30,20	508,30	138,09	174,27
C <sub>7+</sub>	1,260	0,000	100,205	27,40	540,60	161,20	202,74

- Masse molaire du gaz BP

Le calcul de la masse molaire du mélange de gaz est donné par :

$$M = \sum M_i \cdot X_i$$

$X_i$ : fraction molaire

$$M = 27,22 \text{ [kg/kmol]}$$

- Constante spécifique du gaz ( $r$ )

$$r = \frac{R}{M} = \frac{8,314}{27,22} \Rightarrow r = 0,305 \text{ [kJ/kg.K]}$$

$R$  : Constante universelle des gaz parfaits en [kJ/kmol.K]

- Température critique du gaz

$$T_{cr} = \sum X_i \cdot T_{cri} \Rightarrow T_{cr} = 256,01 \text{ [K]}$$

- Pression critique du gaz

$$P_{cr} = \sum X_i \cdot P_{cri} \Rightarrow P_{cr} = 45,33 \text{ [bar]}$$

### 3.1.3 Déterminations des paramètres et performances du 1<sup>er</sup> étage de compression

#### 3.1.3.1 Calcul des paramètres nécessaire au calcul thermodynamique

Les données sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 : Paramètres du 1<sup>er</sup> étage.

1 <sup>er</sup> Etage 4M	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars Abs.)	1,00	3,47
Température (°C)	50,0	136,0
Débit massique (kg/h)	38 797	
Vitesse de rotation (t/min)	4 338	
Rendement polytropique	75 %	

- Pression et température réduites à l'aspiration :

Connaissant les coordonnées réduites du mélange de gaz à l'aspiration, on tire la température et la pression réduites à l'aspiration :

$$T_{red} = \frac{T_a}{T_{cr}} \Rightarrow T_{red} = 1,26 \quad (3.1)$$

$$P_{red} = \frac{P_a}{P_{cr}} \Rightarrow P_{red} = 0,022 \quad (3.2)$$

- Détermination du facteur de compressibilité à l'aspiration :

Le facteur de compressibilité à l'entrée du compresseur  $Z_a$  dépend de la pression et la température réduite du mélange entrant. Il est déterminé à partir des abaques de Standing et KATZ [Annexe 3.1].

A partir de (3.1) et (3.2) :

$$Z_a = 0,995$$

- Pression et température réduites au refoulement :

Connaissant les coordonnées réduites du mélange au refoulement, on tire la température et la pression réduites au refoulement:

$$T_{rer} = \frac{T_r}{T_{cr}} \Rightarrow T_{rer} = 1,60 \quad (3.3)$$

$$P_{rer} = \frac{P_r}{P_{cr}} \Rightarrow P_{rer} = 0,076 \quad (3.4)$$

- Détermination du facteur de compressibilité au refoulement :

Le facteur de compressibilité à la sortie du compresseur  $Z_r$  dépend de la pression et la température réduite du mélange sortant. Il est déterminé à partir des abaques de KATZ.

A partir de (3.3) et (3.4) :

$$Z_r = 0,993$$

- Facteur de compressibilité moyen du mélange  $Z_1$

$$Z_{1\text{ moy}} = \frac{Z_a + Z_r}{2}$$

$$Z_{1\text{ moy}} = 0,994$$

- Chaleur spécifique du mélange

En utilisant l'interpolation linéaire de  $MCp$  pour chaque composant entre les températures :  $0^\circ\text{C}$  et  $100^\circ\text{C}$ , à une température donnée  $T_i$ . [6]

Le  $MCp_{comp}$  d'un composant est donc :

$$MCp_{comp(T_i)} = \frac{(T_i - 0^\circ\text{C}) \cdot (MCp_{(100^\circ\text{C})} - MCp_{(0^\circ\text{C})})}{100^\circ\text{C} - 0^\circ\text{C}} + MCp_{(0^\circ\text{C})} \quad (3.5)$$

La chaleur spécifique du mélange sera donc :

$$MCp_{mél(T_i)} = \sum MCp_{comp} \cdot X_i \quad (3.6)$$



D'où la chaleur spécifique à  $T_i$  est :

$$Cp_{(T_i)} = \frac{MCp_{(T_i)}}{M} \quad (3.7)$$

D'après la relation (3.6) et (3.7) :

- Chaleur spécifique du mélange à l'aspiration :

$$Cp_{mél(50^\circ C)} = 1,98 [kJ/kg.K]$$

Et :

$$Cp_{(a)} = 1,98 [kJ/kg.K]$$

- Chaleur spécifique du mélange au refoulement :

$$Cp_{mél(136^\circ C)} = 2,32 [kJ/kg.K]$$

Et :

$$Cp_{(r)} = 2,32 [kJ/kg.K]$$

D'où, la chaleur spécifique moyenne entre l'aspiration et le refoulement est égale à :

$$Cp_{1\ moy} = \frac{Cp_{(a)} + Cp_{(r)}}{2}$$

$$Cp_{1\ moy} = 2,15 [kJ/kg.K]$$

- Calcul du coefficient adiabatique  $K_1$

D'après la relation de Meyer :

$$r = C_p - C_v$$

Et le coefficient adiabatique :

$$K_1 = \frac{C_{p1}}{C_{p1} - r}$$

D'où :

$$K_1 = 1,16$$

- Taux de compression  $\tau_1$  du 1<sup>er</sup> étage :

$$\tau_1 = \frac{P_r}{P_a}$$

D'où :

$$\tau_1 = 3,47$$

- Calcul de l'exposant polytropique ( $n_1$ ) du 1er étage

Dans le cas d'une transformation polytropique :

$$\left(\frac{T_r}{T_a}\right) = \left(\frac{P_r}{P_a}\right)^{\frac{n_1-1}{n_1}} \quad (3.8)$$

On tire  $n$  :

$$\ln\left(\frac{T_r}{T_a}\right) = \frac{n_1 - 1}{n_1} \cdot \ln\left(\frac{P_r}{P_a}\right)$$

$$n_1 = \frac{\ln \tau}{\ln \tau - \ln\left(\frac{T_r}{T_a}\right)}$$

$$n_1 = 1,23$$

### 3.1.3.2 Calcul des performances du 1<sup>er</sup> étage de compression

Dans cette section, nous déterminerons les valeurs des travaux et puissance du 1<sup>er</sup> étage :

- Travail de compression polytropique

Pour les gaz réels, nous considérons la relation suivante :

$$W_p = Z \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (3.9)$$

En remplaçant l'équation (3.8) dans (3.9), on trouve :

$$W_{p1} = \frac{n_1}{n_1 - 1} \cdot Z_1 \cdot r \cdot T_a \cdot \left(\tau^{\frac{n_1-1}{n_1}} - 1\right)$$

$$W_{p1} = 137,62 \text{ [kJ/kg]}$$

Avec :

$W_{p1}$  : Travail polytropique [kJ/kg].

$T_a$  : Température d'aspiration à la bride du compresseur [K].

$Z_1$  : Facteur de compressibilité du 1<sup>er</sup> étage.

$r$  : Constante spécifique du gaz [kJ/kg.K].

$n_1$  : Exposant polytropique du 1<sup>er</sup> étage.

- Travail spécifique réel de compression

Le rendement polytropique est donné par :

$$\eta_{p1} = \frac{W_{p1}}{W_{r1}} \quad (3.10)$$

Avec :

$\eta_{p1}$  : Rendement polytropique du 1<sup>er</sup> étage = 75 %.

$W_{p1}$  : Travail polytropique [kJ/kg].

$W_{r1}$  : Travail réel [kJ/kg].

D'où la valeur du travail réel :

$$W_{r1} = 183,96 \text{ [kJ/kg]}$$

- Puissance sur l'arbre

La puissance demandée par le 1<sup>er</sup> étage du compresseur est :

$$P_{arb} = (Q_{m1} \times W_{r1}) + P_{mec1} \quad (3.11)$$

Avec :

$Q_{m1}$  : Débit massique [ $m^3/s$ ].

$W_{r1}$  : Travail réel du compresseur [kJ/kg].

$P_{mec1}$  : Pertes mécaniques à l'arbre du 1<sup>er</sup> compresseur [kW].

Ces pertes mécaniques sont tirées de la formule suivante [7] :

$$P_{mec,comp} = P_{mec,arb} \cdot \left(\frac{N}{N_{arb}}\right)^{2,5} \quad (3.12)$$

Avec :

$N$  : Vitesse de rotation.

$N_{arb}$  : Vitesse de rotation de l'arbre = 4 338 [tr/min].

$P_{mec,arb}$  : Perte mécanique liée à l'arbre = 50 [kW].

D'après la relation (3.11) et (3.12), nous obtenons :

$$P_{mec} = 60,12 \text{ [kW]}$$

La puissance de l'arbre vaut ainsi :

$$P_{arb1} = 2\,042 \text{ [kW]}$$

### 3.1.4 Déterminations des paramètres et performances du 2<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement sont portés sur le tableau suivant :

**Tableau 3.3 : Paramètres données du 2<sup>ème</sup> étage.**

<b>2<sup>ème</sup> Etage 4M</b>	<b>Conditions d'aspiration</b>	<b>Conditions de refoulement</b>
Pression (bars G)	3,47	6,69
Température (°C)	102,8	155,5
Débit massique (kg/h)	68 459	68 459
Rendement polytropique	73%	

Après calcul, les résultats sont résumés dans le tableau 3.4 :

**Tableau 3.4 : Résultats de calcul du 2<sup>ème</sup> étage.**

Paramètres	Résultats	
Facteurs de compressibilité $Z_2$	$Z_a = 0,994$	$Z_{moy2} = 0,992$
	$Z_r = 0,990$	
Chaleur Spécifique $C_{p2}$	$C_{p_a} = 1,99$	$C_{p_{moy2}} = 1,38$
	$C_{p_r} = 0,77$	
Coefficient adiabatique	$K_2 = 1,3$	
Taux de compression	$\tau_2 = 1,92$	
L'exposant polytropique	$n_2 = 1,44$	
Travail polytropique	$W_{p2} = 87$ [kJ/kg]	
Travail réel	$W_{r2} = 119,21$ [kJ/kg]	
Pertes mécaniques	$P_{mec,comp} = 60,12$ [kW]	
Puissance à l'arbre	$P_{arb2} = 2\ 327,79$ [kW]	

### 3.1.5 Déterminations des paramètres et performances du 3<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement sont portés sur le tableau suivant :

**Tableau 3.5 : Paramètres données du 3<sup>ème</sup> étage.**

3 <sup>ème</sup> Etage 463B4/3	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars G)	6,19	41,07
Température (°C)	37	158
Débit massique (kg/h)	105 486	
Rendement polytropique	74,50 %	

Après calcul, les résultats sont résumés dans le tableau 3.6 :

**Tableau 3.6 : Résultats de calcul du 3<sup>ème</sup> étage.**

Paramètres	Résultats	
Facteurs de compressibilité $Z_3$	$Z_a = 0,97$	$Z_{moy3} = 0,94$
	$Z_r = 0,91$	
Chaleur Spécifique $C_{p3}$	$C_{p_a} = 1,86$	$C_{p_{moy3}} = 2,05$
	$C_{p_r} = 2,25$	
Coefficient adiabatique	$K_3 = 1,15$	
Taux de compression	$\tau_3 = 6,63$	
L'exposant polytropique	$n_3 = 1,21$	
Travail polytropique	$W_{p3} = 174 \text{ [kJ/kg]}$	
Travail réel	$W_{r3} = 234,22 \text{ [kJ/kg]}$	
Pertes mécaniques	$P_{mec,comp} = 5,27 \text{ [kW]}$	
Puissance à l'arbre	$P_{arb3} = 6\ 868,36 \text{ [kW]}$	

### 3.1.6 Déterminations des paramètres et performances du 4<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement sont portés sur le tableau suivant :

**Tableau 3.7 : Paramètres données du 4<sup>ème</sup> étage.**

4 <sup>ème</sup> Etage 463B4/3	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars G)	39	101,8
Température (°C)	39	130
Débit massique (kg/h)	63 961	
Rendement polytropique	62 %	

Après calcul, les résultats sont résumés dans le tableau 3.8

**Tableau 3.8 : Résultats de calcul du 4<sup>ème</sup> étage.**

Paramètres	Résultats	
Facteurs de compressibilité $Z_4$	$Z_a = 0,89$ $Z_r = 0,87$	$Z_{moy4} = 0,88$
Chaleur Spécifique $Cp_4$	$Cp_a = 2,02$ $Cp_r = 2,36$	$Cp_{moy4} = 2,19$
Coefficient adiabatique	$K_4 = 1,19$	
Taux de compression	$\tau_4 = 2,61$	
L'exposant polytropique	$n_4 = 1,36$	
Travail polytropique	$W_{p4} = 108,92$ [kJ/kg]	
Travail réel	$W_{r4} = 175,67$ [kJ/kg]	
Pertes mécaniques	$P_{mec,comp} = 5,27$ [kW]	
Puissance à l'arbre	$P_{arb4} = 3\ 125,05$ [kW]	

### 3.1.7 Calcul de la puissance totale des 4 étages de compression

A partir de l'équation (3.11) et les puissances des quatre étages, il vient :

$$P_t = (P_{4M9/8} + P_{463B4/3}) = P_{arb1} + P_{arb2} + P_{arb3} + P_{arb4}$$

$$P_t = 14\ 363$$
 [kW]

- Puissance sur l'arbre des deux compresseurs

En tenant compte des pertes mécaniques données par le rendement mécanique :  $\eta = 98\%$ , la puissance à l'arbre demandée par les compresseurs (4M9-8 & 463B4/3) est :

$$P_a = P_t / \eta_m$$

$$P_a = 14\ 656$$
 [kW]

### 3.1.8 Etude des autres cas de figure

La puissance calculée dans la section précédente est spécifique au cas nominal, dit Design ; dans ce qui suit nous allons étudier le cas actuel de fonctionnement, ainsi que les cas les plus défavorables :

- Cas N°02 : Design MW 23
- **Cas N°03 : BP Normal + MP Normal (actuel) Hiver.**
- **Cas N°04 : BP Normal + MP Normal (actuel) Eté.**

Le tableau suivant regroupe les compositions des gaz :



Tableau 3.9 : Composition des gaz des différents cas.

