



République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche  
Scientifique

Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE DES PROCEDES ET PETROCHIMIE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

**MASTER ACADEMIQUE**

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Industries pétrochimiques

Spécialité : Génie pétrochimique

**Thème**

**Simulation et optimisation de fonctionnement du ballon  
de séparation D-104/B au niveau de L'UTGA**

Soutenu le 04/06/2023

Devant le jury composé de :

Dr. Yazid Med Belghit

Président

Dr. Redjeb Youcef

Examineur

Dr. Ahmouda Kaoutha

Encadreur

Présenté par :

- Sadoun Ilyes.

- Amamra Mohammed Abdelkader.

- Korichi Oussama.

- Zelaci Mohammed Souhaib.

- Ben Yamma Younes.

2023- 2022



# *Dédicace*

Dieu merci

Nous dédions cet humble travail à:

À nos chers pères,

Chères Mères

Chers frères et sœurs,

Toute notre famille,

Et à tous nos amis.

# *Remerciement*

Nous tenons à remercier notre dieu notre créateur de nous avoir donné la volonté, la santé et la patience pour accomplir ce travail.

Nous remercions chaleureusement nos mères et pères pour tous leurs soutien qui m'ont accompagné tout au long de notre étude.

Nous tenons également à remercier sincèrement notre encadreur M<sup>me</sup> **Ahmouda Kaouthar**, et les membres du jury qui ont accepté de juger ce modeste travail.

Nous tenons également à remercier sincèrement tous les employés de l'usine **UTGA de SONATRACH** pour leur hospitalité et leur gentillesse.

## *Table des matières*

Dédicace	
Remerciement	
Table des matières	
Liste de Tables	
Liste de Figures	
Nomenclature	
Introduction Générale.....	1

### **Partie théorique**

#### **Chapitre I**

##### **Présentation de la direction régionale TFT**

I.1. Présentation de la région TFT : .....	4
I.1.2 Les gisements de la région de TFT: .....	5
I.2 Présentation de la direction régionale TFT : .....	6
I.2.1. Organisation de la direction régionale : .....	6
I.2.2. Division exploitation : .....	7
I.3. Les différents périmètres de la région TFT : .....	8
I.4. Historique et développement du champ TFT : .....	10

#### **Chapitre II**

##### **Description de l'unité de traitement l'UTGA**

II.1 Description de l'unité de traitement de gaz associé (l'UTGA) : .....	13
II.1.1 Présentation de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA): .....	13
II.1.1.1. Section de réception de gaz : .....	14
II.1.1.2. Section de compression basse pression : .....	14
II.1.1.3. Section de compression haute pression : .....	16
II.1.1.4 Section de déshydratation de gaz : .....	19

II.1.1.5. Section de traitement :	20
II.1.1.6. Section de re-compression :	22

## **Chapitre III**

### **Les équipements du procédé de traitement de gaz**

III.1. Généralités sur les compresseurs:	24
III.1.1 Définition d'un compresseur :	24
III.1.2. Classification et types des compresseurs :	24
III. 2.La séparation :	26
III.2.1Généralités :	26
III.2.2. Définition du séparateur :	25
III.2.3. Description d'un séparateur :	26
III.2.4. Séparateur à trois phases :	27
III.2.5. Types de Séparateurs :	27
III.2.5.1. Séparateur horizontale :	27
III.2.5.2. Séparateurs verticaux :	28
III.3. les aéroréfrigérants :	31
III.3.1. Généralités sur les aéroréfrigérants :	31
III.3.2. Dimensionnement d'un aéroréfrigérant :	32
III.3.3 Caractéristiques géométriques d'un aéroréfrigérant :	32

## **Partie pratique**

### **Chapitre IV**

#### **Simulation et optimisation**

Introduction :	36
IV.1. Généralités sur la simulation :	37
IV.2. Description du logiciel ASPEN_HYSYS :	37
IV.3. Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs :	37

IV.4. Le choix du modèle thermodynamique :.....	38
IV.5. Les étapes de simulation :.....	41
IV.6. Présentation du procédé du traitement de gaz au niveau de UTGA: .....	39
IV.7. La simulation du procédé du traitement de gaz par hysys: .....	39
IV.7.1. Comparaison de résultats obtenus avec les données fournies par l'UTGA:.....	52
IV.8 Optimisation du procédé du traitement du gaz au niveau de l'aéroréfrigérant: .....	53
IV.8.1 Caractéristiques de l'aéroréfrigérant E'-102/B :.....	53
IV.8.2 Simulation de l'aéroréfrigérant E'-102/B :.....	54
IV.8.3 Résultats et discussion :.....	56
Conclusion générale .....	59
<i>Références bibliographiques</i> .....	61

## **Liste de Tableaux**

<i>Tableau 1 Dates de découverte et mise en service des différents réservoirs du champ TFT...</i>	<i>10</i>
<i>Tableau 2 . Classification et types des compresseurs[2] .....</i>	<i>25</i>
<i>Tableau 3 caractéristiques la charge.[5].....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 4 composants de gaz pour l'UTGA.[5] .....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau 5 Caractéristique de compresseur K-102/B.[5].....</i>	<i>45</i>
<i>Tableau 6 Résultats de simulation du procédé du gaz.[5].....</i>	<i>51</i>
<i>Tableau 7 Fiche technique pour simulation (Cas Actuel) .....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau 8 Fiche technique pour UTGA (Cas design).[5].....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau 9 Données pour la sortie de chacun de la température, de la pression et du débit ....</i>	<i>55</i>
<i>Tableau 10 Nouvelle fracture molare des composés. ....</i>	<i>56</i>

## **Liste de Figures**

### **CHAPITRE I**

<i>Figure I 1 Position de Tin Fouyé Tabankort [2].</i> .....	4
<i>Figure I 2 Les périmètres de la région TFT[3].</i> .....	9

### **CHAPITRE II**

<i>Figure II 1 Schéma du réseau de collecte des gaz associés à l'UTGA</i> .....	13
<i>Figure II 2 Schéma simplifié de l'UTGA.</i> .....	14
<i>Figure II 3 Schéma du procédé de la section BP.</i> .....	15
<i>Figure II 4 Schéma de compression boosting</i> .....	17
<i>Figure II 5 Schéma simplifié de L'UTGA</i> .....	18
<i>Figure II 6 Schéma de la section déshydratation</i> .....	20
<i>Figure II 7 Schéma de la section de traitement.[2]</i> .....	21
<i>Figure II 8 Schéma de la section de re-compression.[2]</i> .....	22

### **CHAPITRE III**

<i>Figure III 1 Les différents types de compresseur.[2]</i> .....	24
<i>Figure III 2 séparateur horizontal à trois phases. [4]</i> .....	28
<i>Figure III 3 Séparateur vertical à trois phases. [4]</i> .....	29
<i>Figure III 4 séparateur sphérique. [4]</i> .....	30
<i>Figure III 5 Des aéroréfrigérants à tirage induit et forcé.[2]</i> .....	31
<i>Figure III 6 Les dimensions de l'aéroréfrigérant. [2]</i> .....	32

### **CHAPITRE IV**

<i>Figure IV 1 Schéma des étapes de simulation par hysys.[6]</i> .....	38
<i>Figure IV 2 Schéma global du procédé</i> .....	39
<i>Figure IV 3 interface logiciel Aspen Hysys</i> .....	40
<i>Figure IV 4 :nouveau projet dans le logiciel HYSYS.</i> .....	41
<i>Figure IV 5 Ajouter une nouvelle liste .</i> .....	41

<i>Figure IV 6 La fenêtre de la nouvelle liste de composants .....</i>	<i>42</i>
<i>Figure IV 7 choisir un modèle thermodynamique dynamique .....</i>	<i>43</i>
<i>Figure IV 8 Composition de la charge L'UTGA .....</i>	<i>44</i>
<i>Figure IV 9 Paramètres de la charge d'entrée du compresseur K 102/B. ....</i>	<i>45</i>
<i>Figure IV 10 Ajouter un compresseurK-102/B. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figure IV 11 Le nom de la sortie du compresseur K-102/B. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figure IV 12 Paramètre decompresseur K-102/B .....</i>	<i>47</i>
<i>Figure IV 13 Ajouter un le aéroréfrigérant E-102B .....</i>	<i>47</i>
<i>Figure IV 14 Le nom de la sortie du aéroréfrigérantE-102B .....</i>	<i>48</i>
<i>Figure IV 15 Ajouter un séparateur D-104B. ....</i>	<i>49</i>
<i>Figure IV 16 Connexion du ballon de séparation (D-104B) au aéroréfrigérant (E-102B). ....</i>	<i>49</i>
<i>Figure IV 17 Écran de travail pendant et après la saisie des données au ballonD-104B. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figure IV 18 Schéma spécifique au processus de séparation. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figure IV 19 l'aéroréfrigérant E'-102/B .....</i>	<i>53</i>
<i>Figure IV 20 Le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B.....</i>	<i>54</i>
<i>Figure IV 21 Introduction de nouvelles données pour le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B. ....</i>	<i>55</i>
<i>Figure IV 22 Le résultat obtenu après le processus d'optimisation à l'aide du logiciel Hysys. ....</i>	<i>55</i>

## *Nomenclature*

CD: Coefficient de trainée.

API : Densité d'huile en °API.

bb/d : Barils par jour

P: Pression opératoire (psia).

$Q_g$  : Débit de gaz (MMscfd).

$Q_l$  : Débit de liquide (bb/d).

$R_e$  : Nombre de Reynolds adimensionnel.

T: Température opératoire (°R).

HSE : Hygiène Sécurité Environnement.

GL : Gaz Lift.

TFT : Tin Fouyé Tabankort.

UTGA : unité de traitement de gaz associés.

CS : Centre de Séparation

HP : Haute Pression

BP : Basse Pression

DP : Division Production

HMB : Hassi Mazoula B

HZS : Hassi Mazoula Sud

TFY : Tin Foyé

TFN : Tifernine

GPL : Gaz Pétrole Liquéfié

MF : manifold

# **Introduction Générale**

### *Introduction Générale*

L'humanité connaît le pétrole depuis les temps reculés. Parallèlement au pétrole, le gaz occupe une place très importante dans le domaine de l'énergie et dans le marché mondial.

Le torchage des gaz associés à la production de pétrole brut, dont le volume mondial est estimé à plus de 100 milliards de m<sup>3</sup> /an, font l'objet d'une attention grandissante compte tenu de l'intérêt porté par la communauté internationale, la conservation de l'énergie, et à la modification du climat à l'échelle mondiale. En effet, la réduction de ces gaz revêt une grande importance [1].

Après la séparation du pétrole brut au niveau des bases, le gaz récupéré est subit à un traitement consistant dont le but est de retirer spécifiquement certains constituants présents dans ce gaz tels que l'eau, le soufre et le CO<sub>2</sub> afin qu'il puisse répondre aux spécifications et exigences commerciales et réglementaires.

Le gaz traité est destiné par la suite à la commercialisation, alors qu'une partie est utilisée pour les besoins des opérations pétrolières sur site.

La présence d'eau libre ou d'eau huileuse dans le gaz provoque éventuellement la corrosion, le bouchage et l'érosion des installations et des équipements, en répercutant directement sur l'exploitation par voie de conséquence des manques à produire considérables.

Dans le cas d'une unité de traitement de gaz, l'impact de liquide entraîné avec le gaz sur certains appareils ou leurs accessoires est énorme, citons à titre d'exemple pipes et sècheurs.

Ce travail est présenté par deux parties théorique et pratique. La partie théorique est divisée en trois chapitres, dont le premier chapitre présente la région TFT. Alors que le deuxième chapitre décrit l'unité du traitement du gaz UTGA. Le troisième chapitre présente une description des équipements du procédé (compresseur K-102/B, aéroréfrigérant E-102/B, et le ballon D-104/B) à simuler par HYSYS puis optimiser. Dans autre côté, la partie pratique présente une simulation du procédé du traitement de gaz précédent, suivi par une comparaison avec les données de cas actuel fournis par l'UTGA. Après la confirmation de la performance de HYSYS, une optimisation du ce procédé au niveau du l'aéroréfrigérant a été étudié suivi par une comparaison de résultats. En fin de ce travail, une conclusion générale est présentée.

# *Partie Théorique*

# *Chapitre I*

---

*Présentation de la direction  
régionale TFT*

---

## I.1. Présentation de la région TFT

### I.1.1 Situation géographique de la région TFT

La région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, plus précisément à 300 Km au Nord-Ouest d'In-Amenas et à 500 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud. Elle est composée de 15 périmètres d'exploitation : Tin FouyeTabankort, Amassak Tirarimine, Tin FouyéTabankort 100, Tin FouyéTabankort Est, Tamendjelt, Tin Fouyé, Tin Fouyé Nord, Tin Fouyé Ouest, Djoua, Hassi Mazoula Nord, Hassi Mazoula Sud, Hassi Mazoula B, Tifernine, TIM, BEQ, ODN (En évaluation). La région de TFT est divisée en deux secteurs : le secteur Nord et le secteur Sud. Le secteur Nord regroupe les champs : TFT ordovicien, TFT dévonien, TAM, AMA, Djoua et ODN avec une production prévisionnelle de 6608 m<sup>3</sup>/jour d'huile (Avril 2017). Le secteur sud regroupe : TFY TFN, HMZ Nord, HMZ Sud, HMZ-B et TFR avec une production prévisionnelle de 2020 m<sup>3</sup>/jour d'huile (Avril 2017) [2].

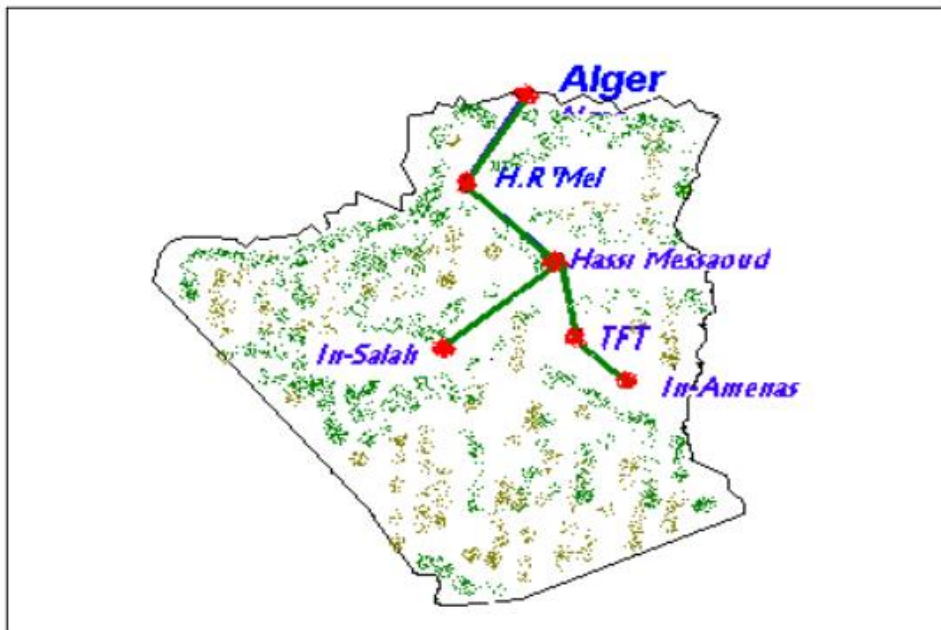


Figure I 1 Position de Tin Fouyé Tabankort [2].

Le gisement de TFT à deux réservoirs productifs : Le dévonien et l'ordovicien. L'ordovicien est le principal gisement, il a été découvert en 1967. Ce réservoir est une colonne d'huile sous forme d'un anticlinale surmonté par le gaz-cap au sud et d'huile au nord, le réservoir s'étend sur 7 à 15 Km du nord au sud et 25 Km de l'est à l'ouest, il est de profondeur de 2100 m en moyenne. Le dévonien est un réservoir d'huile à une profondeur de 1400 m, il est non éruptif exploité par des modes artificiels.

### I.1.2 Les gisements de la région de TFT

#### ❖ **Gisement de TFT**

Le gisement de TFT se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap. Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclinale de direction Est-Ouest et de pendage nord. L'analyse de la carte en isobathes au toit de l'ordovicien et au mur de la couche prouve que le gisement a une structure devisée en blocs. Le mode de drainage : Expansion des gaz dissous et du gaz cap. Injection d'eau à partir de 1981. Le gisement est exploité actuellement en partie par gaz lift [3].

#### ❖ **Gisement de Tin Fouyé**

Il se présente comme une zone haute, extrêmement complexe, composé de différentes structures, dont la plus haute est celle de TFY, la plus importante par ses dimensions 306 km<sup>2</sup>. Le gisement de T.F.Y est situé au sud de T.F.T, l'exploitation se fait par la technique du gaz lift.

#### ❖ **Gisement d'Amassak**

L'ordovicien se présente comme une monoclinale pente vers le Nord-Est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens, ces accidents jouent le rôle de limite de compartiments de l'accumulation d'huile. Le gisement d'AMASSAK est situé à 32 Km à l'Ouest Nord de T.F.T.

#### ❖ **Gisement de Djoua**

Le gisement de Djoua est situé à 30 km au Sud Est de TFT, se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord/Ouest-Sud /Est affecté par une faille de même direction. Il produit principalement dans le réservoir F6 par pompage électrique [3].

#### ❖ **Gisement Tamendjelt**

Le réservoir de Tamendjelt est situé à environ 6 km au Nord-Ouest de TFT se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparé par un grand accident composé d'une série de failles en relais l'exploitation du réservoir F6 se fait par gaz lift.

#### ❖ **Gisement de Hassi Mazoula SUD**

Le gisement de HMZ SUD se présente sous forme d'anticlinal limité par deux failles à l'Est et à l'Ouest dont le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

### ❖ Gisement de Hassi Mazoula B

Le gisement de HMZ B se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord-Sud et dont le flanc oriental est faillé.

## I.2 Présentation de la direction régionale TFT

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankort, connus sous le nom de TFT, fait partie de l'activité Exploration et Production (E-P) de la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH). Elle est chargée de la production du pétrole des différents gisements qui existent dans la région et de la gestion de toutes les structures qui lui sont rattachées [3].

### I.2.1. Organisation de la direction régionale

La région TFT est composée de trois types de structures :

A. Les structures techniques de soutien qui sont constituées des divisions suivantes :

- **Division réalisation** : cette division s'occupe des projets, leur étude, leur suivi et leur réalisation.
- **Division approvisionnement et transport** : son rôle est d'assurer la gestion de l'approvisionnement, du stockage et du transport.
- **Division sécurité** : son principal rôle est d'assurer la sécurité des installations industrielles et la protection du personnel conformément à la politique HSE de l'entreprise.

B. Les structures de soutien qui sont divisées comme suivant :

- **Division finance** : cette division assure la gestion et l'élaboration du budget, la comptabilité générale, la comptabilité analytique, la trésorerie et l'activité juridique.
- **Division intendance** : son rôle est d'assurer la gestion de la base de vie (restauration, hébergement, buanderie, et foyer).
- **Division personnelle** : cette division s'occupe de l'organisation des ressources humaines de l'entreprise. Elle est constituée de plusieurs services (le service planification, le service administration générale et moyens, le service gestion/Paie, et le service prestation sociales) [3].

C. Les structures techniques qui sont divisées comme suivantes :

- **Division maintenance** : son rôle est d'assurer le bon fonctionnement des équipements industriels.
- **Division engineering production** : son rôle principal est de s'occuper des puits de leur forage jusqu'à leur épuisement total. Tout en suivant l'évolution des paramètres des gisements et programmant les opérations nécessaires afin de maintenir leur production
- **Division exploitation** : elle est chargée de l'exploitation de l'huile, du gaz et de l'eau à partir des têtes de puits jusqu'à leur expédition, elle est chargée aussi de la gestion des installations de surfaces.
  - **Division exploitation** : elle est chargée de l'exploitation de l'huile et du gaz du champ de TFT, qui comporte trois secteurs, le secteur nord (TFT ORDO, AMASSAK et DJOUA), le secteur sud (TIN-FOUYE et MAZOULA) et le secteur TFR. La division assure également des activités dans le cadre du maintien de pression des gisements, par la production et l'injection d'eau ainsi que l'injection de gaz lift. La production d'huile estimée est dans les environs de 9000 m<sup>3</sup> /j. Parmi les tâches accomplies par la division exploitation, on peut citer ce qui suit :
    - L'ouverture et fermeture des puits.
    - Le signal des problèmes et des anomalies de collecte, de stockage ou d'expédition.
    - Le test de certains paramètres des puits dans le cadre d'un programme périodique, tels que : les débits (huile, gaz, eau), le pourcentage d'eau, la pression en tête de puits [3].

**A. Les différents services de la division Exploitation** : La division Exploitation est composée de cinq services, qui sont :

- Service maintien de pression.
- Service FGL (fermeture gaz-lift).
- Service UTG (unité de traitement gaz).
- Service huile nord.
- Service huile sud [4].

- **Service exploitation Huile Nord**

Ce service assure l'exploitation de l'huile du secteur nord. Il comprend cinq centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4, CS5 ainsi que les centres de TAM et AMASSAK. L'huile récupérée est envoyée vers le centre de stockage et d'expédition de l'huile du secteur nord (CPC) [8].

**• Service exploitation Huile Sud**

Ce service s'occupe de l'exploitation de l'huile du secteur sud. Il comprend cinq centres de séparation MF1, MF2, MF3, MF4, MF5, ainsi que les centres CTFN, DJOUA et MAZOLA. L'huile récupérée est envoyée vers le centre de stockage et d'expédition de l'huile du secteur sud (CPC/TFY).

**• Unité de traitement des gaz associés**

Cette unité a pour objectif la récupération des gaz torchés (haute et basse pression) du gisement ordovicien. Sa mission consiste à comprimer, sécher et traiter le gaz pour le commercialiser et dont une partie est utilisée pour les besoins en « gaz lift ». La capacité de traitement de cette unité est de 4,8.106 Sm<sup>3</sup> /jour [8].

**• Service fermeture gaz lift (FGL)**

Ce service assure la récupération des gaz torchés au niveau des différents centres du secteur sud et du centre de stockage TFT, la compression, le traitement au niveau des stations GL et l'injection du gaz dans les puits [3].

**• Service maintien pression**

Ce service assure la production d'eau et son injection dans le réservoir ordovicien, il comporte deux stations de production TAM et TFNE et deux stations d'injection CS2 et AMA.

**I.3. Les différents périmètres de la région TFT**

Le champ de TFT est composé de quinze périmètres d'exploitation, ces derniers sont représentés dans la figure qui suit :

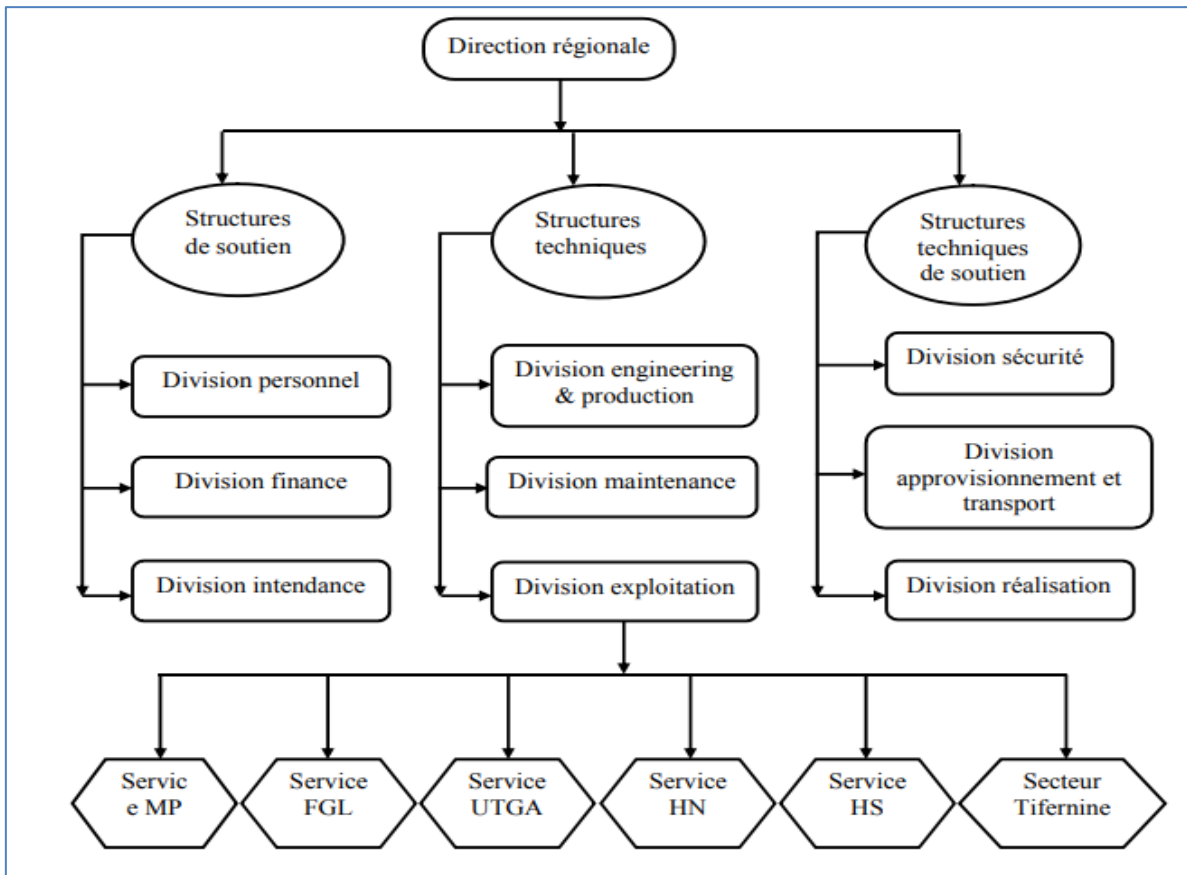


Figure I 2 Les périmètres de la région TFT [3].