Formule	CAS 2		CAS 3		CAS 4	
	BP	MP	BP	MP	BP	MP
H <sub>2</sub> O	0,000	0,000	Saturated	Saturated	Saturated	Saturated
N <sub>2</sub>	0,190	0,190	0,667	0,799	0,577	0,467
CO <sub>2</sub>	1,340	1,370	1,460	1,571	2,839	2,838
CH <sub>4</sub>	77,040	75,200	75,898	77,605	73,706	74,442
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8,320	9,630	11,184	11,330	12,352	12,582
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,080	6,980	5,090	4,722	4,996	5,094
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,270	1,430	1,156	0,899	0,939	0,878
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,560	2,840	1,731	1,402	1,896	1,830
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,920	0,930	0,995	0,659	0,682	0,634
<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,810	0,790	0,784	0,499	0,592	0,536
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	1,470	0,640	0,630	0,344	0,660	0,432
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000	0,000	0,283	0,133	0,430	0,190
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,000	0,000	0,015	0,008	0,025	0,012
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,000	0,000	0,064	0,013	0,202	0,046
C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> -CH <sub>3</sub>	0,000	0,000	0,007	0,001	0,034	0,009
C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,000	0,000	0,015	0,005	0,059	0,006
C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,000	0,000	0,006	0,005	0,007	0,002
C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0,000	0,000	0,005	0,003	0,002	0,002
C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	0,000	0,000	0,005	0,002	0,002	0,000
C <sub>13</sub> H <sub>28</sub>	0,000	0,000	0,005	0,000	0,000	0,000

Après calcul, les résultats sont regroupés dans le tableau 3.10 :

**Tableau 3.10 : La puissance requise pour chaque cas.**

N°	Comp. BP	Comp. MP	Saison	MW (g/mol)	MW (g/mol)	Puissance MW	Pression Sortie
<u>1</u>	Cas Nominal	Cas Nominal	/	27,23	25,86	14 656,13	101,8
<u>2</u>	Design	Design	/	22,92	22,97	14 894,11	99,82
<u>3</u>	BP Normal	MP Normal	Hiver	22,54	21,5	12 931,19	71
<u>4</u>	BP Normal	MP Normal	Eté	23,09	22,41	13 531,80	63

### 3.1.9 Conclusion

D’après les résultats du calcul thermodynamique obtenus, la puissance totale absorbée par les compresseurs centrifuges varie selon la composition des gaz, se qui se traduit par une variation à la baisse des pressions de sortie ce qui indique les limites de fonctionnement des présents compresseurs conçus pour travailler avec des gaz riches.

Le vieillissement de la machine motrice est le second point, puisque la turbine MS5002B délivre une puissance nominale de 18,3 Méga Watt (d’après la fiche technique du constructeur **Annexe2.2**).

Il est donc nécessaire d’apporter des modifications et des améliorations à la chaine de compression pour pouvoir exploiter convenablement la puissance développée par cette turbine et répondre aux besoins estimés, à savoir 86 bars à la sortie.

## 3.2 PROBLEMATIQUE DE GESTION DE LA CHARGE

### 3.2.1 Introduction

Dans cette partie nous allons établir un diagnostic relatif à la gestion de charge qui n’a cessé de fluctuer tant en débit qu’en poids moléculaire, et ces conséquences sur la chaine de compression.

### 3.2.2 Contraintes actuelles rencontrées pour gérer la charge

Le Groupement Sonatrach/Sinopec à rencontré de sérieuses difficultés pour la gestion de charge de gaz, notamment :

#### 3.2.2.1 Limite de torchage

Il a été signalé un torchage durant les périodes chaudes ainsi que pendant l'arrêt de l'unité, obligeant GSS à réduire le nombre de puits à forts GOR, enregistrant ainsi une perte de production.

Comme c'était le cas en 2009 et 2010, ALNAFT a instruit le Groupement d'arrêter la production suite à un torchage excessif survenu lors de l'arrêt de l'unité FGL en raison de l'incident survenu sur le four de régénération fin 2008.

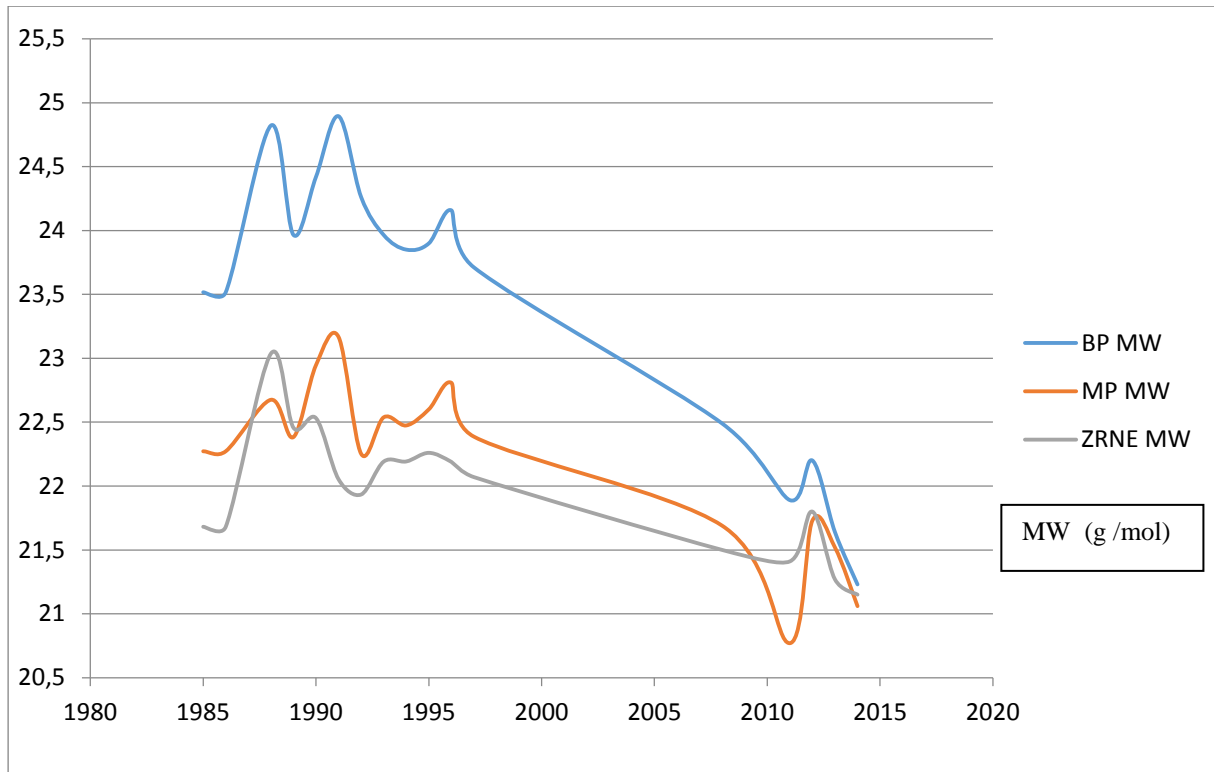
Les contraintes liées au torchage sont :

- Selon la Loi de finance 2016, la taxe de torchage a été augmentée de huit mille dinars (8 000,00 DA) à vingt mille dinars (20 000,00 DA) par millier de normaux metre cubes (Nm<sup>3</sup>). [**Annexe 3.2**]
- L'autorisation de torchage doit être approuvée par l'organisme ALNAFT, par conséquent, une demande officielle et à l'avance doit être adressée du GSS à ALNAFT pour avoir cette autorisation.

#### 3.2.2.2 Variation du poids moléculaire

La réalisation du projet a fait l'objet d'une étude qui a pris en compte une variation du poids moléculaire allant de 23 [g/mol] à 29 [g/mol] avec un "cas nominal" de 27 [g/mol], néant moins, l'exploitation du gisement depuis plus de trente ans a montrée une décroissance du poids moléculaire affectant le bon fonctionnement de l'unité.

La figure suivante illustre la variation du poids moléculaire en fonction des années :



**Figure 3.2 : Décroissance du poids moléculaire des gaz d'alimentation.**

### 3.2.2.3 Cas défavorables des paramètres et condition d'entrée

Plusieurs scénarios peuvent se présenter lors de l'exploitation de l'unité, vu que la charge peut provenir de différentes sources, nous citerons ici les cas les plus défavorables :

- Cas de démarrage initial avec Alrar gaz comme MP et BP (MW 19,5 g/mol) ;
- Cas de fonctionnement avec le gaz BP comme normal et le gaz MP comme Alrar ;
- Cas de fonctionnement avec le gaz BP comme normal et sans gaz MP (MP=0).

### 3.2.2.4 Problèmes de vibration au niveau des rotors des compresseurs

Lors de la maintenance réalisée sur les compresseurs, un dépôt noir d'encrassement a été constaté au niveau des rotors à l'intérieur des compresseurs BP/HP, causant un déséquilibre au niveau des rotors, cela est considéré comme l'une des sources de vibration.

Une autre cause de vibration vient du fait d'un fonctionnement à vitesse élevée (au-delà d'une vitesse de rotation de 100% tours/min – figure 3.3) pour traiter le gaz d'alimentation dont le poids moléculaire est bas.

En raison de ces conditions anormales de fonctionnement, des roues de compresseurs HP ont été endommagées.

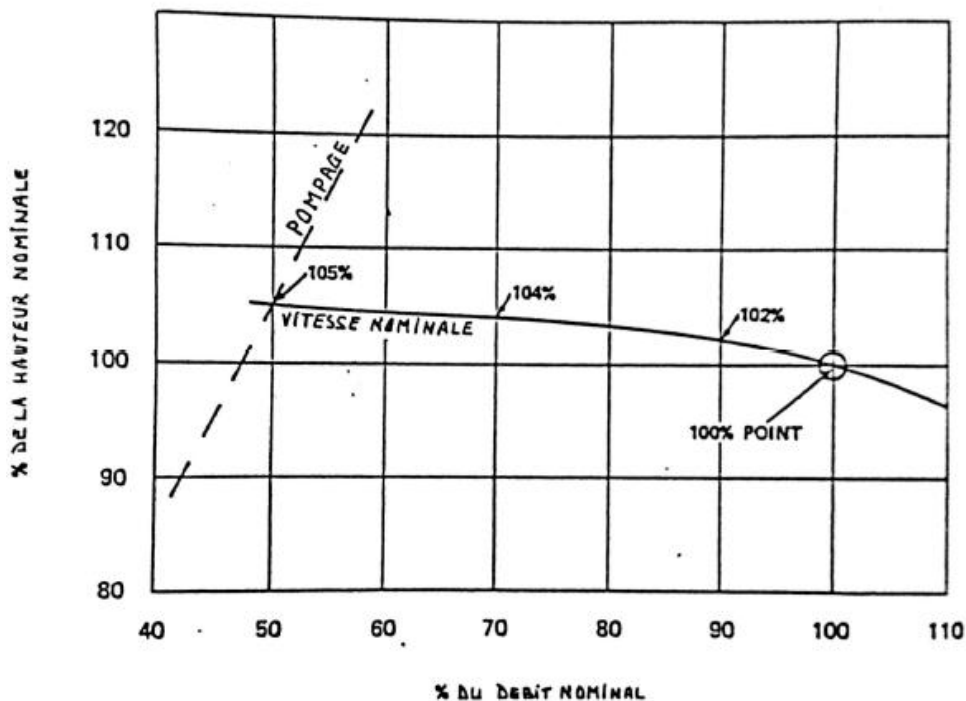


Figure 3.3 : Courbe caractéristique du compresseur K303.