**I.4. Historique et développement du champ TFT**

Les premières découvertes dans la région TFT reviennent aux années soixante, le premier gisement qui a été découvert est celui de T.F.Y en 1961, puis se succèdent ceux de HASSIMAZOULA sud et nord en 1963, T.F.Y nord et DJOUA en 1966, TFT ORDOVICIEN en 1967 et enfin TAMENDJELT et AMMASSAK en 1970.

Les dates de découverte des champs de TFT et de leurs mises en production sont présentées dans le tableau suivant :

**Tableau 1 Dates de découverte et mise en service des différents réservoirs du champ TFT.**

Périmètres	Date de découverte	Date de mise en service
<b>Secteur nord</b>		
<b>TFT ORDOVICIEN</b>	1967	1968
<b>AMASSAK-TIRARIMINE</b>	1970	1974
<b>TFT ZONE 100</b>	1966	1967
<b>TFT ZONE EST</b>	1968	1968
<b>DJOUA OUEST</b>	1966	1968
<b>TAMENDJELT</b>	1970	1974
<b>EAU LIAS</b>	1966	1980
<b>Secteur sud</b>		
<b>TIN FOUYE</b>	1961	1963
<b>TIN FOUYE NORD</b>	1966	1966
<b>TIN FOUYE OUEST</b>	1963	1963
<b>HASSI MAZOULA NORD</b>	1958	1965
<b>HASSI MAZOULA SUD</b>	1963	1966
<b>HASSI MAZOULA B</b>	1966	1967

- ❖ Le gisement de TFY est situé dans la partie sud de TFT, l'exploitation se fait par la technique du gaz lift.
- ❖ Le gisement d'AMASSAK est situé à 32 km dans la partie nord-ouest de TFT, l'exploitation se fait par l'utilisation de la technique de maintien de pression par injection d'eau.

- ❖ Le gisement de DJOUA se trouve dans la partie sud-est de TFT, l'exploitation se fait par les pompes électriques immergées.
- ❖ Le gisement de TAMANDJELT est situé à environ 16 Km au nord-ouest de TFT, l'exploitation se fait par gaz lift.
- ❖ Le gisement de HASSI-MAZOULA (nord, sud et Mazoula B) est situé dans la partie sud de TFT, l'exploitation se fait par les pompes électriques immergées et les pompes mécaniques (les balanciers).

Le réservoir Ordovicien produit la plus grande partie de la production de la région, son exploitation a commencé en novembre 1968. Jusqu'à 1975, les puits forés sont au nombre de 52, dont 49 producteurs, la surface embrassée par le forage ne présente que 40% de la surface de T.F.T; la production d'huile en 1974 atteint 2583929 tonnes, et 4713227 tonnes en 1977.

La production a commencé à chuter en raison de la diminution de pression du gisement, qui conduit à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980. La production a continué à chuter jusqu'à 1419874 tonnes en 1983. Les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 1733058 tonnes, 4238644 tonnes en 1991, 3838587 tonnes en 1994 et 3400423 tonnes en 1998.

Plusieurs techniques de récupération d'huile ont été utilisées dans la région TFT pour augmenter le taux de récupération. La récupération primaire, où la production se fait naturellement (puits éruptifs). La récupération secondaire, où on utilise des techniques qui permettent d'augmenter la production, telles que le maintien de pression par l'injection d'eau et les modes d'activation tels que le gaz lift, le pompage électrique et les balanciers

# *Chapitre II*

---

*Description de l'unité de  
traitement l'UTGA*

---

II.1 Description de l'unité de traitement de gaz associé (l'UTGA)

II.1.1 Présentation de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA)

La station se compose essentiellement d'une section de réception du gaz haute pression et basse pression, une section de compression du gaz BP, une autre section de compression HP suivi d'une section de déshydratation et une section de traitement de gaz. La station est implantée à CS2, elle est destinée à la récupération des gaz associés produits aux centres de séparation d'huile CS1, 2, 3, 4, 5 et AMASSAK,

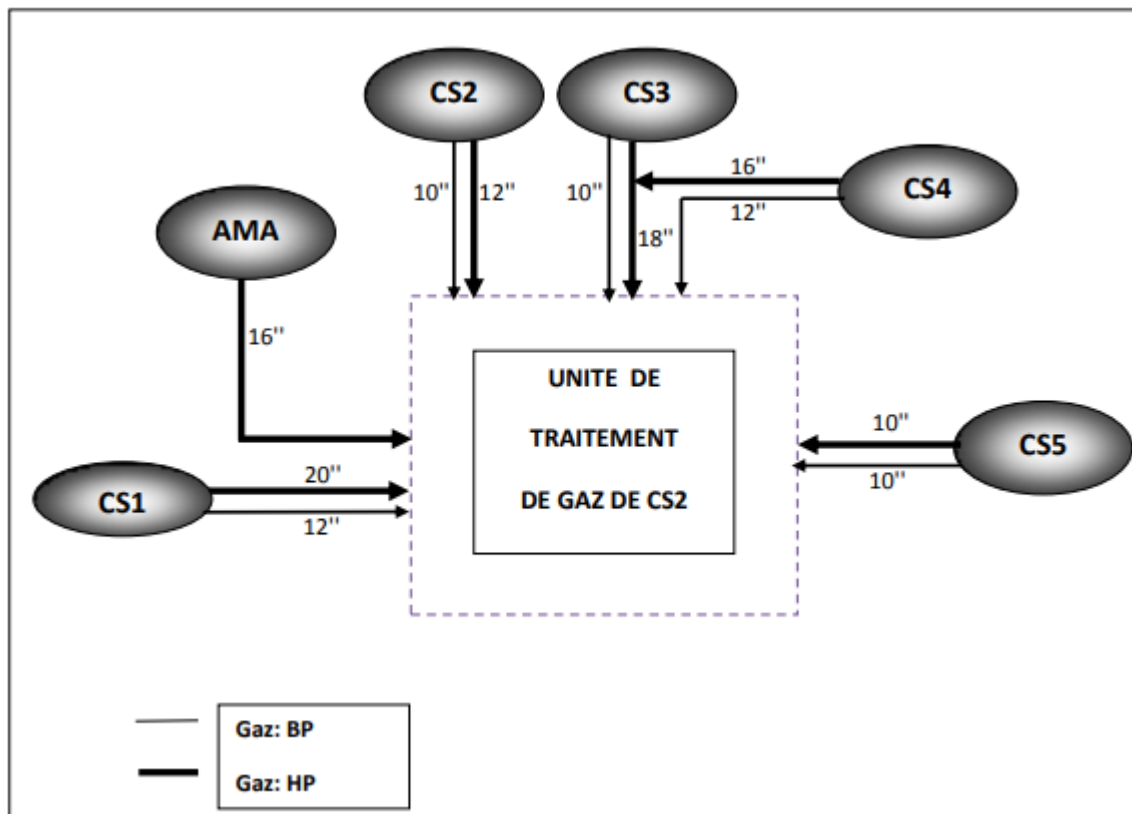


Figure II 1 Schéma du réseau de collecte des gaz associés à l'UTGA.

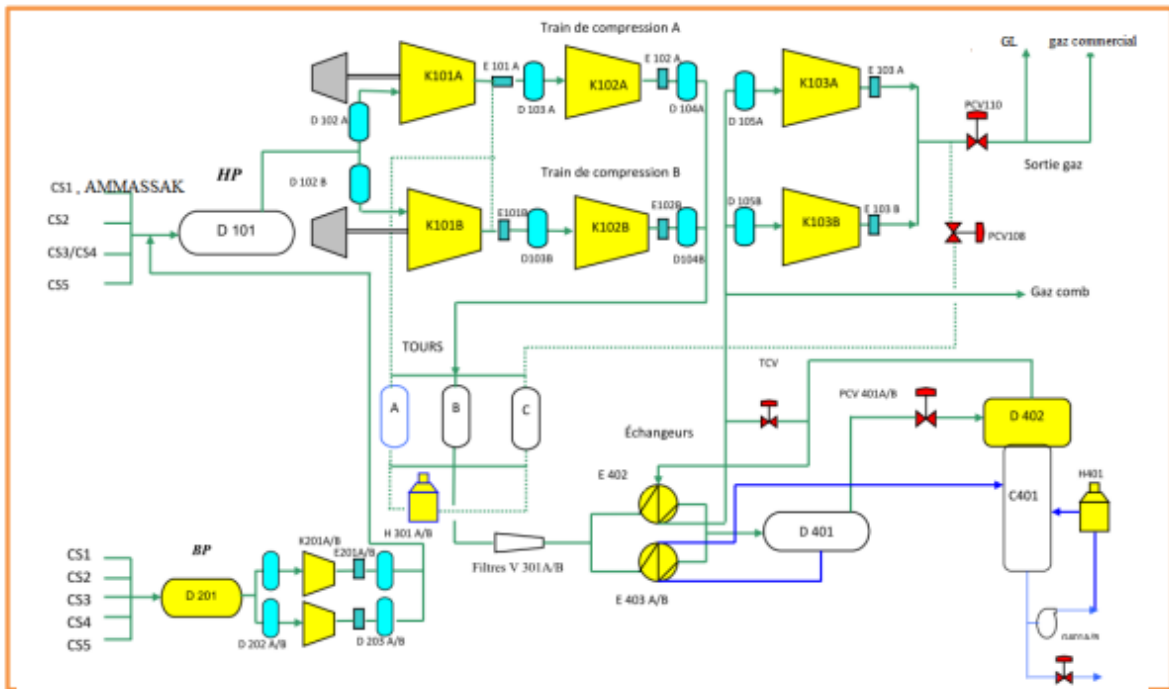


Figure II 2 Schéma simplifié de l'UTGA.

La station est conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparations, les traiter et les comprimer à 80 bars dans le but de l'utiliser pour satisfaire les besoins de la région en gaz-lift et la commercialisation du surplus, tout en récupérant le condensat. La Capacité design de l' UTGA est :

- Débit de gaz à traiter : 4,46 millions  $\text{Sm}^3 / \text{j}$ . Soit : 2,23 millions  $\text{Sm}^3 / \text{j} / \text{train}$ .
- Débit de condensât : Hiver : 172 tonnes / j. Eté : 538 tonnes / j.

#### II.1.1.1. Section de réception de gaz

Le gaz haute pression et basse pression arrive respectivement dans les ballons D101 et D201 aux pressions de 6,2 bars et 0,6 bar, où il est débarrassé de son liquide.

#### II.1.1.2. Section de compression basse pression

Les gaz associés BP sont envoyés à la section de compression basse pression. Cette section est composée de deux trains de compression dont chacun est constitué de :

- Un compresseur centrifuge entraîné par un moteur électrique.
- Un aéroréfrigérant.
- Deux ballons.

Le gaz associé BP provenant des centres de séparation CS1, CS2, CS3, CS4, CS5 est introduit dans le séparateur horizontal d'entrée des gaz BP D201 avec une pression d'environ 0,6 bar et une température ambiante pour subir une séparation des liquides, qui seront évacués vers le ballon torche D511 à l'aide des pompes G201 A/B pour être expédié vers CS2 huile.

Le gaz sortant du D201 est envoyé vers deux trains de compression BP (A/B). Ce gaz est introduit dans les compresseurs de gaz BP (K201 A/B) par l'intermédiaire des ballons d'aspiration (D202 A/B), où le gaz est séparé à nouveau de son liquide et comprimé jusqu'à la pression équivalente à celle de l'aspiration du gaz associé HP.

Le gaz ensuite est refroidi à une température d'environ 55°C par les aéroréfrigérants (E201A/B) et passe par les ballons de refoulement des compresseurs de gaz BP (D203 A/B) pour la récupération des liquides condensés lors de refroidissement.

Après la compression, ce gaz sera mélangé avec le gaz HP et envoyé à la section de compression boosting par l'intermédiaire du séparateur d'entrée des gaz HP D101.

- Dans la section BP le train A actuellement n'est pas en service à cause des problèmes au niveau du compresseur K-201A ainsi que le moteur qui l'entraîne.
- Le gaz BP provenant des centres de séparation CS4 et CS5 est envoyé à CS2 afin de subir une compression par le compresseur d'appoint CS2 MP jusqu'à 6 bar pour l'introduire directement avec le gaz HP du CS2.

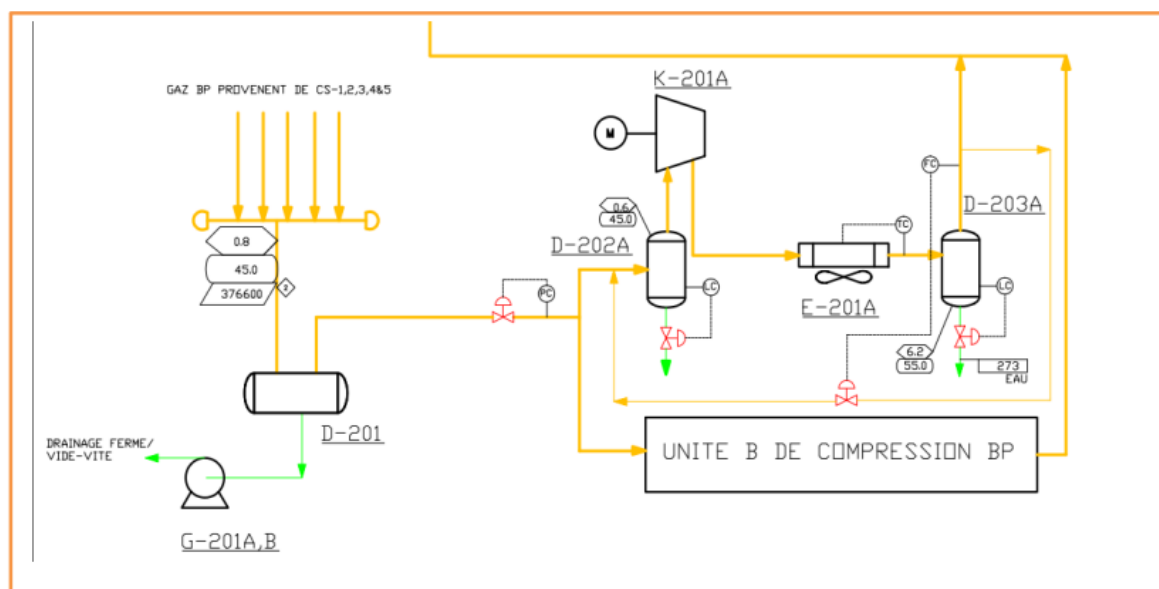


Figure II 3 Schéma du procédé de la section BP.

### **II.1.1.3. Section de compression haute pression**

Les gaz associés HP sont envoyés à la section de compression haute pression. Cette section est constituée de deux trains de compression dont chacun comporte :

- Deux compresseurs centrifuges qui sont entraînés par une turbine à gaz et les installations auxiliaires.
- Trois ballons
- Deux aéroréfrigérants

Les gaz HP émanant des centres CS1, CS2, CS3, CS4, CS5 et AMASSAK sont introduits avec le gaz provenant du compresseur de gaz BP dans le séparateur d'entrée de gaz HP D101. Ce gaz est envoyé par la suite vers deux trains identiques de boosting de gaz.

Dans chacun de ces trains, le gaz entre avec une pression d'environ 6,2 bars dans le premier compresseur booster K101A/B via le ballon d'aspiration D102A/B pour être comprimé à 26,5 bars.

Le gaz sortant du K101A/B est réuni avec le gaz chaud de régénération en provenance de la section de déshydratation et passe par le refroidisseur E101A/B pour le refroidir à 55 °C, en suite en passant par le ballon de refoulement 1er étage qui est au même temps d'aspiration du 2ème étage D103A/B il sera comprimé jusqu'à 80 bars par le compresseur K102A/B.

Le gaz est refroidi à 55 °C par le refroidisseur complémentaire du deuxième compresseur booster E-102A/B et décanté par le ballon de refoulement du compresseur booster D-104A/B. Les gaz comprimés provenant des trains A et B seront envoyés vers les sécheurs de gaz D-301A/B/C.

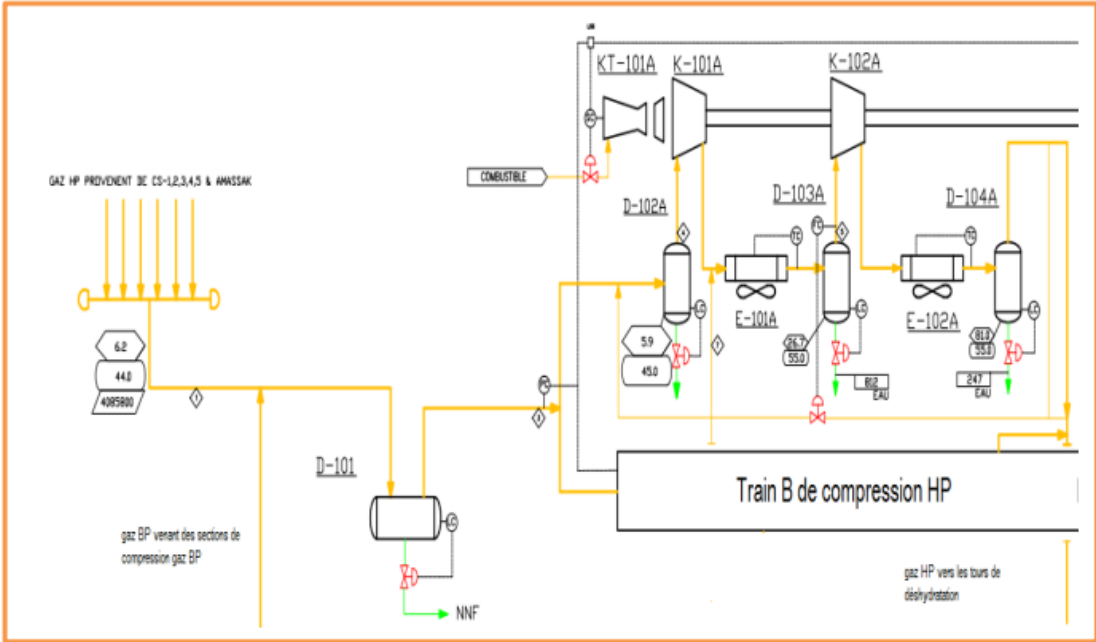


Figure II 4 Schéma de compression boosting

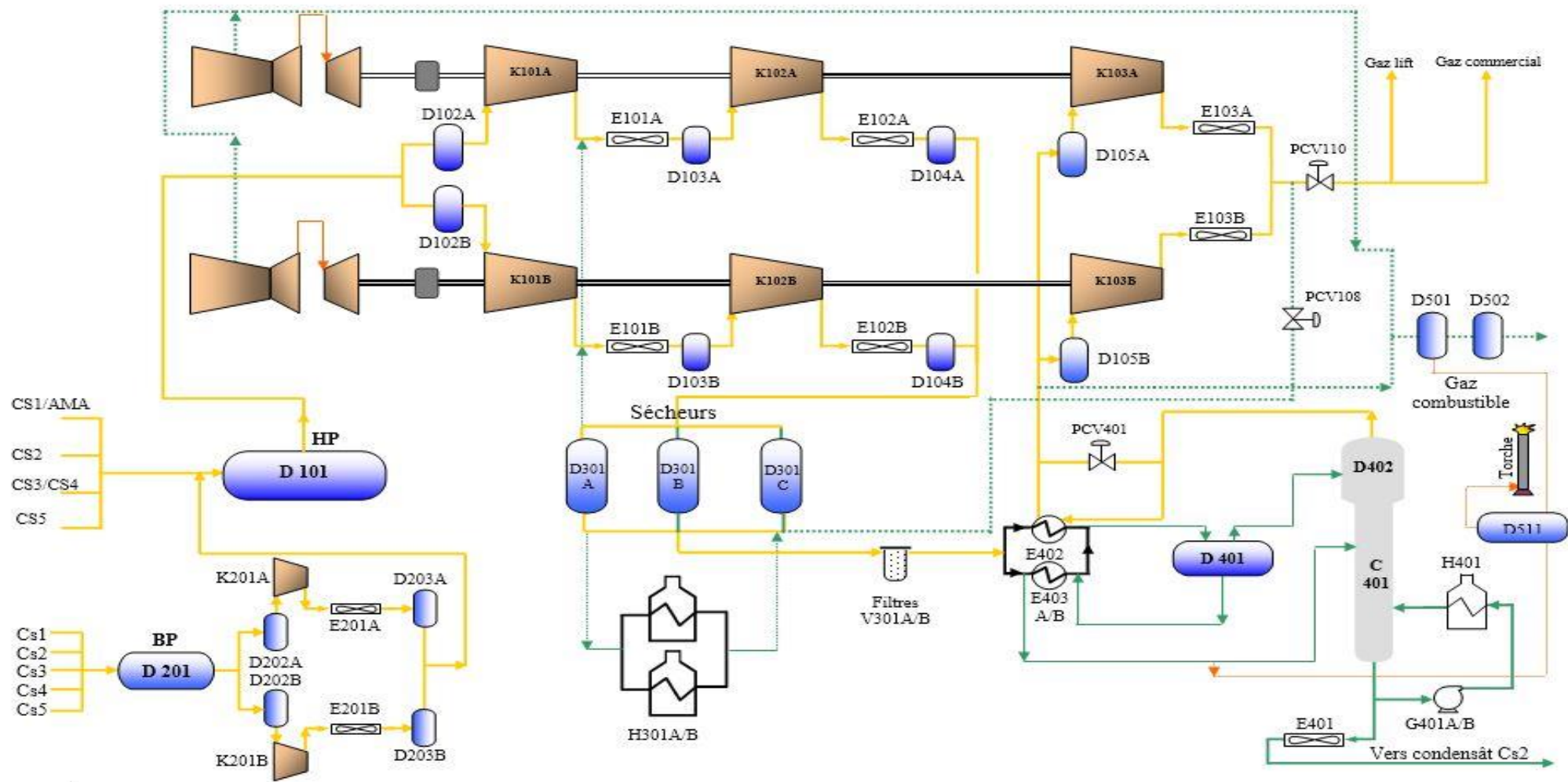


Figure II 5 Schéma simplifié de L'UTGA

#### II.1.1.4 Section de déshydratation de gaz

##### a) ADSORPTION

Le gaz provenant du compresseur 2<sup>ème</sup> étage K-102A/B est dirigé par l'intermédiaire des vannes d'adsorption XV302/303 vers la tour qui a été précédemment refroidie. Une fois le gaz séché, il est envoyé vers la section traitement en passant par les filtres à gaz V301A/B.

L'adsorption est réalisée à la pression de 80 bars ce qui nécessite une pressurisation par la vanne XV301.

##### b) REFROIDISSEMENT

Le gaz de régénération est pris du refoulement 3<sup>ème</sup> étage après l'avoir détendu de 80 bars jusqu'à 32 bars par la vanne PCV108, ce gaz subit une diminution de température après la détente qui sera régulée à 50 °C par la vanne TCV112 (la régulation de température se fait en prenant un piquage du refoulement 3<sup>ème</sup> étage avant refroidissement par l'intermédiaire de la vanne XV110).

Ce gaz est envoyé vers le fond de la tour en refroidissement par l'intermédiaire des vannes de refroidissement XV307/308.