### 3.2.2.5 Phénomène de pompage des compresseurs

Lorsque le débit qui passe dans le compresseur est trop faible, le point de fonctionnement ne peut se stabiliser à la valeur du débit imposé par le procédé.

Il se produit alors une fluctuation de pression et de débit plus importante, qui peut même conduire à une inversion de l'écoulement dans la machine ou une partie de la machine : c'est le phénomène de pompage.

Le décrochage aérodynamique ne permet plus de pousser le gaz. L'augmentation de la pression au refoulement, par rapport à l'aspiration, provoque un débit à contre courant dans le compresseur.

Les conséquences sont désastreuses : vibrations radiales, avec destruction des dispositifs d'étanchéité internes.

Pour palier à ce problème, on utilise un système anti pompage afin de maintenir constamment le débit au dessus de la valeur limite correspondant au pompage (figure 3.4).

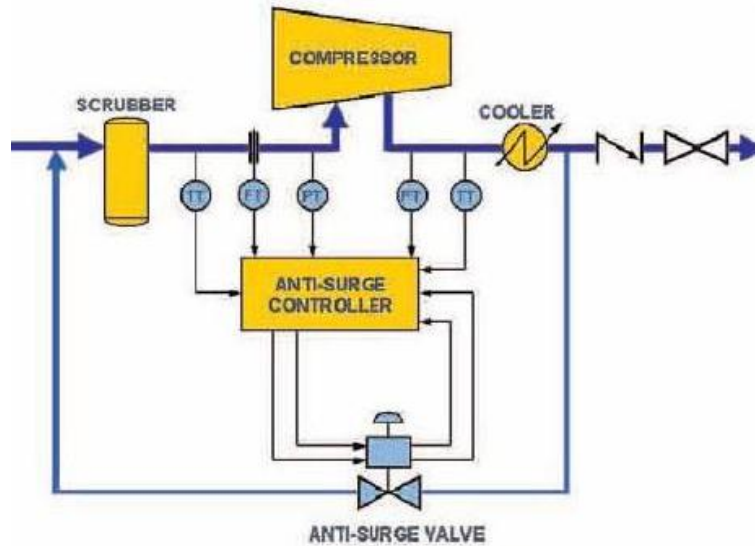


Figure 3.4 : Schéma type d'un contrôle pneumatique d'anti pompage.

La zone de pompage et sa limite sont clairement indiquées sur la courbe (figure 3.5).

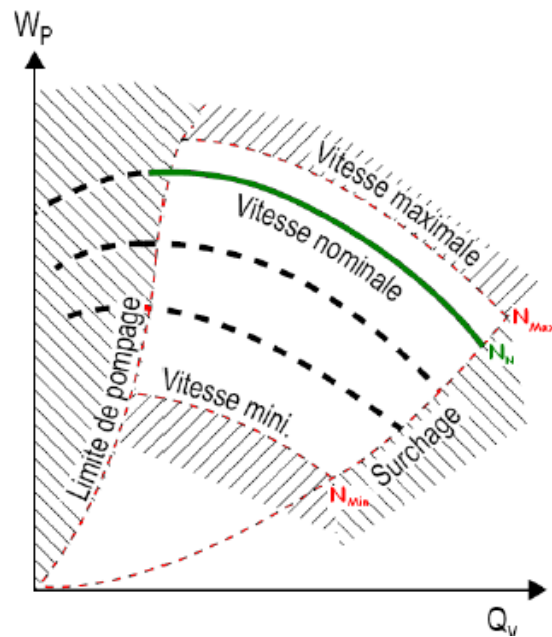


Figure 3.5 : Limitation des courbes d'un compresseur centrifuge.

### 3.2.2.6 Diminution de la production du gaz lift

Les coupures électriques fréquentes ainsi que l'immobilisation des trains, respectivement A et B engendrent une chute de production du gaz lift, et par la suite perte de production du brut.

- Le train A : à l'arrêt depuis Juillet 2005 - mis en service Juillet 2016.
- Le train B : à l'arrêt depuis Juin 2015.

La production de gaz lift a été inférieure aux prévisions durant ces cinq dernières années, comme le démontre la figure suivante :

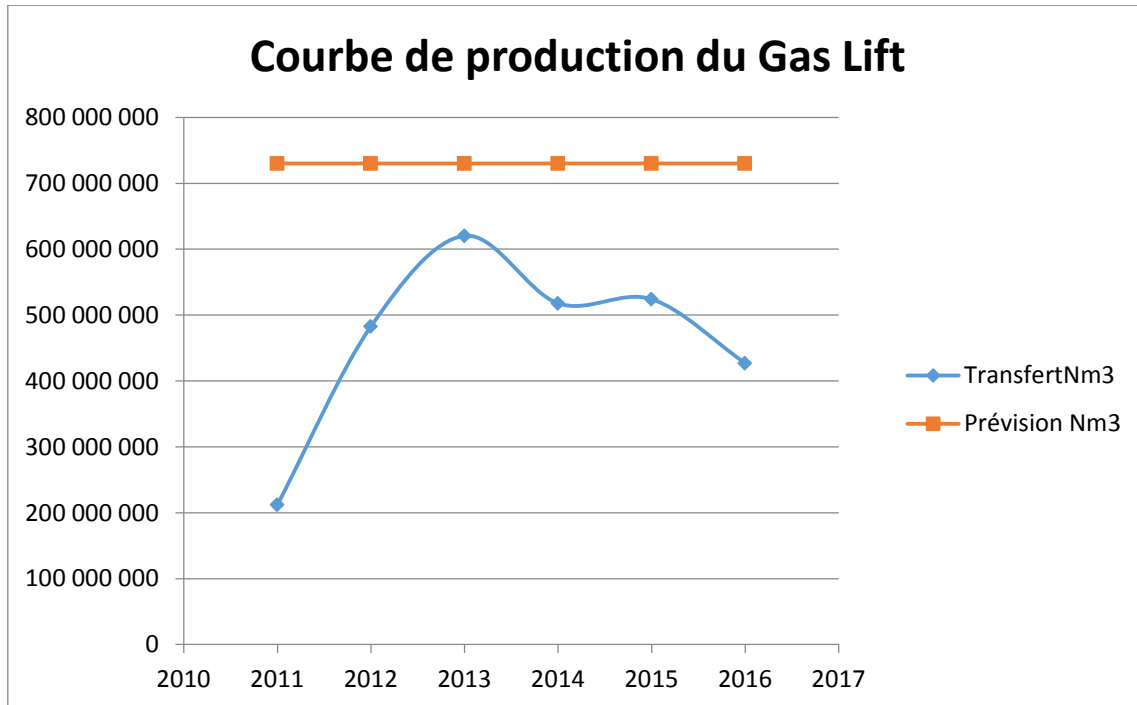


Figure 3.6 : Courbe de production du gaz lift.

Outre le problème d'indisponibilité des trains due au vieillissement de l'unité et ces équipements, la baisse de production du gaz lift est due aussi à :

- La diminution du gaz BP en provenance des centres de séparation d'huile, suite à la chute du débit de gaz de formation du gisement de Zarzaitine depuis le changement du système d'injection d'eau pour maintien de pression (périphérique/dispersée).
- La variation du gaz MP en provenance de la séparation eau. Le gaz M.P connaît une grande diminution dû aux problèmes d'exploitation des champs de N.I.A et M.P.Z.R (corrosion) et au torchage d'une partie des gaz de M.P.Z.R d'origine d'ALRAR suite à leur Poids Moléculaire qui est hors spécification.

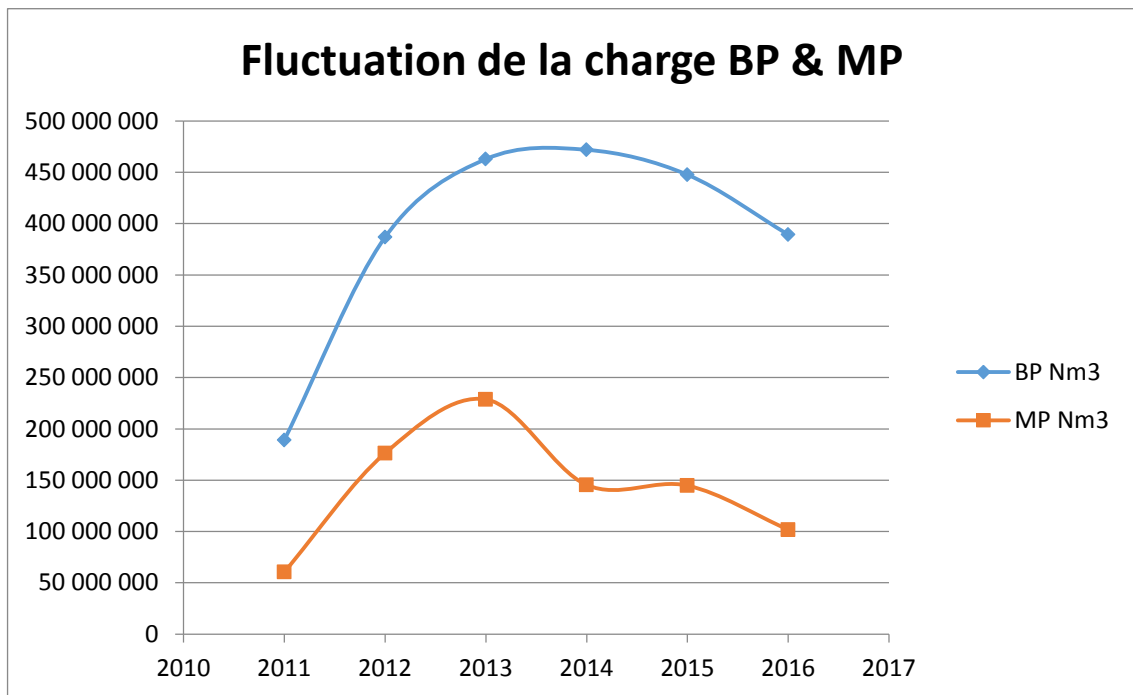


Figure 3.7 : Fluctuation de charge d'alimentation BP & MP.

### 3.2.3 Conclusion

Dans le présent chapitre, nous avons exposé de manière détaillée les contraintes relatives à la gestion de la charge.

Pour palier à ces problèmes, nous allons en premier lieu nous référer au cas design (l'étude de traitement donné par le constructeur), en second lieu étudier ces problèmes par ordre décroissant de priorité. C'est ce que nous allons développer dans le chapitre suivant.



## CHAPITRE 4 VERIFICATION DIMENSIONNELLE ET SIMULATION

---

### 4.1 VERIFICATION DIMENSIONNELLE ET SIMULATION DE LA CHAINE DE COMPRESSION

Se basant sur les caractéristiques et les performances données par le constructeur (voir [Annexe 2.1]), ce chapitre a pour but de vérifier la compatibilité des caractéristiques des nouveaux compresseurs avec celles requises par les cas étudiés, ainsi qu'une simulation sur HYSYS.

#### 4.1.1 Dimensionnement

Le dimensionnement d'un compresseur consiste à rechercher le nombre et le diamètre des roues en utilisant les lois de similitudes [8] et à partir des paramètres calculés au troisième chapitre "calcul thermodynamique".

#### Remarque :

Le travail de calcul élaboré ne tient pas compte de l'influence de la nature d'écoulements sur les performances des compresseurs étudiés.

##### 4.1.1.1 Performance d'une roue

- Coefficient de Rateau

Pour chaque roue, le débit volumique aspiré  $Q_{vn}$  et le travail indiqué  $W_n$  sont liés aux caractéristiques de la roue par les deux relations suivantes :

$$Q_v = \delta_n \cdot R_n^2 \cdot U_n \quad (4.1)$$

Et :

$$W_i = \mu_n \cdot U_n^2 \quad (4.2)$$

Dans ces relations, on a :

$Q_{vn}$ : Débit volumique aspiré par la roue considérée [ $m^3/s$ ].

$W_i$ : Travail indiqué communiqué au fluide par la roue [ $kJ/kg$ ].

$R_n$ : Rayon de la roue [ $m$ ].

$U_n$ : Vitesse périphérique de la roue liée à la vitesse de rotation  $N$  [tr/min] et  $R_n$   
par :

$$U_n = \omega \cdot R_n = \frac{\pi}{30} \cdot N \cdot R_n \quad (4.3)$$

$\delta_n$ : Coefficient du débit des roues.

$\mu_n$ : Coefficient manométrique de la roue égal à 0,6 pour les compresseurs centrifuges.

Les relations (4.1), (4.2) et (4.3) montrent qu'on estimant des valeurs de  $U_n, \mu_n$  et  $\delta_n$  il est possible de calculer le rayon et le nombre des roues, ainsi que le travail  $W_n$  qu'elle effectue.

- Phénomène sonique

La vitesse du gaz en tout point de l'écoulement dans la roue doit rester inférieure à la vitesse sonique, car plus la vitesse du gaz se rapproche de celle du son, plus le rendement baisse jusqu'à la limite du débit (blocage sonique).

Elle est donnée par la formule suivante :

$$a_i = \sqrt{\frac{K_i \cdot R \cdot T_a}{M}} \quad (4.4)$$

Avec :

$K_i$ : Coefficient adiabatique du compresseur.

$M$ : Masse moléculaire du mélange gazeux [kg/kmol].

$R$ : Constante des gaz parfaits = 8 314 [kJ/kmol.K].

$T_a$ : Température d'aspiration du compresseur [K].

- Résistance à la corrosion :

Le risque de corrosion sous tension amène à limiter les efforts centrifuges appliqué au métal de la roue, donc à réduire la vitesse périphérique.

On adoptera dans ce cas :  $U < 250$  [m/s].

- Détermination du nombre de roue

Le travail max que peut fournir chaque roue est donné par la relation (4.2) :

$$W_i = \mu_n \cdot U_M^2$$

Le travail total requis par la compression est :

$$W_r = \frac{W_p}{\eta_p} \quad (4.5)$$

Le nombre de roues nécessaire L est donc :

$$L = \frac{W_r}{W_i} \quad (4.6)$$

Données standards :

$P_{st}$  : Pression standard = 1,013 [bar].

$T_{st}$  : Température standard = 20 [°C].

$Z_{st}$  : Facteur de compressibilité standard = 1.

#### 4.1.1.2 Vérification du 1<sup>er</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement du 1<sup>er</sup> étage sont regroupés dans le tableau suivant :

**Tableau 4.1 : Paramètres de fonctionnement du 1<sup>er</sup> étage de compression.**

1 <sup>er</sup> Etage 4M	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars G)	1,10	3,00
Température (K)	299,00	386,15
Facteur de compressibilité	Z = 0,999	
Débit massique (kg/h)	45 109	
Vitesse de rotation (t/min)	4 656	
Rendement polytrophique	68,08	

#### a) Travail réel

En utilisant l'équation (4.5), on tire le travail réel :

$$W_{r1} = 184,73 [kJ/kg]$$

b) Travail maximal fournie par la roue

A partir de l'équation (4.2), le travail maximal est :

$$W_M = 37,5 [kJ/kg]$$

c) Détermination du nombre de roue  $L_1$

En appliquant l'équation (4.6) :

$$L_1 = \frac{W_{r1}}{W_i} = 4,92$$

$$L_1 = 5 \text{ roues}$$

d) Vitesse périphérique

On arrondira  $L_1$  à la valeur entière supérieure, ce qui permet de recalculer la vitesse périphérique :

$$U_{n1} = \sqrt{\frac{W_{r1}}{\mu_n \times L_1}}$$

$$U_{n1} = 248,15 [m/s]$$

- Vitesse du son

Elle est calculée par la relation (4.4) :

$$a_1 = 365,30 [m/s]$$

e) Détermination du rayon des roues

Le rayon des roues est donné par la relation (4.3) :

$$R_1 = \frac{U_n}{\frac{\pi}{30} \cdot N}$$

$$R_1 = 0,50 [m]$$

- Débit volumique

Le débit volumique standard est donné par la formule :

$$Q_{st} = Q_v \cdot \left(\frac{T_{st}}{T}\right) \cdot \left(\frac{P}{P_{st}}\right) \cdot \left(\frac{Z_{st}}{Z}\right)$$

D'où :

$$Q_v = Q_{v1} = 2,45 [m^3/s]$$

Avec :

$Q_{st}$ : Débit standard du fluide en [SCMD].

$Q_{v1}$ : Débit volumique du fluide à la première roue en [ $m^3/s$ ].

- Paramètres intermédiaires

$$Q_{vz} = \frac{T_{z-1}}{T_i} \cdot \frac{P_i}{P_{z-1}} \quad (4.7)$$

$$T_{z-1} = T_i + \frac{z-1}{z} \cdot (T_f - T_i) \quad (4.8)$$

$$P_{z-1} = P_i \cdot \left(\frac{P_f}{P_i}\right)^{z-1/z} \quad (4.9)$$

Avec :

$T_i$  Et  $P_i$  : Température et pression à l'aspiration du compresseur.

$T_f$  Et  $P_f$  : Température et pression au refoulement du compresseur.

L'indice  $z - 1$  représente l'aspiration de la dernière roue (refoulement de l'avant dernière).

f) Détermination du coefficient de débit

Au moyen de la relation (4.1), on calcul le coefficient de débit à l'entrée du compresseur.

$$\delta = \frac{Q_v}{U_n \cdot R^2} \quad (4.10)$$

4.1.1.3 Vérification du 2<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement du 2<sup>ème</sup> étage sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 4.2 : Paramètres de fonctionnement du 2<sup>ème</sup> étage de compression.

2 <sup>ème</sup> Etage 4M	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars G)	3,00	7,00
Température (K)	363,15	433,15
Facteur de compressibilité	Z = 0,998	
Débit massique (kg/h)	66 042	
Vitesse de rotation (t/min)	4 656	
Rendement polytropique	79,00	

Après calcul, les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 4.3

**Tableau 4.3 : Résultats de calcul du 2<sup>ème</sup> étage de compression.**

Paramètres	Résultats
Travail réel [kJ/kg]	$W_{r2} = 163,73$
Nombre de roue	$L_2 = 5$
Vitesse périphérique [m/s]	$U_2 = 233,61$
Vitesse du son [m/s]	$a_2 = 410,5$
Rayon [m]	$R_2 = 0,47$

#### 4.1.1.4 Vérification du 3<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement du 3<sup>ème</sup> étage sont portés sur le tableau suivant :

**Tableau 4.4 : Paramètres de fonctionnement du 3<sup>ème</sup> étage de compression.**

3 <sup>ème</sup> Etage 463B4/3	Conditions d'aspiration	Conditions de refoulement
Pression (bars G)	6,80	39,00
Température (K)	305,15	423,15
Facteur de compressibilité	$Z = 0,985$	
Débit massique (kg/h)	48 844	
Vitesse de rotation (t/min)	11 525	
Rendement polytropique	81,00	

Après calcul, les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 4.5

**Tableau 4.5 : Résultats de calcul du 3<sup>ème</sup> étage de compression.**

Paramètres	Résultats
Travail réel [kJ/kg]	$W_{r3} = 249,74$
Nombre de roue	$L_3 = 7$
Vitesse périphérique [m/s]	$U_3 = 243,85$
Vitesse du son [m/s]	$a_3 = 346,04$
Rayon [m]	$R_3 = 0,20$

#### 4.1.1.5 Vérification du 4<sup>ème</sup> étage de compression

Les paramètres de fonctionnement du 4<sup>ème</sup> étage sont portés sur le tableau suivant :

**Tableau 4.6 : Paramètres de fonctionnement du 4<sup>ème</sup> étage de compression.**

<b>4<sup>ème</sup> Etage 463B4/3</b>	<b>Conditions d'aspiration</b>	<b>Conditions de refoulement</b>
Pression (bars G)	39,00	86,00
Température (K)	314,15	408,15
Facteur de compressibilité	$Z = 0,88$	
Débit massique (kg/h)	74 909	
Vitesse de rotation (t/min)	11 525	
Rendement polytropique	49,00	

Après calcul, les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 4.7

**Tableau 4.7 : Résultats de calcul du 4<sup>ème</sup> étage de compression.**

<b>Paramètres</b>	<b>Résultats</b>
Travail réel [kJ/kg]	$W_{r4} = 189,16$
Nombre de roue	$L_4 = 5$
Vitesse périphérique [m/s]	$U_4 = 251,10$
Vitesse du son [m/s]	$a_4 = 354,07$
Rayon [m]	$R_4 = 0,20$

4.1.1.6 Calcul des paramètres intermédiaires

A partir des relations (4.7), (4.8), (4.9) et (4.10), on trouve :

**Tableau 4.8 : Paramètres intermédiaires des 4 étages de compression.**

		Roues	Pression (bars G)	Température(K)	Débit [ $m^3/s$ ]	Coefficient. Débit
Compresseur 1 BP	1 Etage	1	1,10	299,00	3,51	0,05
		2	1,81	342,57	2,43	0,037
		3	2,14	357,10	2,15	0,033
		4	2,33	364,36	2,01	0,031
		5	2,45	368,72	1,94	0,03
	2 Etage	1	3,00	363,15	6,51	0,12
		2	4,58	398,15	4,67	0,08
		3	5,27	409,81	4,18	0,07
		4	5,66	415,65	3,95	0,07
		5	5,90	419,15	3,82	0,07
Compresseur 2 HP	3 Etage	1	6,80	305,15	0,74	0,07
		2	16,49	364,15	0,36	0,03
		3	22,15	383,81	0,28	0,02
		4	25,68	393,65	0,25	0,02
		5	28,06	399,55	0,23	0,02
		6	29,77	403,48	0,22	0,02
		7	31,05	406,29	0,21	0,02
	4 Etage	1	37,00	314,15	0,20	0,01
		2	57,91	361,81	0,16	0,01
		3	66,07	376,81	0,14	0,01
		4	70,57	384,35	0,14	0,01
		5	73,42	389,35	0,13	0,01

4.1.1.7 Comparaison des résultats de calcul

Les résultats de vérification dimensionnelle obtenue sont résumés dans le tableau suivant :



**Tableau 4.9 : Résultats des calculs de dimensionnement.**

	CAS Design				Résultat de dimensionnement			
	1 Etage	2 Etage	3 Etage	4 Etage	1 Etage	2 Etage	3 Etage	4 Etage
La vitesse de rotation [tr/min]	4 847		11 721		4 656		11 525	
Diamètres des roues [mm]	1016	1016	508	482	1018	958	404	416
Nombre maximal des roues	5	3	4	3	5	5	7	5
Travail Fourni [J/kg]	18 550	11 307	21 805	12 101	18 451	16 349	24 949	18 575

### 4.1.2 Conclusion

Il y a une différence dans le nombre de roues par étage de compression entre notre calcul et le cas design (ancien), ce qui prouve les limites de fonctionnement des compresseurs actuels. Reste à confirmer ces résultats dans la partie simulation.

## 4.2 PARTIE SIMULATION

Afin de consolider notre étude, il est impératif de procéder à la simulation des différents cas de figure à l'aide du logiciel HYSYS.

### 4.2.1 Description du Simulateur HYSYS

Le logiciel HYSYS est l'un des plus puissants programmes dans le domaine de la simulation et du design plant qui existent. Il a été conçu par la société hyprotech. Par la suite, compte tenu du grand essor qu'il a connu auprès des firmes et des utilisateurs, plusieurs entreprises ont concouru afin d'obtenir les droits d'auteur jusqu'à ce que AspenTech réussisse finalement à acheter hyprotech et détenir les droits exclusifs sur HYSYS après l'insertion de quelques fonctionnalités.

Ses domaines d'application sont vastes allant des procédés de l'industrie gazière jusqu'au procédés de raffinage et de la pétrochimie.