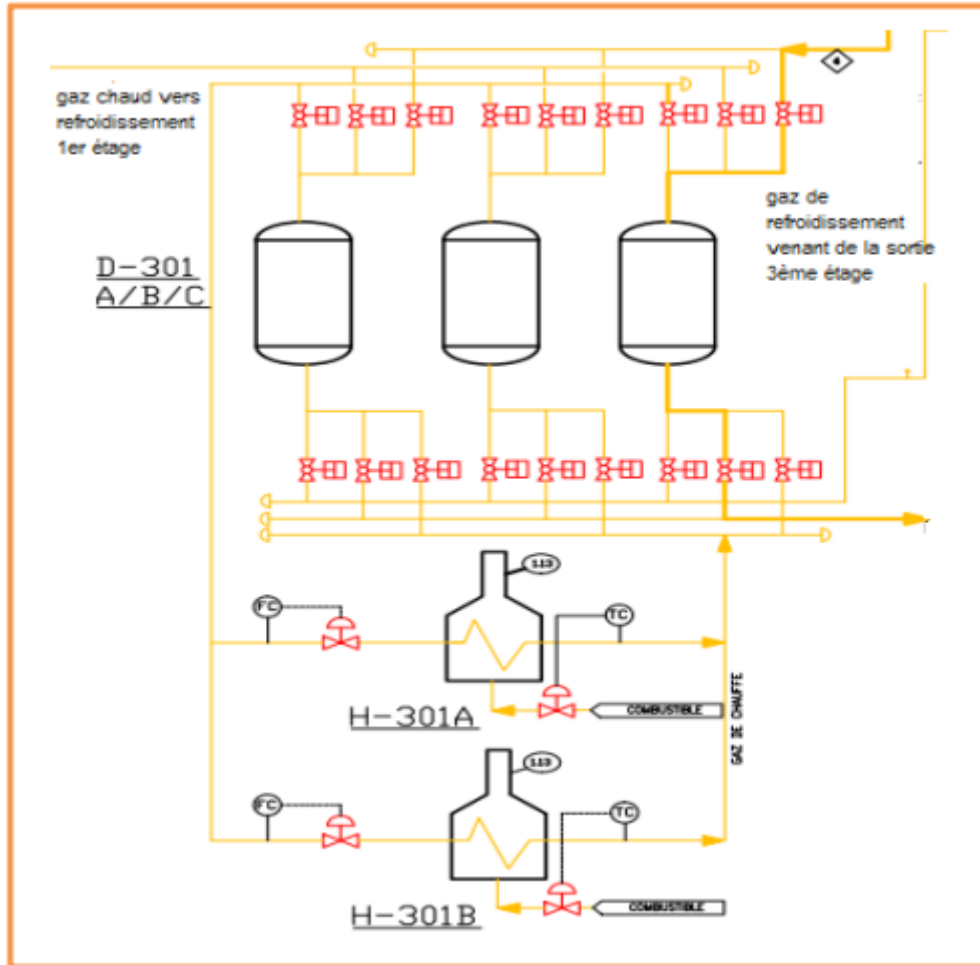
##### c) CHAUFFAGE

Le même gaz sortant de la tour de refroidissement est chauffé par les réchauffeurs H-301A/B à une température de 290°C. Ce gaz passe par le fond de la tour en chauffage en utilisant les vannes XV304/306 pour chauffer cette dernière afin de faire évaporer les molécules d'eau déjà adsorbées sur les tamis moléculaires.

A la sortie de la tour en chauffage le gaz contenant l'eau en vapeur est réinjecté au refoulement du 1<sup>er</sup> étage K-101A/B en amont des aéroréfrigérant E-101A/B.

Le chauffage se fait après adsorption à une pression de 32 bars ce qui nécessite une dépressurisation par la vanne XV305.

Au moment de la dépressurisation, le gaz de chauffage se passe par le by-pass vers le refoulement 1<sup>er</sup> étage avant l'aéroréfrigérant par l'intermédiaire de la vanne XV309.



*Figure II 6 Schéma de la section déshydratation*

### II.1.1.5. Section de traitement

Cette section a pour fonction d'assurer la production du gaz traité ainsi que l'extraction et le dégazage des condensats. Elle est constituée des équipements suivants :

- Un séparateur.
- Un échangeur gaz/gaz et un échangeur gaz/liquide
- Deux vannes de détente Joule Thompson.
- Un stripper.
- Un rebouilleur de stripper.
- Deux pompes de rebouilleur.
- Installations d'évacuation du condensat avec un refroidisseur.

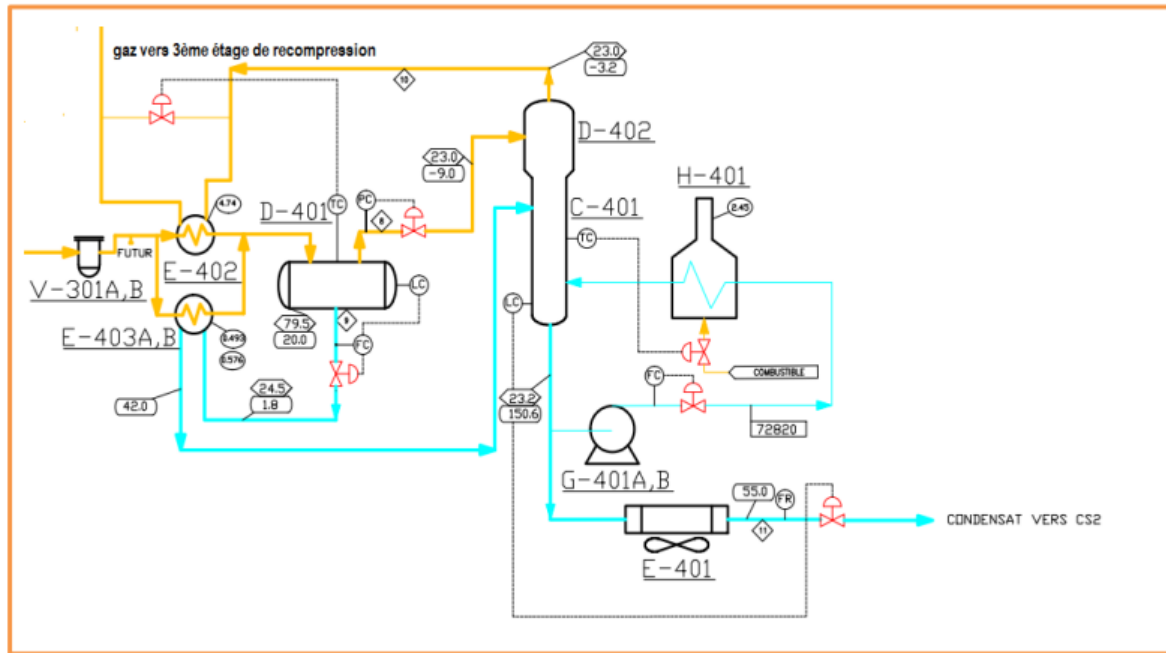


Figure II 7 Schéma de la section de traitement [2].

Le gaz sec sortant des tours passe par deux filtres à gaz V-301A/B, pour éliminer les particules du tamis moléculaire entraînées avec le gaz, ensuite il sera divisé en deux courants :

- Une partie vers l'échangeur gaz/gaz E-402 qui entre côté tube pour se refroidir par le gaz provenant du séparateur de stripper D-402 qui entre côté calandre avec une température d'environ  $-3,2\text{ °C}$ .
- Une partie vers les deux échangeurs gaz/liquide E-403A/B qui sont des échangeurs à faisceaux et calandre placés en série pour refroidir le gaz avec le liquide provenant du séparateur à haute pression D-401 circulant à contre-courant.

Le gaz refroidi à  $20\text{ °C}$  est envoyé vers le ballon D-401. Le condensat récupéré au fond du ballon est envoyé au 8ème plateau du stripper C-401 pour être stabilisé.

Le gaz sortant du D-401 passe par la vanne Joule Thompson et subi une détente jusqu'à 23 bars et  $-9\text{ °C}$  et entre dans le ballon D-402 au 1er plateau du stripper.

Le gaz sortant du stripper C-401 à  $-3,2\text{ °C}$  passe par l'échangeur E-402, il sera envoyé vers le ballon d'aspiration D-105A/B du 3ème étage.

Le fond du stripper est chauffé à  $150\text{ °C}$  pour stabiliser le condensât, c'est à dire éliminer les particules légères.

Le chauffage est assuré par le rebouilleur H-401, et la circulation fermée par

les pompes G-401 A/B.

Le condensat stabilisé est envoyé au centre CS2 après son refroidissement par l'aéroréfrigérant E-401 à 50 °C.

### II.1.1.6. Section de re-compression

Le gaz sortant du stripper et échangeur, se partage en deux, et passe par le ballon d'aspiration de 3ème étage D-105A/B pour être comprimé de 20 à 80 bars par le compresseur K-103A/B. Après refroidissement par les aéroréfrigérants E-103A/B, le gaz sort à 55 °C est prêt à être exploité comme suite :

- Une partie va être utilisée comme gaz de régénération pour les tours de séchage.
- Une partie va être utilisée comme gaz combustible pour les turbines à gaz, fours et la centrale électrique.
- Une partie va être envoyée vers le réseau GL pour les deux secteurs Nord et Sud.
- Le surplus va être expédié comme gaz commercial vers Hassi R'mel via le gazoduc GR1/GR2.

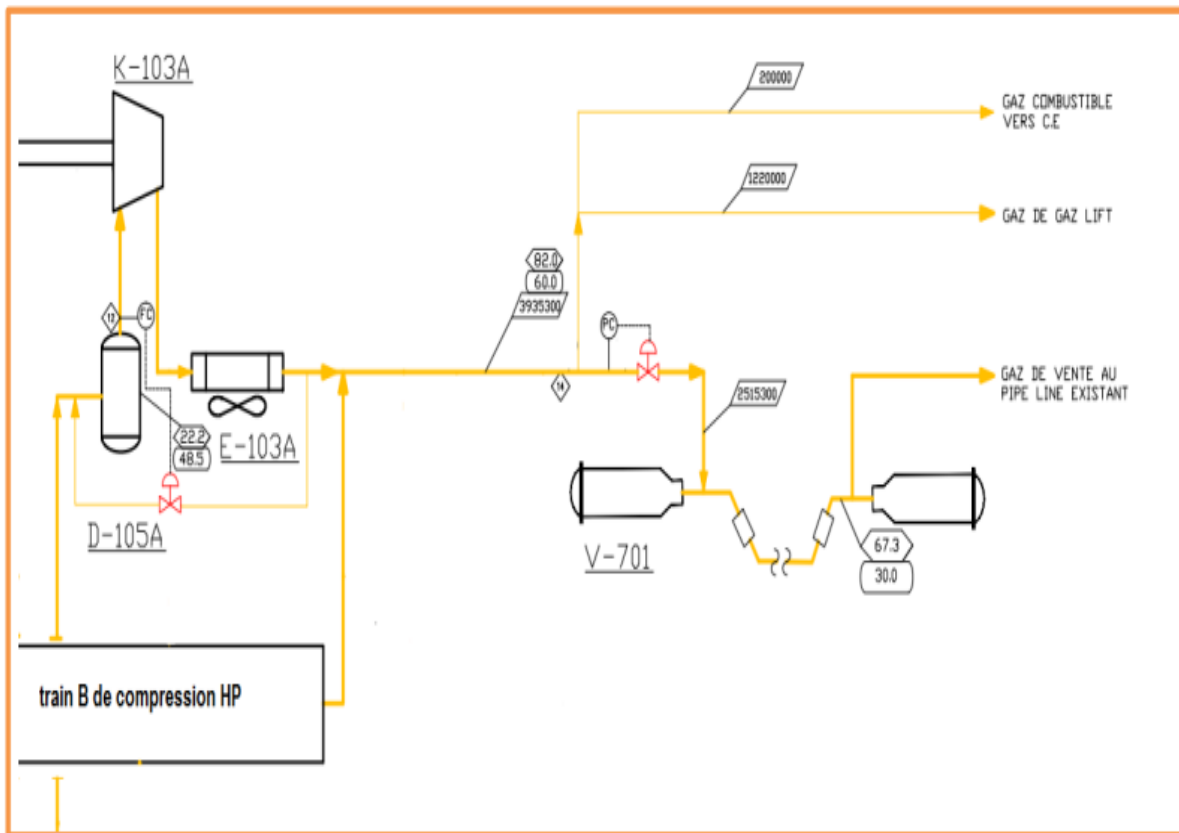


Figure II 8 Schéma de la section de re-compression [2].

# *Chapitre III*

*Les équipements du procédé  
de traitement de gaz*

---

### III.1. Les équipements d'un procédé du traitement du gaz

#### III.1.1 Définition d'un compresseur

Un compresseur est une machine qui a pour fonction d'élever la pression du fluide compressible qui le traverse. Celui-ci traduit le fait que le fluide se comprime au fur et à mesure de l'augmentation de pression [9].

Les gaz étant des fluides compressibles qui nécessitent des compresseurs alors que les liquides pratiquement incompressibles nécessitent des pompes. Pour des taux de compression très faible les gaz peuvent être considérés comme incompressibles. On utilise alors des soufflantes ou des ventilateurs [7].

#### III.1.2. Classification et types des compresseurs

Les compresseurs peuvent être classés selon plusieurs caractéristiques :

- ✓ Mouvement des pièces mobiles (mouvement linéaire, rotatif).
- ✓ Le principe de fonctionnement (volumétrique, dynamique).
- ✓ Type de processus.

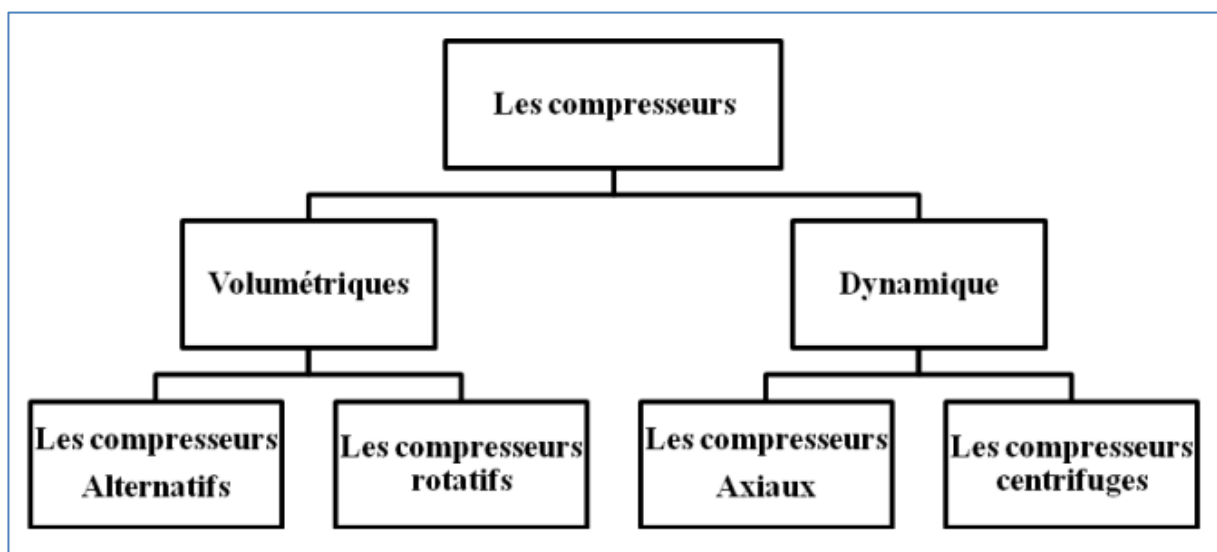


Figure III 1 Les différents types de compresseur [2].

Les compresseurs peuvent être classés selon leurs types en :

- Les compresseurs volumétriques :
  - ❖ Les compresseurs alternatifs :
    - ✓ Compresseur à piston.
    - ✓ Compresseur à membrane.

- ❖ Compresseur rotatif :
  - ✓ Les compresseurs à palettes.
  - ✓ Les compresseurs à vis.
  - ✓ Les compresseurs à lobes.
- ❖ Les turbocompresseurs :
  - ✓ Compresseurs axiaux.
  - ✓ Compresseurs centrifuges :
    - Compresseurs avec corps ouverts horizontalement
    - Compresseurs avec corps ouverts verticalement [7].

Tableau 2 . Classification et types des compresseurs [2]

	Types	Mouvement linéaire	Mouvement rotatif	Débit	Pression	Rendement
<b>Volumétrique</b>	Compresseur à piston	+		Faible à moyen	Elevée	Très bon
	Compresseur à membrane	+		Faible	moyen	Faible
	Compresseur à vis		+	Faible	Basse	Faible
	Compresseur à palettes		+	Faible	Basse	Faible
<b>Turbo</b>	Compresseur centrifuge		+	important	≠ types	Très bon
	Compresseur axial		+	Très important	Basse	Très bon

### III.1.2. Définition du séparateur : Ballon de séparation

C'est une colonne cylindrique qui sépare les phases (liquide –gaz). Un séparateur est une capacité sous pression. A la faveur de cette tranquillisation, les fluides déjà partiellement séparés en amont par différence de densité, les liquides s'accablent dans le bas, de la capacité ou ils sont soutirés, le gaz plus léger s'échappe par le haut de plus comme la pression dans l'enceinte est constante, un nouvel équilibre diphasique, s'établit et du gaz libre dans les conditions se dégage du liquide.

Ces appareils sont utilisés pour le traitement des effluents où la phase principale est liquide. Ils sont généralement du type cylindrique horizontal dont le rendement est le meilleur. Dans certains cas particuliers, toutefois la production avec apport de sédiment par exemple, on peut faire appel au type cylindrique vertical plus facile à nettoyer.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement, et constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes. Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement.

Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant, des piquages pourvus de vannes et des appareils de mesure permettent le contrôle du fonctionnement. Des aménagements intérieurs de la capacité en améliorent l'efficacité selon l'usage auquel on les destine, on distingue :

- Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement du gaz à condensât.
- Les séparateurs gaz / huile / eau.
- Les séparateurs gaz / huile.
- Les séparateurs d'eau libre.

#### **III.1.2.1. Description d'un séparateur**

Un séparateur comprend les parties suivantes :

- Une section de séparation primaire ; où la plus grande partie du liquide, arrêtée par un déflecteur ; tombe au fond du séparateur.
- Une section d'accumulation de liquide ; généralement protégée par un cône ou des plaques évitant la formation de vagues.
- Une section de séparation secondaire ; où les gouttelettes, de liquide tombent par gravité.
- Une section d'extraction de gouttelettes ; constituée par des chicanes juxtaposées ou par un réseau de mailles qui retiennent les particules liquides plus fines par leur inertie et coalescence [4].

#### **III.1.2.2 Le principe de fonctionnement du compresseur : Le séparation du gaz**

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produits conformes à des normes définies.

Le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquides ou gazeux et d'eau. À l'origine, ce mélange est un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi des conditions de pression et des températures existant pendant la formation.

L'exploitation détruit cet équilibre, par le jeu des pertes de charge dans les roches magasins, dans le trou de sonde et dans les conditions de collecte, l'effluent subit des décompressions successives jusqu'à son entrée dans le centre de traitement. Ces décompressions s'accompagnent aussi des baisses températures. En conséquence, des gaz se libérant, des hydrocarbures et de l'eau se condensent à partir du gaz. Le centre de traitement reçoit en définitives des mélanges de gaz humide, d'eau libre et de l'huile encore chargée de gaz dissous.

### **III.1.2.3. Types de Séparateurs**

#### **III.1.2.3.1. Séparateur horizontale**

Un séparateur horizontal est constitué par un cylindre horizontal terminé aux deux extrémités par des fonds bombés.

L'huile gazée arrivé à une extrémité et elle est projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la capacité supérieure. Le gaz traverse certain nombre de chicanes qui retiennent des gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit extracteur de brouillard, avant de partir par la sortie supérieure, l'huile est soutirée à la partie inférieure.

Il est noté qu'un tel appareil travaille sous une certaine pression (sélectionnées pour obtenir la récupération maximale en fonction de température et des caractéristiques de l'effluent). Cette pression fournit l'énergie nécessaire pour chasser l'huile à la partie inférieure. Afin de conserver toujours une grande quantité d'huile, cette sortie est contrôlée par une vanne automatique, dont l'ouverture et la fermeture est commandée par un flotteur.

La pression dans les séparateurs est maintenue à une valeur donnée par une vanne automatique sur la sortie gaz, commandée par un contrôleur de pression. La capacité des séparateurs horizontaux va généralement jusqu'à (5000m<sup>3</sup> /jour), avec des pressions pouvant aller jusqu'à 6000 psi (420 Kg / cm<sup>2</sup> ) [4].

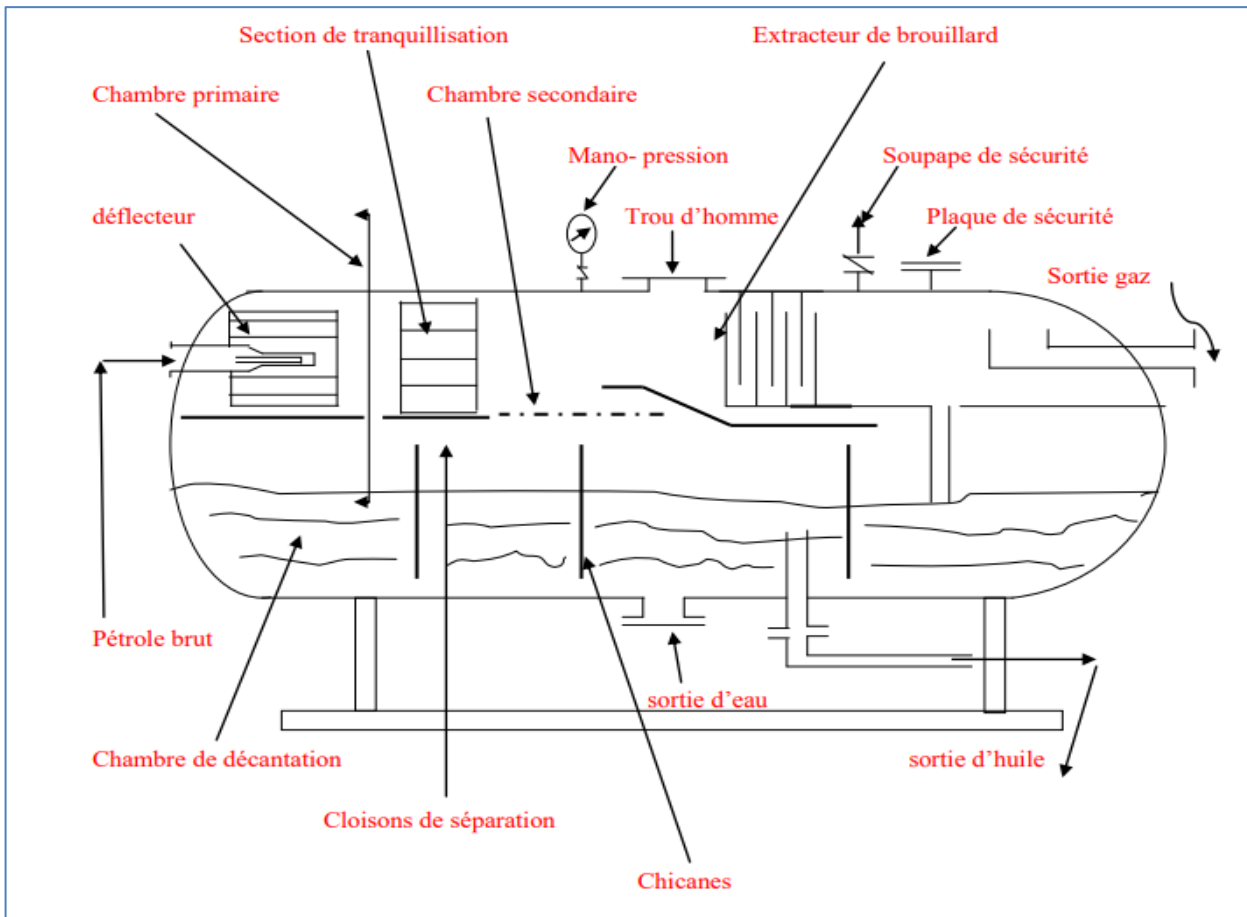
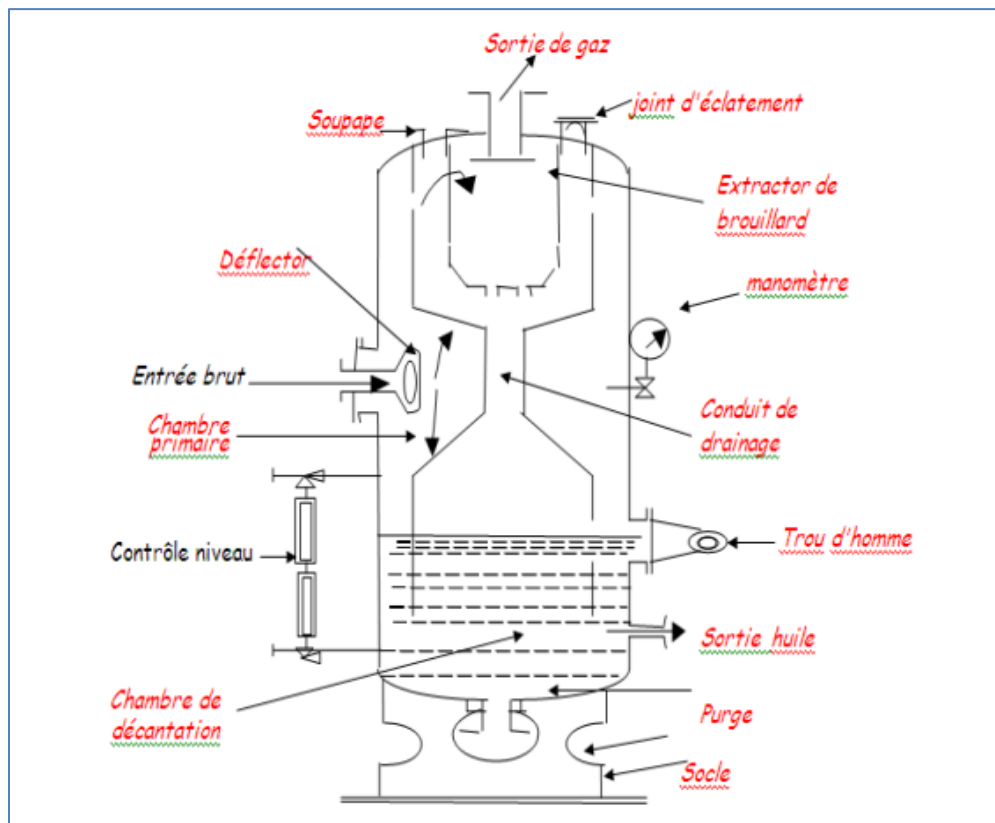


Figure III 2 séparateur horizontal à trois phases. [4]

### III.1.2.3.2. Séparateur vertical

Ce séparateur est constitué par un cylindre vertical terminé par des fonds bombés. L'arrivée de l'effluent s'effectue en général, tangentielle à une circonférence et à peu près à mi-hauteur du séparateur. L'effluent se sépare par gravité. L'huile descendant en hélice le long de la paroi et le gaz montant à la partie supérieure. Le gaz traverse un tamis extracteur de gouttelettes et il est évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur. La capacité des séparateurs verticaux va jusqu'à 3000 m<sup>3</sup> /jour, avec des pressions pouvant aller jusqu'à 6000 Psi (420 Kg/cm<sup>2</sup>).