Il comporte deux modes de fonctionnement :

- Etat stationnaire (steady state) :

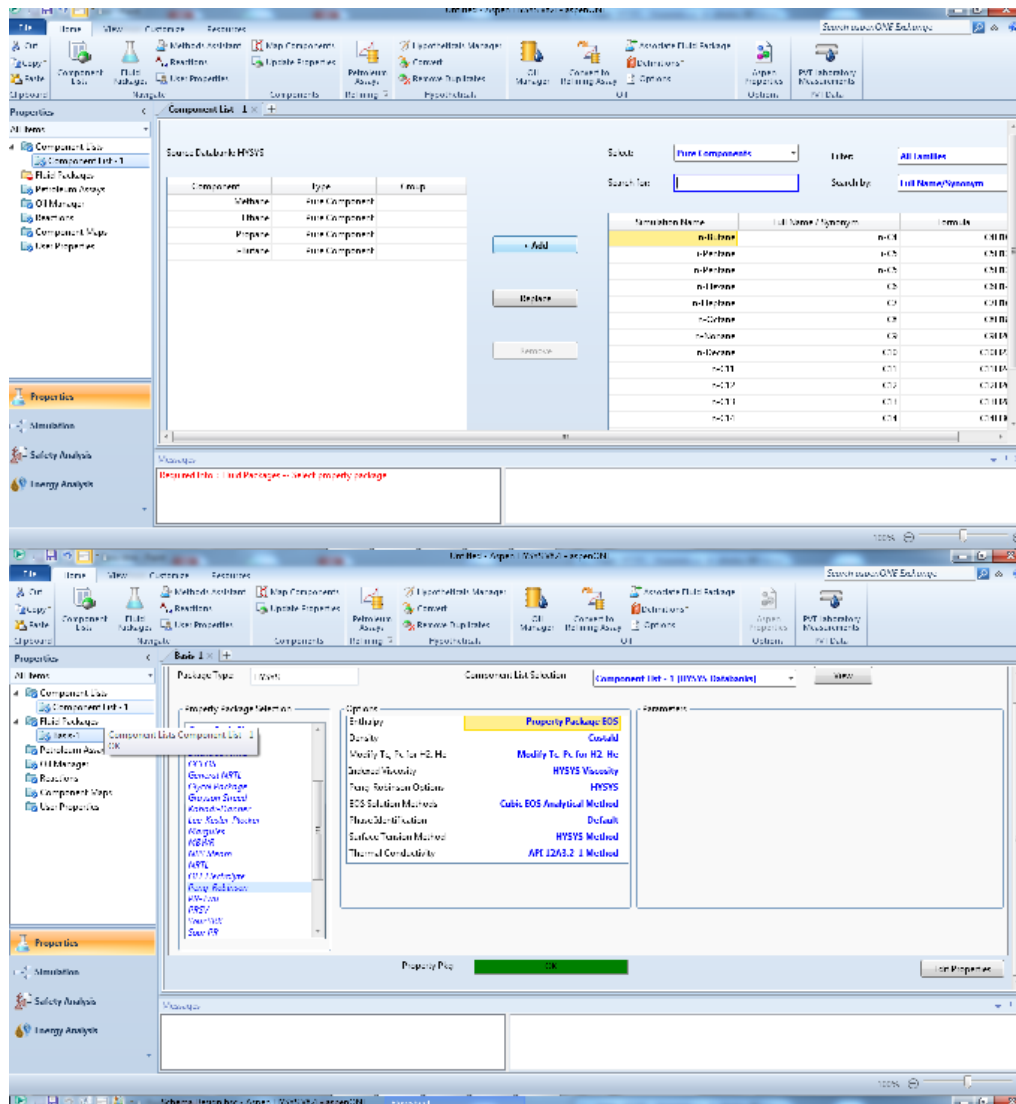
La simulation statique d'un procédé vise à définir les propriétés des flux (débit, température, fraction vaporisée), ainsi que les bilans de matière et d'énergie en régime stabilisé.

- Etat dynamique (dynamic) :

La simulation dynamique d'un procédé vise à définir les propriétés des courants en fonction du temps, pendant des situations transitoires où le régime n'est pas stable. [9]

### 4.2.2 Etapes de la simulation sur HYSYS

Ci-dessous quelques fenêtres de HYSYS :



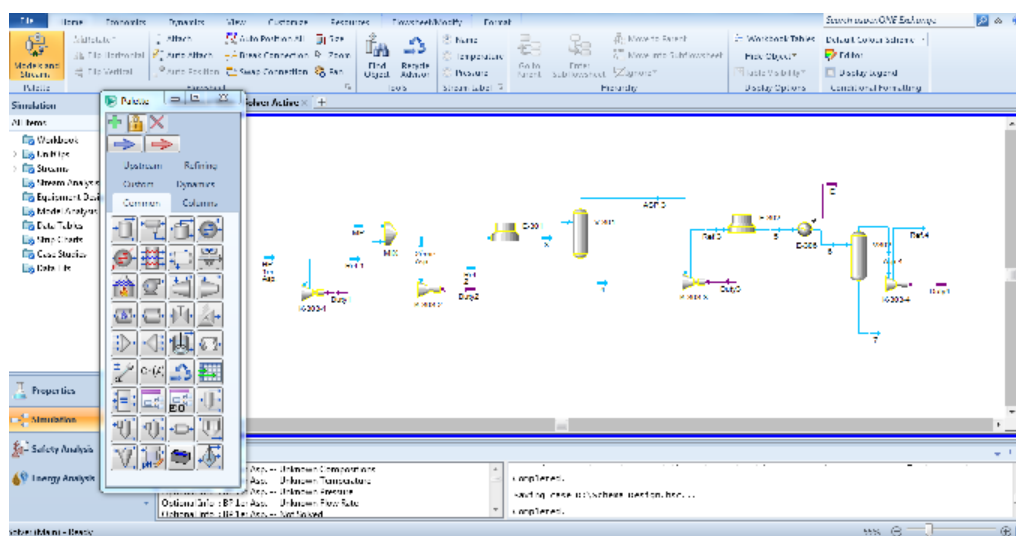


Figure 4.1 : Etudes suivies sur HYSYS.

### 4.2.3 Simulation de l'unité de compression par HYSYS

Pour la composition de la charge, allons se référer au cas déjà mentionnés dans le chapitre 3 / Tableau 3.9.

Nous allons procéder à l'étude des cas suivants :

- Cas N°01 : Cas Nominal.
- Cas N°03 : BP Normal + MP Normal (actuel) Hiver.
- Cas N°04 : BP Normal + MP Normal (actuel) Eté.

#### a) Cas Nominal

En utilisant les paramètres opératoires suivants :

Tableau 4.10 : Paramètres opératoires du 1<sup>er</sup> cas.

	BP	MP
Température [°C]	50	102
Pression [bars]	1	3,47
Débit [kg/h]	38 780	68 480

Le tableau ci-dessous donne la comparaison entre les résultats de la simulation par HYSYS et les paramètres du cas Nominal :

**Tableau 4.11 : Résultats de la simulation sur HYSYS du 1<sup>er</sup> cas.**

Equipement	Stream	Paramètres	Résultats HYSYS	Calcul	Erreur %
Charge	Feed BP	Température [°C]	50	50	-
		Pression [bars]	1	1	-
		Débit [kg/h]	38780	38780	-
	Feed MP	Température [°C]	102	102	-
		Pression [bars]	3,47	3,47	-
		Débit [kg/h]	68480	68480	-
1 <sup>er</sup> Etage de compression	Comp. 1 <sup>er</sup> étage	Température [°C]	135	136	0,7
		Pression [bars]	3,54	3,47	2,0
		Puissance [kW]	1957	2041	4,1
2 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 2 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	168	186	9,7
		Pression [bars]	6,6	6,69	1,3
		Puissance [kW]	2332	2327	0,2
3 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 3 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	158	159	0,6
		Pression [bars]	41,1	41	0,2
		Puissance [kW]	6741	6868	1,8
4 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 4 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	122	130	6,2
		Pression [bars]	97	101	4,0
		Puissance [kW]	3182	3125	1,8

On obtient le gaz à la sortie :

**Tableau 4.12 : Paramètres du gaz à la sortie (1<sup>er</sup> cas).**

Température [°C]	50
Pression [bars]	97
Débit [kg/h]	82 280
Puissance totale [kW]	14 212

- Validation du cas Nominal

La simulation par HYSYS est validée avec une marge d'erreur de 10% entre les résultats obtenus et les paramètres du cas Nominal.

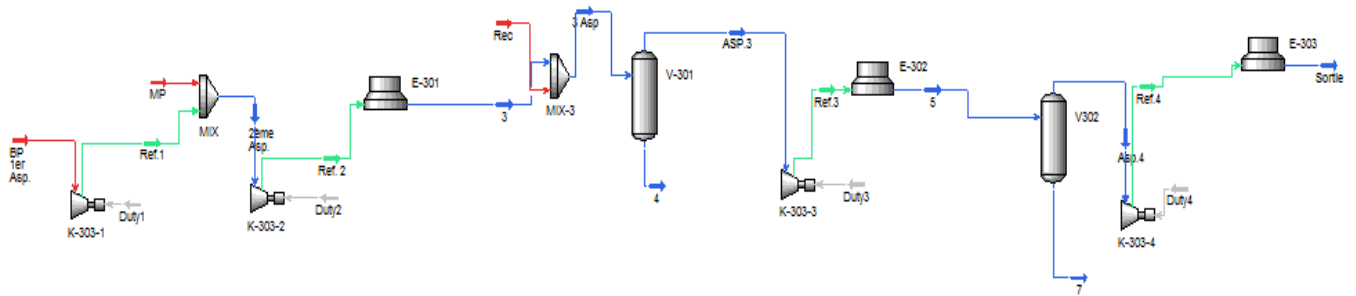


Figure 4.2 : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (1<sup>er</sup> cas).

b) Cas 03 : BP Normal + MP Normal (actuel) Hiver

En utilisant les paramètres opératoires suivants :

Tableau 4.13 : Paramètres opératoires du 3<sup>ème</sup> cas.

	BP	MP
Température [°C]	26	90
Pression [bars]	1,1	3
Débit [kg/h]	45109	66042

Les résultats obtenus sont portés sur le tableau ci-dessous :

**Tableau 4.14 : Résultats de la simulation sur HYSYS du 3<sup>ème</sup> cas.**

Equipement	Stream	Paramètres	Résultats HYSYS
Charge	Feed BP	Température [°C]	26
		Pression [bars]	1,1
		Débit [kg/h]	45 109
	Feed MP	Température [°C]	90
		Pression [bars]	3
		Débit [kg/h]	66 042
1 <sup>er</sup> Etage de compression	Comp. 1 <sup>er</sup> étage	Température [°C]	115,9
		Pression [bars]	2,6
		Puissance [kW]	2 360
2 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 2 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	162,7
		Pression [bars]	7,49
		Puissance [kW]	3 050
3 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 3 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	142
		Pression [bars]	38
		Puissance [kW]	3 900
4 <sup>ème</sup> Etage de compression	Comp. 4 <sup>ème</sup> étage	Température [°C]	145,6
		Pression [bars]	84,35
		Puissance [kW]	3 870

On obtient le gaz à la sortie :

**Tableau 4.15 : Paramètres du gaz à la sortie (3<sup>ème</sup> cas).**

Température [°C]	50
Pression [bars]	84,25
Débit [kg/h]	65 080
Puissance totale [kW]	13 180

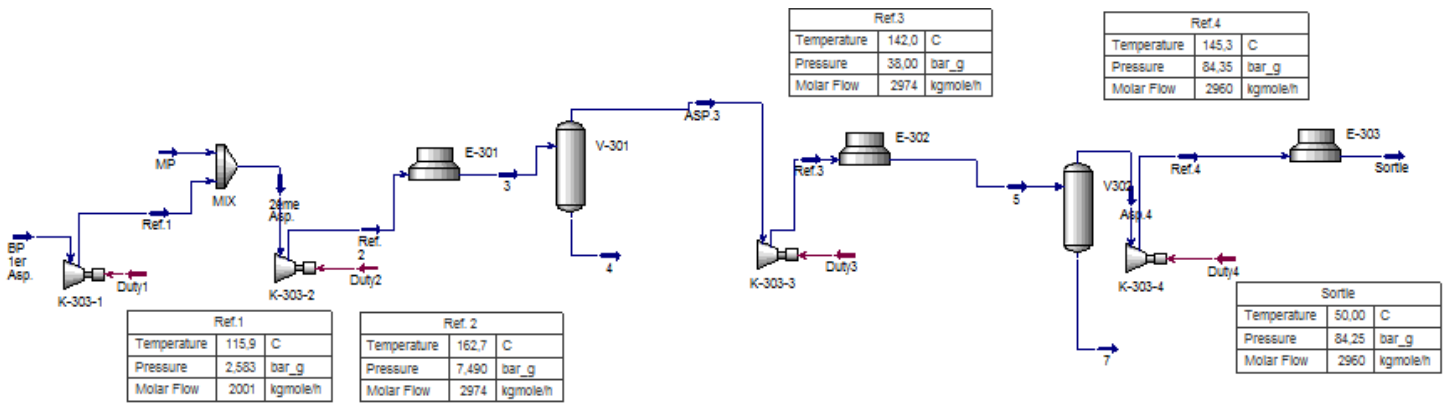


Figure 4.3 : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (3<sup>ème</sup> cas).

c) Cas 04 : BP Normal + MP Normal (actuel) Eté

En utilisant les paramètres opératoires suivants :

Tableau 4.16 : Paramètres opératoires du 4<sup>ème</sup> cas.