**Figure III 3 Séparateur vertical à trois phases. [4]**

Ces avantages principaux sont :

- Traitement possible des hydrocarbures salés.
- Faible encombrement.
- Nettoyage aisé.
- Hydrocarbures pauvres en liquides.
- Utilisé en moyenne et haute pression.

Alors que ses inconvénients majeurs sont :

- Coût assez élevé.
- Séparation triphasiques difficile.
- Transport difficile.
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants [4].

### III.2.5.3. Séparateur sphérique

Certains fournisseurs ont mis depuis peu, sur le marché ; des séparateurs sphériques qui bien entendu, résistent beaucoup mieux aux fortes pressions, l'huile gazée pénètre à la partie supérieure et ruisselle sur une demi- sphère interne. L'huile est évacuée par un flotteur et le gaz par un trop plein interne muni d'une vanne de compression.

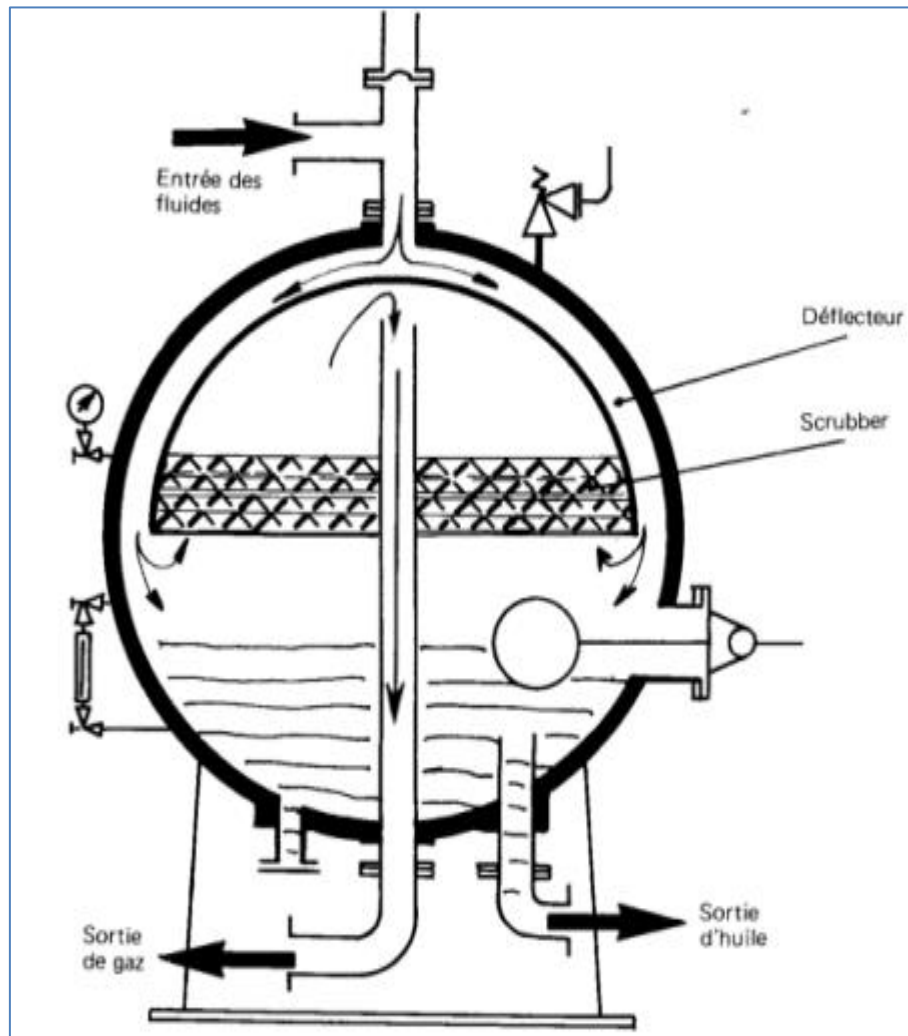


Figure III 4 séparateur sphérique [4]

### III.1.2.3. Séparateur à trois phases

Pour les séparateurs qui ont été vus sont de type deux phases, c'est – à -dire qu'ils sont conçus pour décharger seulement du gaz et du liquide.

Les orifices de purge d'eau sont contrôlés par des vannes à commande manuelle, qui ne sont manœuvrées occasionnellement. De tels séparateurs répondant aux besoins d'exploitation où la production d'eau est négligeable, il suffit qu'un opérateur qui purge le séparateur deux ou

trois fois toutes les 24 heures pour assurer le bon fonctionnement de la vanne automatique d'huile. Sur les champs à production fortement hydratée, on doit utiliser des séparateurs où l'eau et l'huile sont déchargées séparément sans que l'opérateur soit astreint à surveiller la nature du produit purgé. Des contrôleurs automatiques assument cette surveillance. Ce sont les séparateurs trois phases (gaz- huile- eau).

Un séparateurs trois phases ne diffère d'un séparateur deux phase que par l'aménagement de la chambre de décantation des liquides. Le mode de séparation reste inchangé [4].

### III.1.3. Les aéroréfrigérants

#### III.3.1. Généralités sur les aéroréfrigérants

Les aéroréfrigérants sont des appareils de construction simple et peuvent fonctionner pendant des longues périodes sans incidents. Ils sont constitués des éléments principaux suivants :

- **Faisceaux tubulaires** : Ils sont constitués des tubes généralement ailetés, de boites de distribution et de châssis assurant la rigidité de l'ensemble.
- **Des boites de distribution ou collecteurs** : Permettent d'introduire et de répartir le fluide chaud à l'intérieur des tubes et de récupérer le fluide refroidi à la sortie.
- **Chambre de distribution d'air entre ventilateurs et faisceaux** : Elle assure une meilleure répartition de l'air sur toute la surface faciale de l'aéroréfrigérant.
- **Des ventilateurs** : Les ventilateurs peuvent soit souffler l'air à travers les tubes (tirage forcé), soit rejeter l'air (tirage induit) en les plaçant au-dessus ou en dessous des tubes.

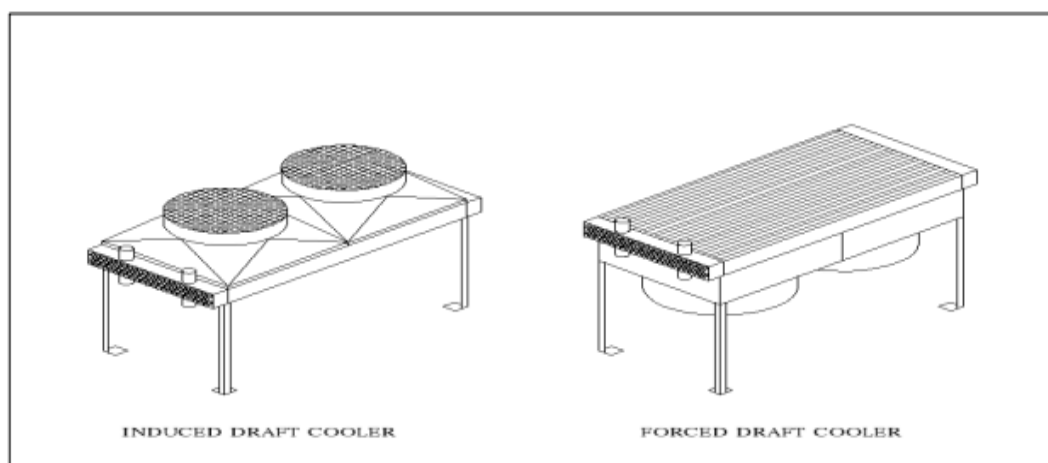


Figure III 5 Des aéroréfrigérants à tirage induit et forcé [2].

### III.3.2. Dimensionnement d'un aéroréfrigérant

Pour le cas de dimensionnement d'un aéroréfrigérant la méthode généralement utilisée est la méthode de la différence moyenne de température logarithmique  $\Delta T_{ml}$  et cela en connaissant les quatre températures des fluides (entrée et sortie de l'aéroréfrigérant), c'est-à dire on recherche la géométrie (conception) de ce dernier.

La démarche de calcul de la méthode est la suivante :

- Estimation du coefficient d'échange global  $U$  pour une géométrie fictive.
- Calcul de la différence de température moyenne logarithmique.
- Calcul de la surface d'échange.
- Calcul du nouveau coefficient d'échange global réel ( $U$ ) en utilisant les paramètres déjà calculés par l'ancien coefficient.
- Ce nouveau coefficient est comparé avec l'ancien (précédent). Si l'écart est énorme (exemple 1 %), on doit refaire les calculs avec le nouveau coefficient d'échange global. Il peut y avoir trois itérations successives, cela dépend de la précision des calculs souhaitée [2].

### III.3.3 Caractéristiques géométriques d'un aéroréfrigérant

L'aéroréfrigérant (refroidisseur) est sous forme d'une batterie à ailettes qui peut avoir plusieurs rangées, plusieurs passes par rangées et un nombre de tubes différents par passe. Le nombre total de tubes restant constant d'une rangée à une autre.

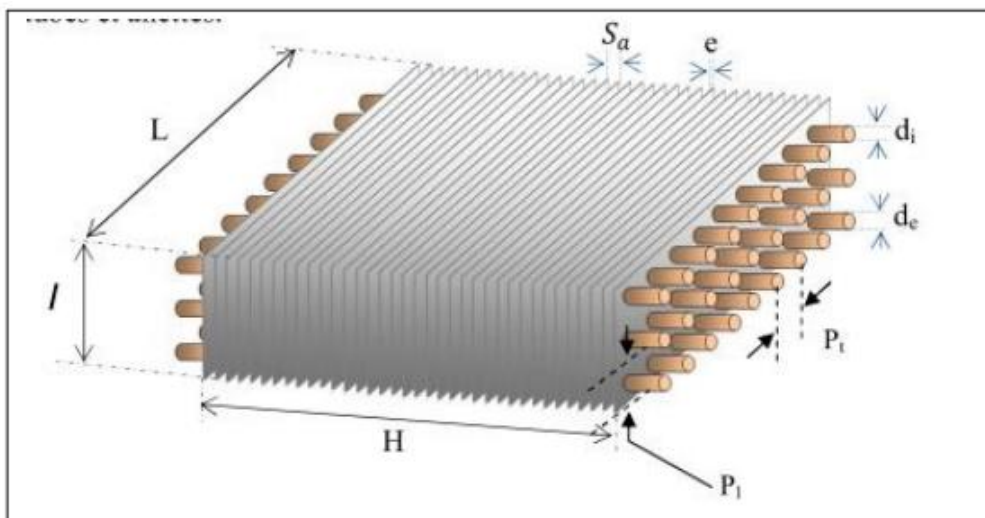


Figure III 6 Les dimensions de l'aéroréfrigérant [2].

La configuration de l'écoulement étudié est courant-croisé où le fluide extérieur est l'air qui arrive avec une vitesse  $V_{\text{air}}$  sur la paroi des tubes par tirage forcé. Les tubes sont arrangés en quiconque ou aligné et à l'intérieur, le gaz s'écoule avec une vitesse  $V_g$  [2].

# *Partie Pratique*

# *Chapitre IV*

---

## *Simulation et Optimisation*

---

## Introduction

La qualité du gaz produit au niveau de l'UTGA souffre d'être obtenue avec un taux d'eau élevé. Dans ce cadre, L'UTGA est essayé de résoudre ce problème par l'analyse de dimensions du ballon de séparation D-104/B. Après la vérification de dimensions du ballon, Ils sont constatés que les dimensions du ballon D-104/B sont correctes [1]. En juin 2022, l'UTGA est remplacé le ballon précédent par un autre nouveau ballon ayant des dimensions différentes. Ils sont remarqués que le taux de l'eau dans le gaz a diminué de **0,37% au 0,26%**.

Malgré la diminution du taux de l'eau dans le gaz, il reste un peu élevé. Ce problème nous a provoqué d'étudier le procédé du traitement du gaz du compresseur K-102/B ou ballon de séparation D-104/B passant par l'aéroréfrigérant E-102/B. Dans notre étude nous allons simuler ce procédé et l'optimiser au niveau de l'aéroréfrigérant.