	BP	MP
Température [°C]	34	111
Pression [bars]	1,2	3,7
Débit [kg/h]	45438	69901

Les résultats obtenus sont portés sur le tableau ci-dessous :

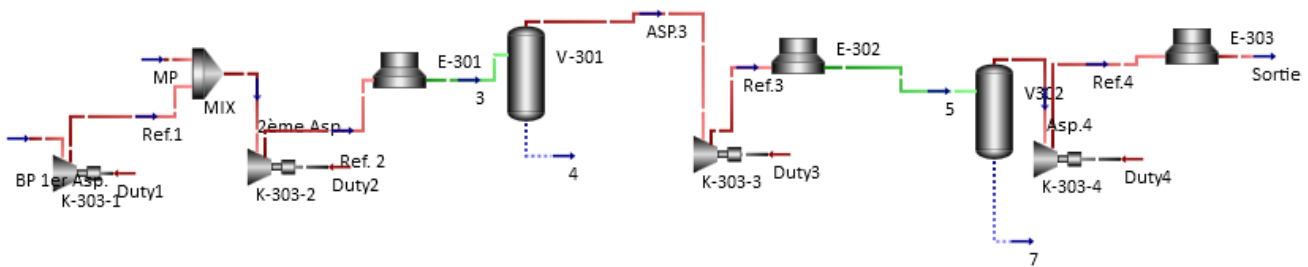
Tableau 4.17 : Résultats de la simulation sur HYSYS du 4<sup>ème</sup> cas.

Equipement	Stream	Paramètres	Résultats HYSYS
Charge	Feed BP	Température [°C]	34
		Pression [bars]	1,2
		Débit [kg/h]	45 438
	Feed MP	Température [°C]	111
		Pression [bars]	3,7
		Débit [kg/h]	69 901
1er Etage de compression	Comp. 1er étage	Température [°C]	144
		Pression [bars]	3,55
		Puissance [kW]	2 625
2ème Etage de compression	Comp. 2ème étage	Température [°C]	171,4
		Pression [bars]	7,53
		Puissance [kW]	3 085
3ème Etage de compression	Comp. 3ème étage	Température [°C]	142
		Pression [bars]	35,29
		Puissance [kW]	4 159
4ème Etage de compression	Comp. 4ème étage	Température [°C]	188
		Pression [bars]	85,33
		Puissance [kW]	4 100

On obtient le gaz à la sortie :

**Tableau 4.18 : Paramètres du gaz à la sortie (4<sup>ème</sup> cas).**

Température [°C]	50
Pression [bars]	85
Débit [kg/h]	67 630
Puissance totale [kW]	13 969



**Figure 4.4 : schéma de la simulation du procédé de l'unité de compression (4<sup>ème</sup> cas).**

#### 4.2.4 Conclusion et interprétation des résultats de simulation

D'après les simulations effectuées, on déduit que les nouveaux compresseurs satisferont les conditions exigées sans changement sur le process ; tout en restant dans l'intervalle d'exploitation.



# CONCLUSION GENERALE

---

Cette étude au sein de l'unité FGL nous a permis de mieux comprendre l'influence de la variation du poids moléculaire sur des compresseurs centrifuges et de prédire le comportement des nouveaux compresseurs à partir de l'utilisation des lois de similitude. Ces compresseurs permettront ainsi de satisfaire les conditions requises à la sortie.

D'autre part, la variation des conditions d'aspiration ont rendu difficile l'exploitation des compresseurs, nous obligeont à travailler à des vitesses élevées provoquant des vibrations excessives, des températures ainsi que des niveaux de recyclage élevées. Afin de résoudre ces problèmes, nous proposons ce qui suit :

- Optimisation de la charge d'alimentation.
- Le changement des compresseur BP & HP.
- Augmenter la fréquence d'analyse notamment CPG, afin de suivre l'évolution des caractéristiques du process.
- Mise en service de la tour de lavage de condensat.
- L'installation d'une instrumentation capable de mesurer la débitmètrie avec fiabilité.

Ce travail doit être complété par une étude de performances de la turbine à gaz, pour avoir une idée sur la puissance utile développée.

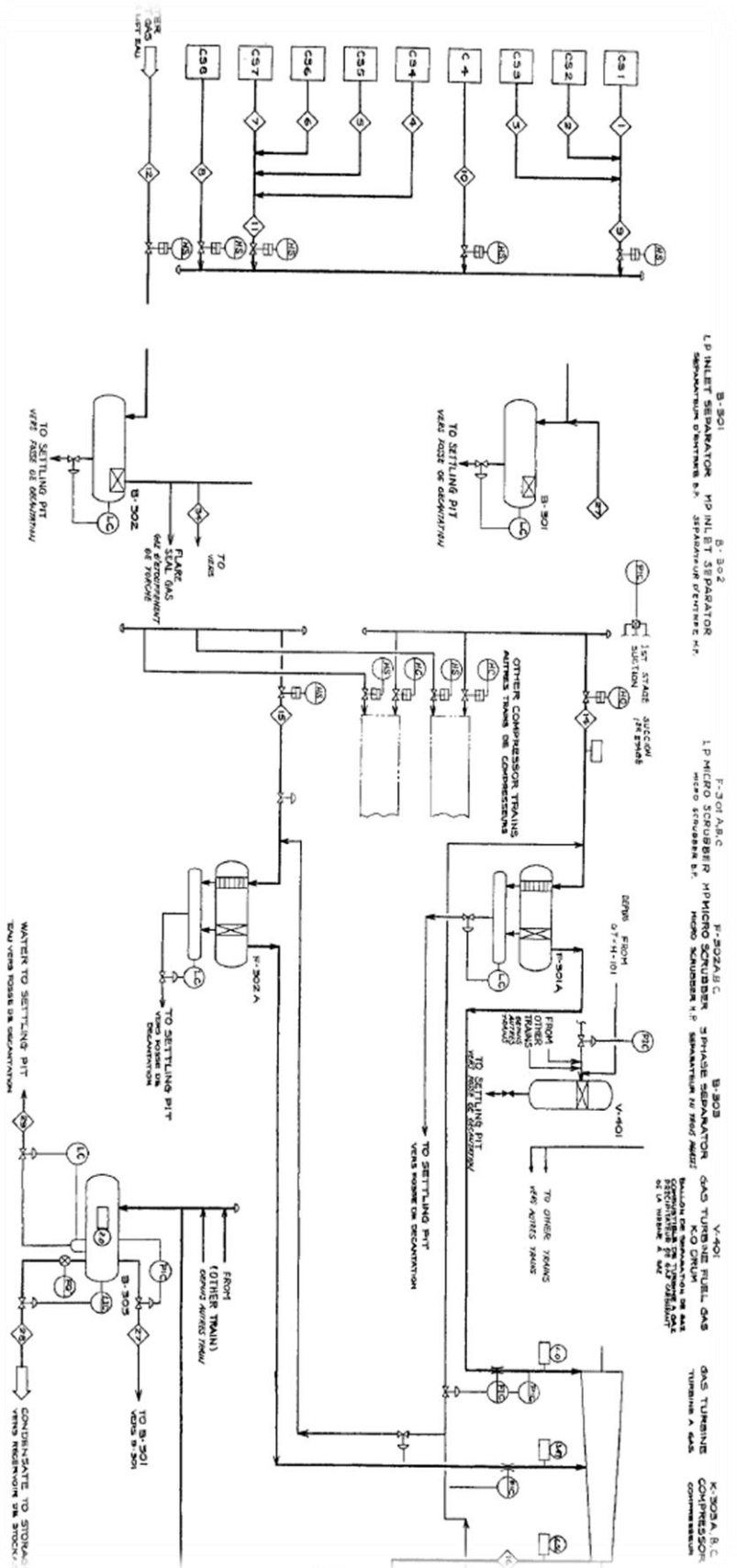
# BIBLIOGRAPHIE

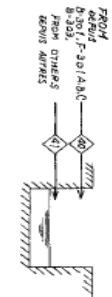
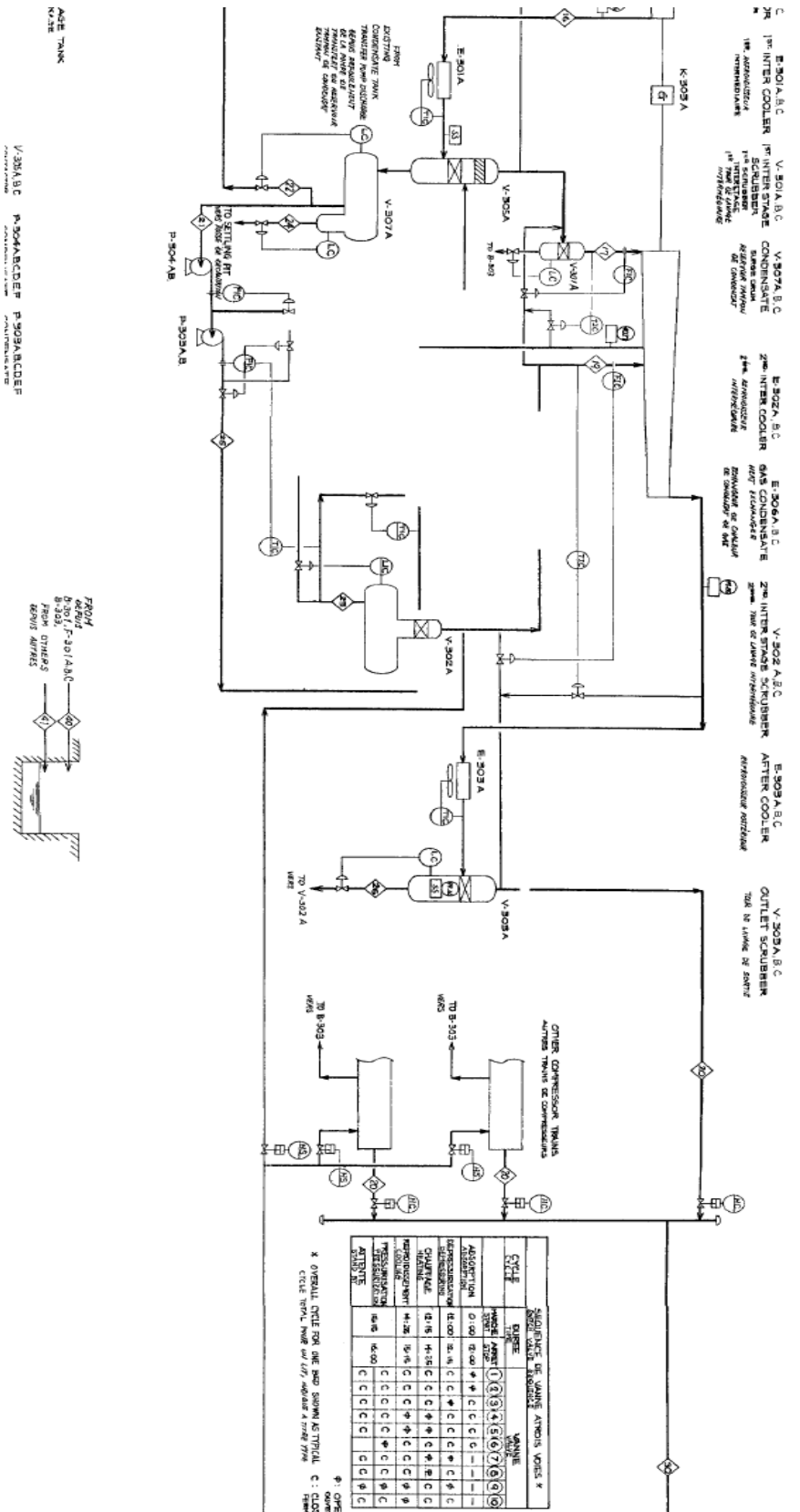
---

- [1] G.TAKACS, Gas lift manual. PennWell Corporation, Oklahoma USA 2005.
- [2] FERMETURE DU GAZ LIFT DE ZARZAITINE POUR SONATRACH .Manuel Opérateur (1/1) MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. TOKYO, JAPAN 1983
- [3] Dossier technique : Projet Revamping FGL Groupement Sonatrach/Sinopec Zarzaitine 2016.
- [4] OPERATION AND MAINTENANCE OF CENTRIFUGAL COMPRESORS. DRESSER FRANCE S.A
- [5] T.GRECH, COMPRESSOR PERFORMANCE, Second Edition: AERODYNAMICS FOR THE USER. Newnes Edition, 2001.
- [6] Gas Processors Suppliers Association engineering data book - 1972 ninth Edition.
- [7] "General Electric" Centrifugal compressors performance test procedure.
- [8] Cours, Formation industrie IFP Institut français du pétrole training, 2015.
- [9] N.BOUALLEG Cours : Initiation au simulateur HYSYS, Institut Algérien du pétrole -Ecole de Boumerdes2016.

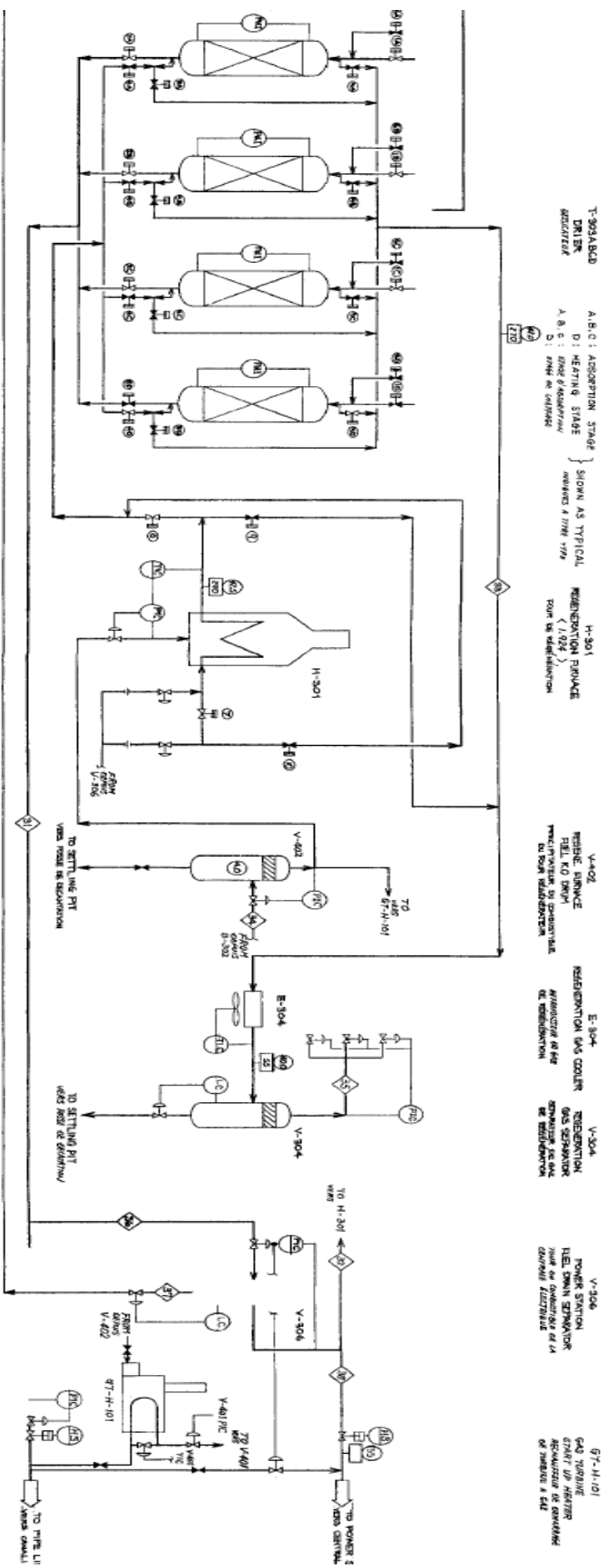
# ANNEXES

## Annexe 1.1: PFD Usine.





AGE TANK  
NAME  
V-301A, B, C  
P-304A, B, C  
F-303A, B, C, D, E, F



T-303A,B,C,D  
DRUMS  
DESCRIBED

A, B, C, D : ABSORPTION STAGE  
D : HEATING STAGE  
S : CONDENSER  
S : CONDENSER

SHOWN AS TYPICAL  
DESIGNED & DRAWN 1979

H-301  
REBOILER  
TYPE IS REBOILER

V-402  
VARIABLE SURFACE  
HELL D DRUM  
FUNCTIONS TO OPERATIONAL  
POINT IN REBOILER

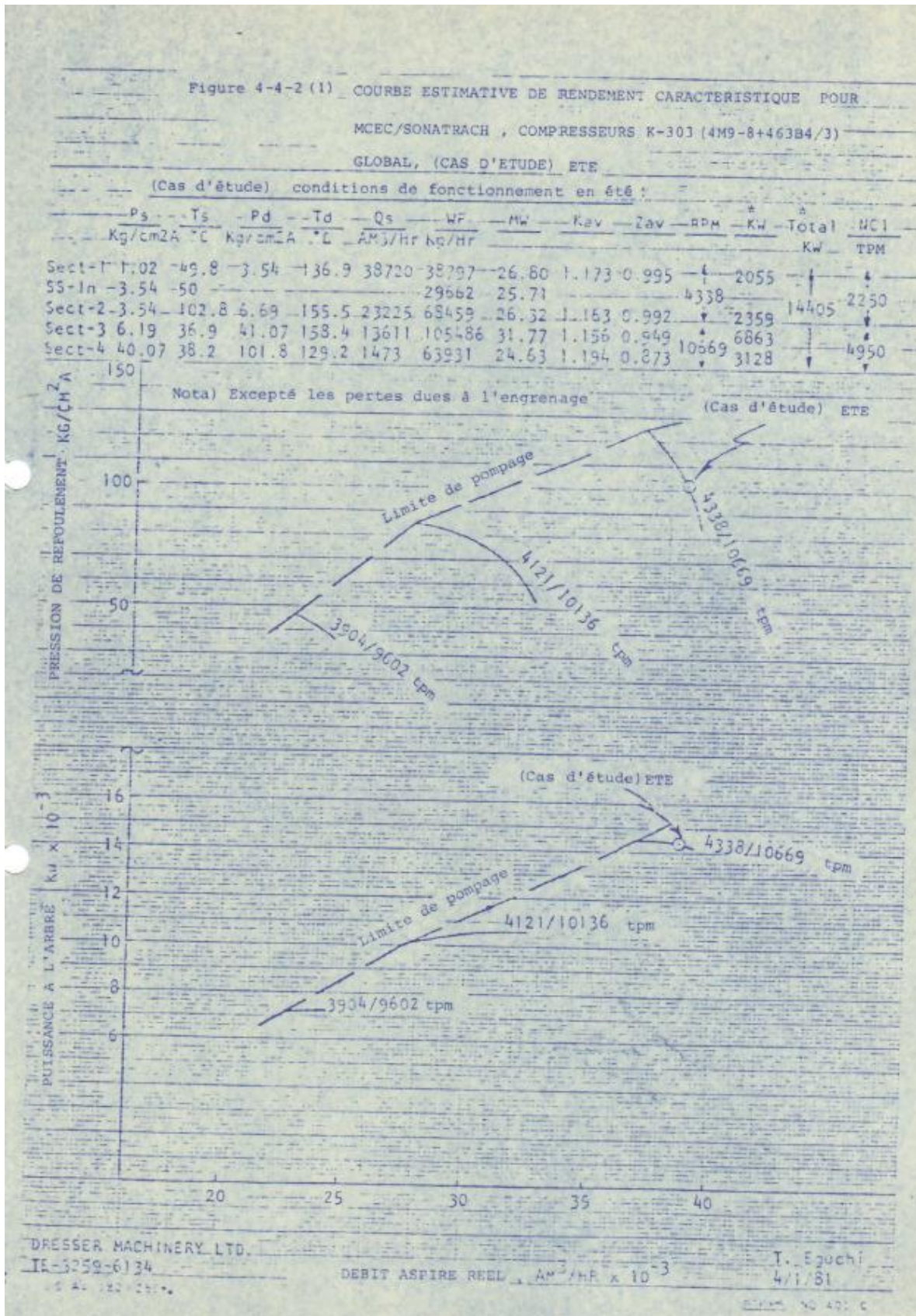
E-304  
CONDENSER GAS COOLER  
FUNCTIONS AS A  
CONDENSER

V-304  
REBOILER  
FUNCTIONS AS A  
REBOILER

V-306  
POWER STATION  
HELIUM SEPARATOR  
FUNCTIONS AS A  
HELIUM SEPARATOR

GT-H-101  
GAS TURBINE  
START UP HEATER  
FUNCTIONS AS A  
START UP HEATER

Annexe 2.1: Les courbes de rendement caractéristiques du compresseur K303.



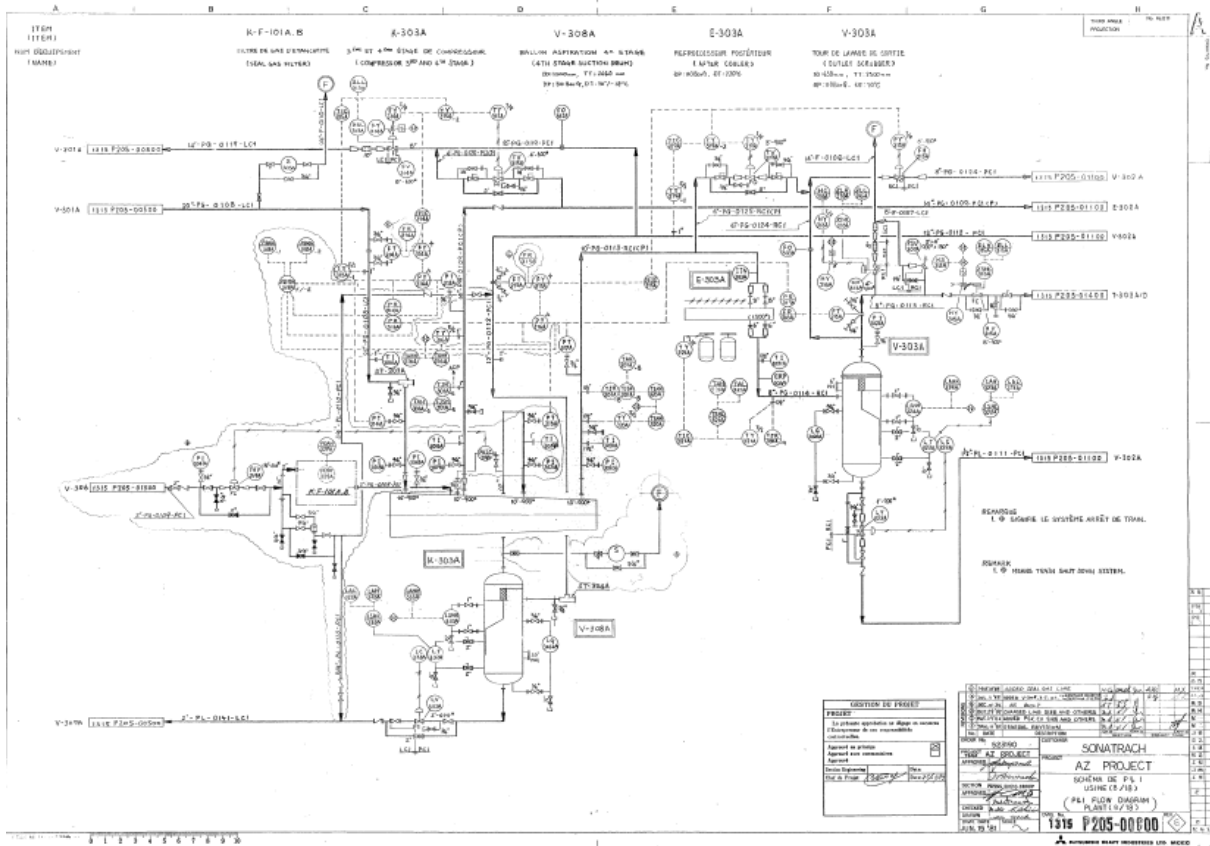
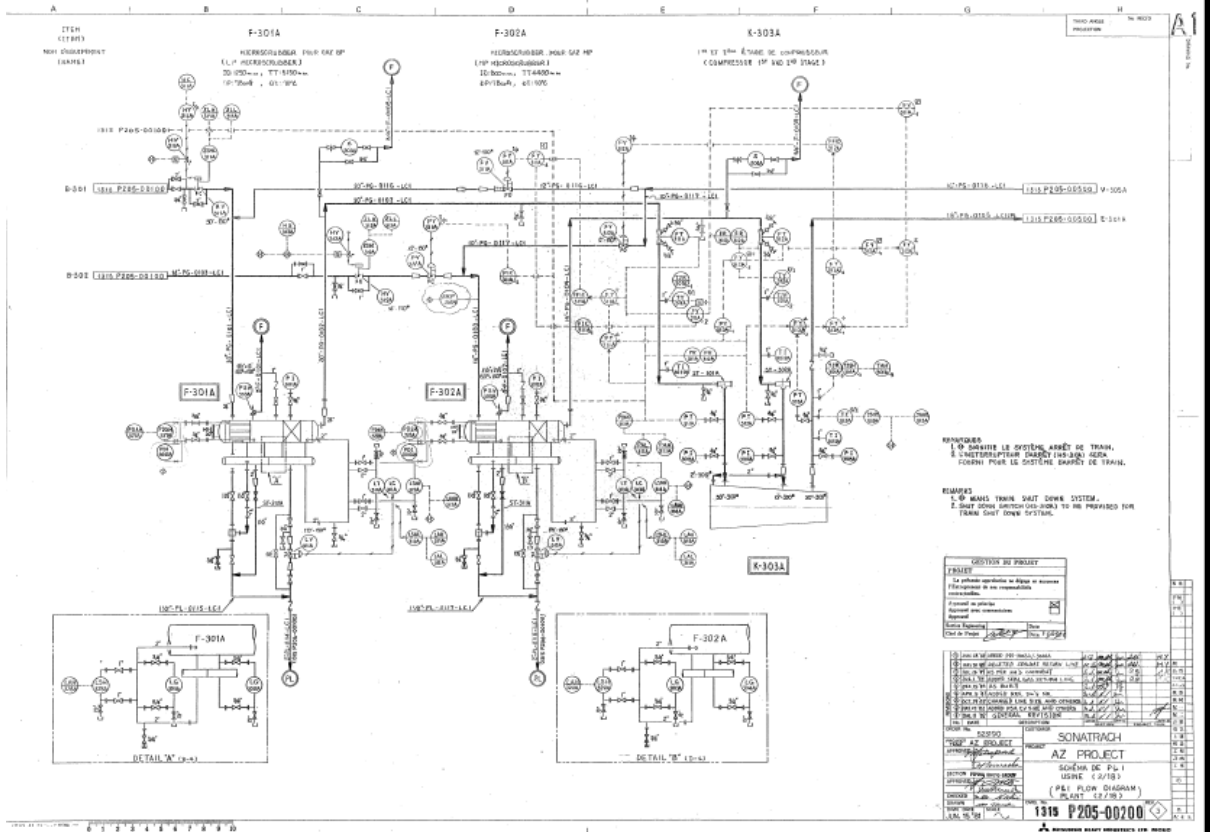
## Annexe 2.2: Caractéristiques de la turbine à gaz MS5002B.

### CARACTERISTIQUES

#### TABLEAU RESUME

Numéros des moteurs	Numéros des turbines
GT 5063	282315
GT 5069	282316
GT 5077	282317
Carburant	Gaz naturel
Puissance nominale	18300 kW
Température nominale	113°F (45°C)
Pression	0,95 bar
Chute de pression à l'admission	90 mm H <sub>2</sub> O
Chute de pression à l'échappement	75 mm H <sub>2</sub> O
COURBES DE PERFORMANCES	
	Numéros des Courbes
Puissance nominale	471 HA 192 à 471 HA 196
Correction de température ambiante (base)	471 HA 197
Correction d'altitude	418 HA 418

# Annexe 2.3: P & ID compresseur K303.





Annexe 2.4. DATA SHEET COMPRESSEUR K303.

**MITSUBISHI** MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. MCF 7

CENTRIFUGAL COMPRESSOR SPECIFICATION SHEET

( 1 / 1 )

CUSTOMER : SONATRACH  
 JOB NAME : SARSAITINE GAS LIFT  
 JOB NO. : \_\_\_\_\_  
 DOC NO. : \_\_\_\_\_ ( V )

REV	①	②	③	④	MADE
BY	11/12				CHKD
CHKD					APPR
APPR					DATE
DATE	11/12				

1 APPLICABLE TO:  PROPOSAL  PURCHASE  AS BUILT  
 2 SITE ALGERIA UNIT \_\_\_\_\_  
 3 ITEM NO. K-303 A.P.C SERIAL NO. \_\_\_\_\_  
 4 SERVICE COMPRESSOR NO. REQUIRED 3 SET  
 5 MANUFACTURER DESSOR MODEL LMR + 1000 4/5 DRIVER GAS TURBINE  
 6 NOTE:  INDICATES INFORMATION TO BE COMPLETED BY PURCHASER;  BY MANUFACTURER

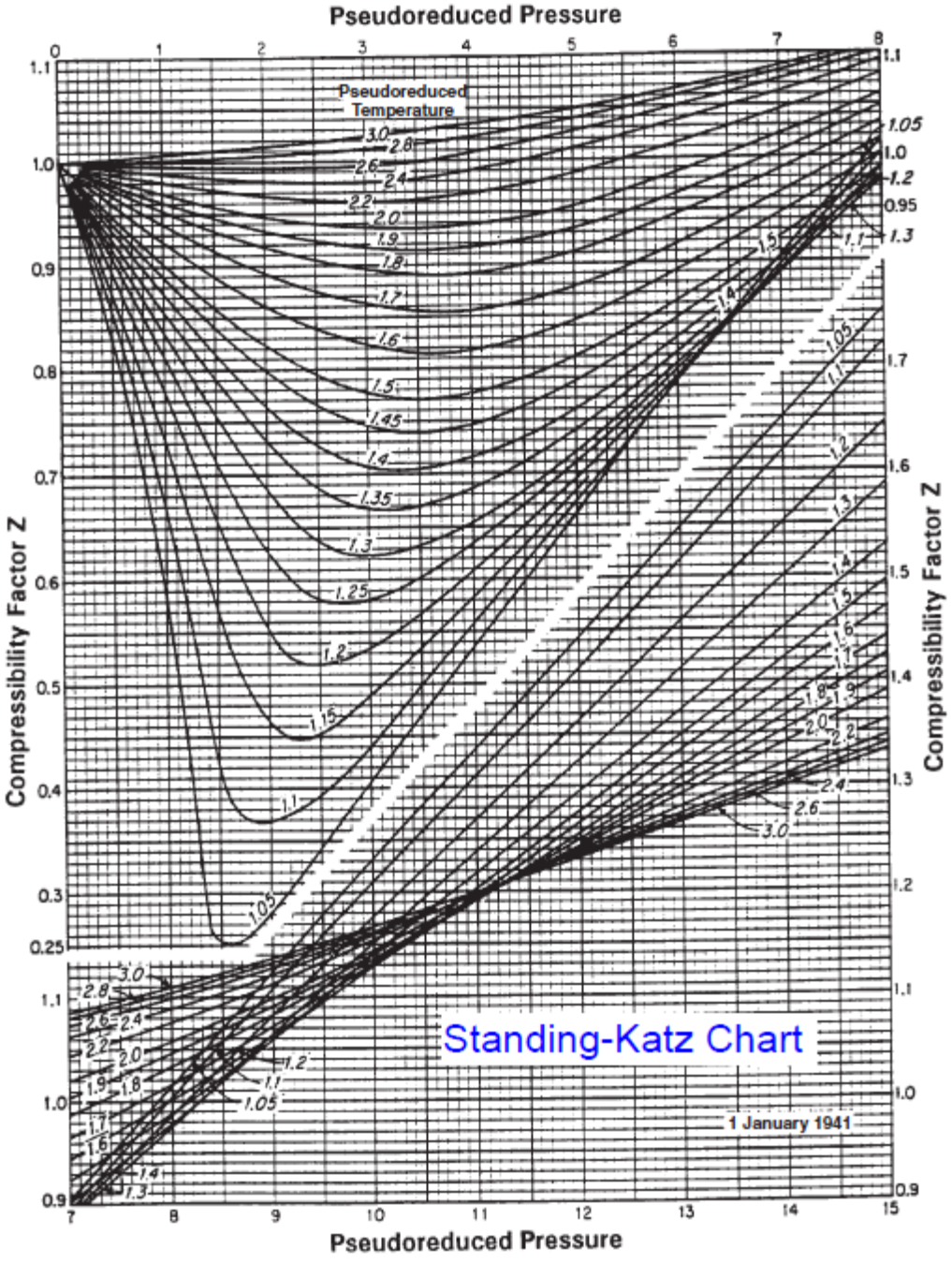
OPERATING CONDITIONS

(ALL DATA ON PER UNIT BASIS)	(DESIGN CASE) SUMMER				
	1ST	2ND	3RD	4TH	5TH
<input type="radio"/> COMPRESSOR MODEL	← --- LMR --- → <del>DK-463 B9A</del> →				
<input type="radio"/> GAS HANDLED (ALSO SEE PAGE 2/4)					
<input type="radio"/> $m^3/hr$ (1.01325 DA & DT DRY)					
<input type="radio"/> WEIGHT FLOW, kg/hr (WET)	33,747	29,662	68,459	105,486	63,921
INLET CONDITIONS:					
<input type="radio"/> PRESSURE / BAR, ABS	1.00	3.47	3.47	6.07	39.30
<input type="radio"/> TEMPERATURE (°C)	49.8	50.0	102.8	36.9	38.2
<input type="radio"/> RELATIVE HUMIDITY (%)					
<input type="radio"/> MOLECULAR WEIGHT (M)	26.998	25.709	26.315	31.767	26.431
<input type="checkbox"/> (KAVG)					
<input type="checkbox"/> COMPRESSIBILITY (ZAVG)					
<input type="checkbox"/> INLET VOLUME, (m <sup>3</sup> /hr WET)	38,720		23,225	13,611	1,478
DISCHARGE CONDITIONS:					
<input type="radio"/> PRESSURE / BAR, ABS	3.47		6.36	40.21	99.8
<input type="checkbox"/> TEMPERATURE (°C)	126.9		153.5	158.7	129.2
<input type="checkbox"/> $C_p/C_v$ (OR (KAVG))					
<input type="checkbox"/> COMPRESSIBILITY (Z <sub>2</sub> ) OR (ZAVG)					
<input type="checkbox"/> BHP REQUIRED (ALL LOSSES INCL) kW			14,405		
<input type="checkbox"/> SPEED (rpm)		4,338		10,669	
<input type="checkbox"/> ESTIMATED SURGE, m <sup>3</sup> /hr (AT SPEED ABOVE)					
<input type="checkbox"/> POLYTROPIC HEAD (m)					
<input type="checkbox"/> POLYTROPIC EFFICIENCY (%)					
<input type="radio"/> GUARANTEE POINT					
<input type="checkbox"/> PERFORMANCE CURVE NO.					

17 PROCESS CONTROL:  
 18 METHOD:  BYPASS FROM \_\_\_\_\_ TO \_\_\_\_\_  
 19  ANTI-SURGE BYPASS:  MANUAL  AUTO  
 20  SUCTION THROTTLING FROM \_\_\_\_\_ TO \_\_\_\_\_  
 21  SPEED VARIATION FROM \_\_\_\_\_ TO \_\_\_\_\_  
 22  OTHER \_\_\_\_\_  
 23 SIGNAL:  SOURCE \_\_\_\_\_  
 24  TYPE \_\_\_\_\_  
 25  RANGE: FOR PNEUMATIC CONTROL \_\_\_\_\_ rpm \_\_\_\_\_ % CO \_\_\_\_\_ rpm \_\_\_\_\_ % CO  
 26 OTHER \_\_\_\_\_

27 REMARKS:  
 28 \_\_\_\_\_  
 29 \_\_\_\_\_  
 30 \_\_\_\_\_  
 31 \_\_\_\_\_

Annexe 3.1: Les abaques de Standing et KATZ.



**Annexe 3.2:** Loi de Finance 2016 du 30/12/2015 - Article 57.

parafiscales qui lui sont dédiées sera affecté au budget de l'Etat.

Art. 54. — Sont exonérés des droits de douane, l'essence et le gasoil réimportés dans le cadre des opérations de traitement du pétrole brut algérien à l'étranger effectuées par Sonatrach sous le régime économique douanier de l'exportation temporaire pour perfectionnement passif.

Art. 55. — Les financements nécessaires à la réalisation des investissements étrangers, directs ou en partenariat, à l'exception de la constitution du capital, sont mis en place, en règle générale, par recours au financement local.

Néanmoins, le recours aux financements extérieurs indispensables à la réalisation des investissements stratégiques par des entreprises de droit algérien, sont autorisés, au cas par cas, par le Gouvernement.

Les modalités d'application de la présente disposition, sont précisées, en tant que de besoin, par voie réglementaire.

Art. 56. — Les déclarations mensuelles des différents impôts et taxes peuvent être déposées sans que le paiement des droits dus ne soit concomitant.

Dans le cas où le paiement des impôts et taxes exigibles dépasse les délais requis, des pénalités de retard de paiement prévues par la législation en vigueur sont applicables, décomptées à compter de la date à laquelle elles auraient dû être acquittées.

Art. 57. — Les dispositions de l'article 52 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux hydrocarbures sont modifiées, complétées et rédigées comme suit :

« Art. 52. — Le torchage du gaz est prohibé ..... (sans changement jusqu'à) les seuils admissibles sont définis par voie réglementaire.

L'opérateur sollicitant cette autorisation exceptionnelle doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au trésor public, non déductible, de vingt mille dinars (20.000 DA) par millier de normaux mètres cubes (Nm<sup>3</sup>) de gaz torché.

55% du produit de cette taxe est affecté au profit du fonds national pour les énergies renouvelables et de la cogénération.

Nonobstant les dispositions du paragraphe ci-dessus ..... ( le reste sans changement) ..... ».

Art. 58. — Les personnes physiques et morales de statut privé peuvent procéder à la création, l'aménagement et la gestion de zones d'activités ou de zones industrielles sur des terrains à vocation non agricole constituant leur propriété.