Dans ce chapitre, nous allons commencer à parler de la simulation en plus de ses étapes, avec une introduction sur le logiciel utilisé HYSYS. Puis comparer les résultats obtenus avec les valeurs réelles pour assurer le bon travail de simulateur HYSYS. Après, nous allons proposer une solution qui réduirait le taux de l'eau du gaz. Cette solution est basée principalement sur la modification de l'aéroréfrigérant E-102/B, en faisant varier le nombre de tubes et le nombre de pass.

### IV.1. Généralités sur la simulation

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant de différentes solutions et conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé.

Un modèle n'est pas une représentation exacte de la réalité physique, mais il est seulement apte à restituer les caractéristiques les plus importantes du système analysé. Les logiciels de simulation sont de plus en plus nombreux [6].

Les plus connus dans le domaine du génie chimique en générale et du raffinage en particulier sont : Aspen plus, ChemCAD-III, DesignII, HYSIM, PRO-II, Hysys ...ect.

### IV.2. Description du logiciel ASPEN\_HYSYS

Le logiciel ASPEN\_HYSYS est un logiciel de simulation de procédés de génie chimique développé par Hyprotech (canada). Il permet le traitement des problèmes simples, tels que les séparations et les problèmes plus complexes tel que la distillation atmosphérique du pétrole brut et les transformations chimiques [6].

Les différentes tâches qu'un simulateur de procédé devraient effectuer sont :

- ✓ La résolution des bilans de matière et d'énergie.
- ✓ L'optimisation du procédé.
- ✓ Le dimensionnement des équipements.

### IV.3. Principes de fonctionnement et rôle des simulateurs

Les simulateurs de procédés utilisés classiquement dans l'industrie, peuvent être considérés comme des modèles de connaissance. Ils sont basés sur la résolution de bilans de masse et d'énergie, des équations d'équilibres thermodynamiques, ... et sont à même de fournir l'information de base pour la conception. Ils sont principalement utilisés pour la conception de nouveaux procédés (dimensionnement d'appareil, analyse du fonctionnement pour différentes conditions opératoires, optimisation). Pour l'optimisation de procédés existants et l'évaluation de changements effectués sur les conditions opératoires. La figure suivante montre les étapes de la simulation.

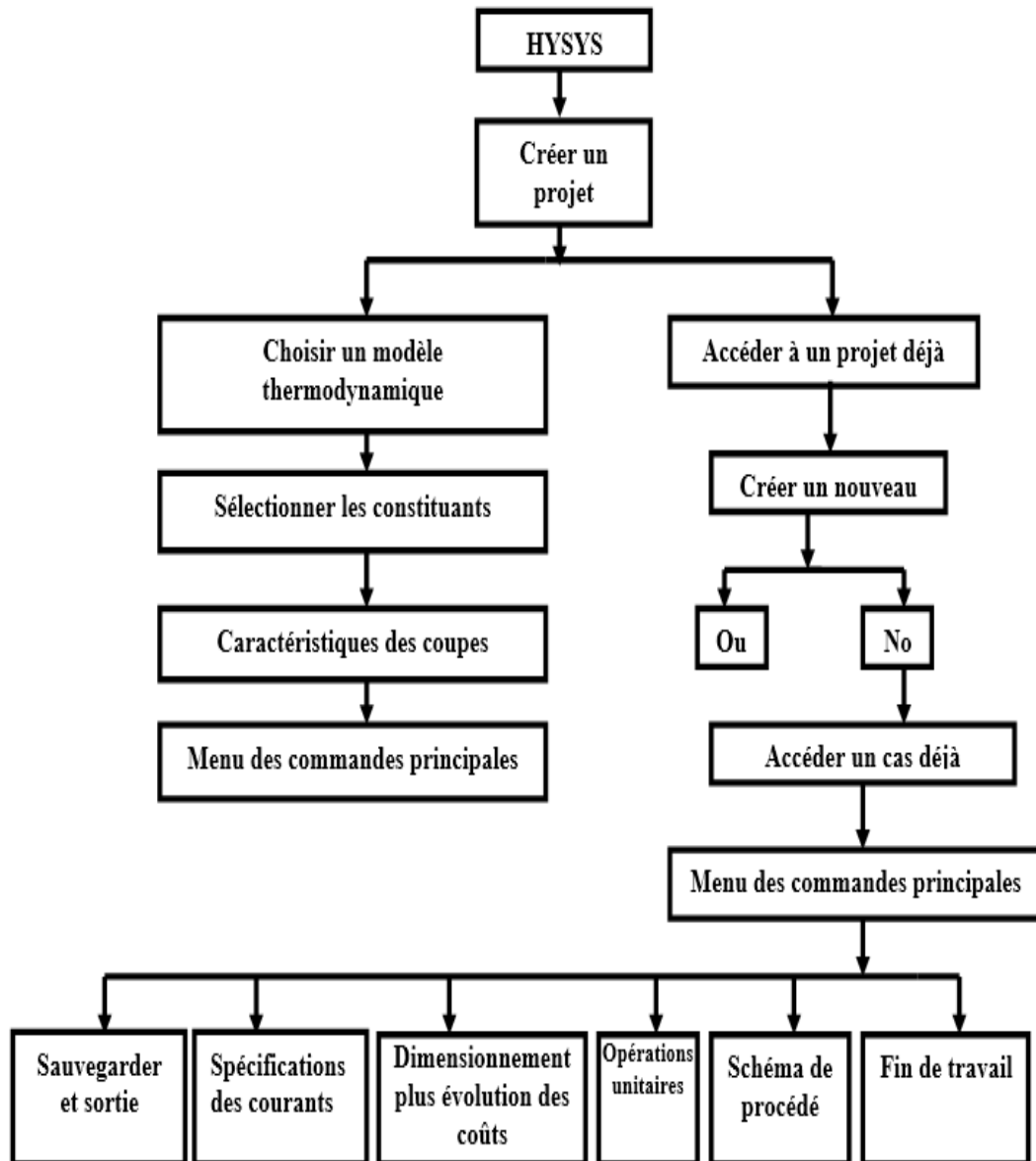


Figure IV.1 Schéma des étapes de simulation par hysys [6].

#### IV.4. Le choix du modèle thermodynamique

Le logiciel offre une panoplie des modèles thermodynamiques pour le calcul des propriétés thermodynamiques tels que les constantes d'équilibre liquide vapeur, les enthalpies et les entropies et les propriétés physico-chimiques tels que la masse volumique, la masse moléculaire...etc. Ces modèles utilisent des outils très divers tel que :

- ✓ Les équations d'états de Peng-Robinson (PR), Choe-seader (CS), Soave-RidlichKwong (SRK).

- ✓ Les corrélations empiriques et semi empiriques de Choe-Seader (CS) et Braun-Grayon (BG).
- ✓ Les lois des états correspondants.

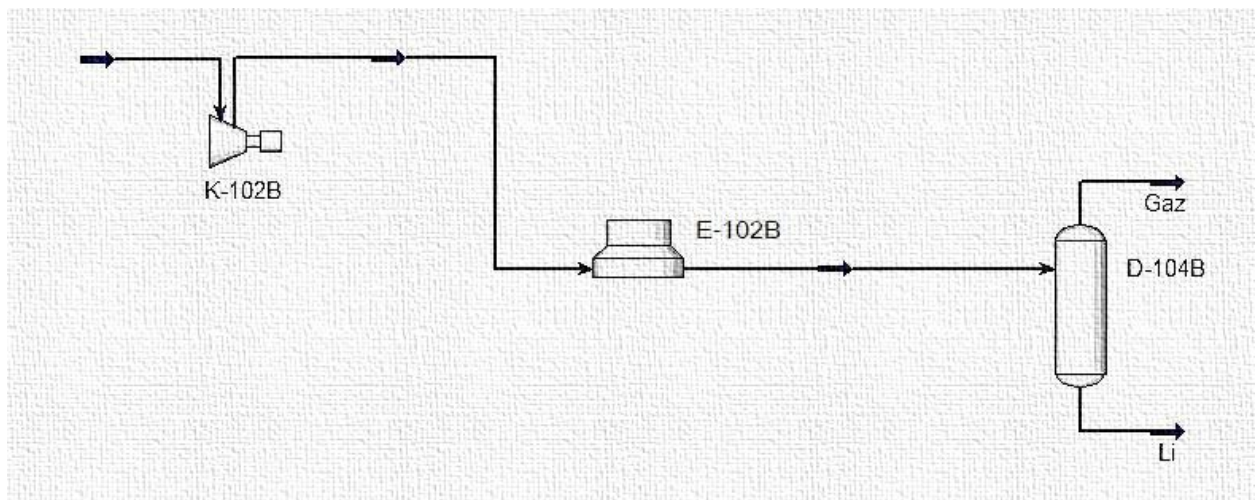
Noter que les deux modèles thermodynamiques les plus utilisés dans le domaine de traitement de gaz naturel sont Peng-Robinson (PR) et Soave-Ridlich-Kwong (SRK), parce que le domaine d'application de ces équations d'état (en termes de pression et de température) [6].

#### Equation d'état de Peng-Rebinson (1976)

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}$$

#### IV.5.Présentation du procédé du traitement de gaz au niveau de UTGA

Le schéma suivant représente le procédé du traitement du gaz que nous allons simuler et optimiser avec Aspen HYSYS. Ce procédé est composé d'un compresseur K-102B, aéroréfrigérant E-102B, et un ballon de séparation D-104B.



*Figure IV 2 Schéma global du procédé du traitement du gaz*

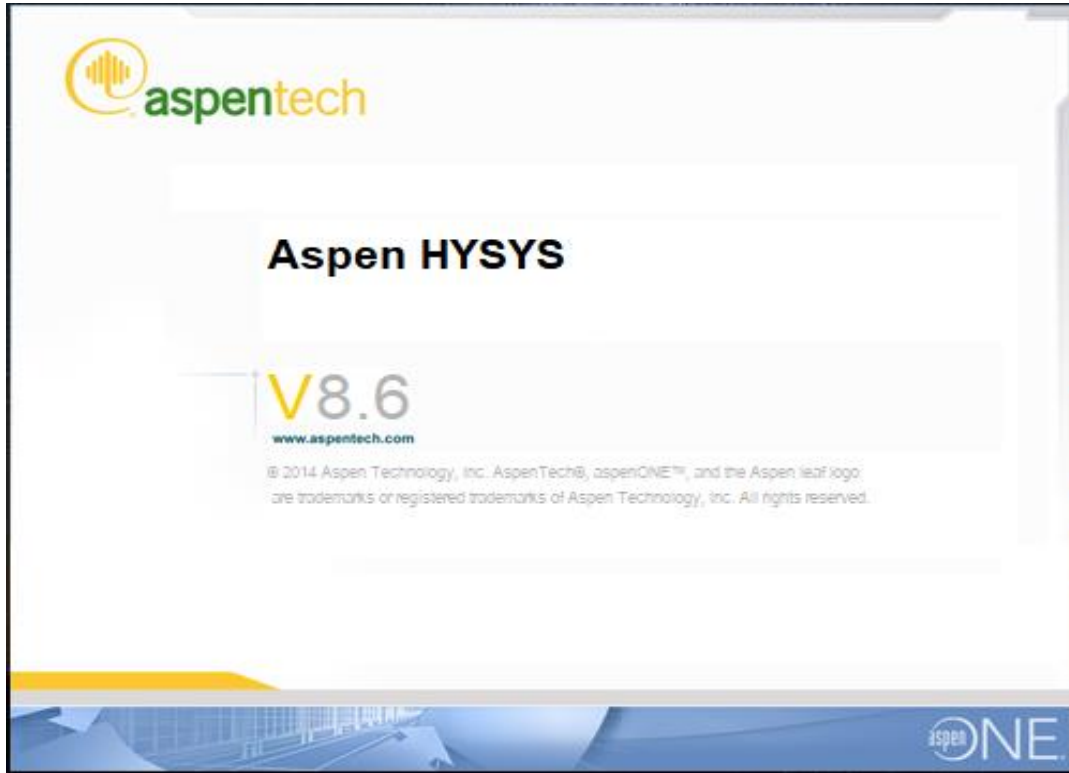
#### IV.6. La simulation du procédé du traitement de gaz par HYSYS

Dans la phase de simulation, nous simulerons la ligne de production de gaz du compresseur K-102B, l'aéroréfrigérant E-102B, et le ballon de séparation D-104B.

Plusieurs étapes de simulation du procédé de traitement du gaz associe sont nécessaires.

- **Première étape :**

Le démarre le logiciel HYSYS on clique deux fois sur l'icône démarré comme il est présenté par la figure suivante :



*Figure IV 3 interface logiciel Aspen Hysys.*

- **Deuxième étape:**

L'ouvrir d'un nouveau projet dans le logiciel HYSYS. La fenêtre principale du programme apparaît, à partir de laquelle nous sélectionnons un "nouveau cas. comme le montre Figure IV.4.

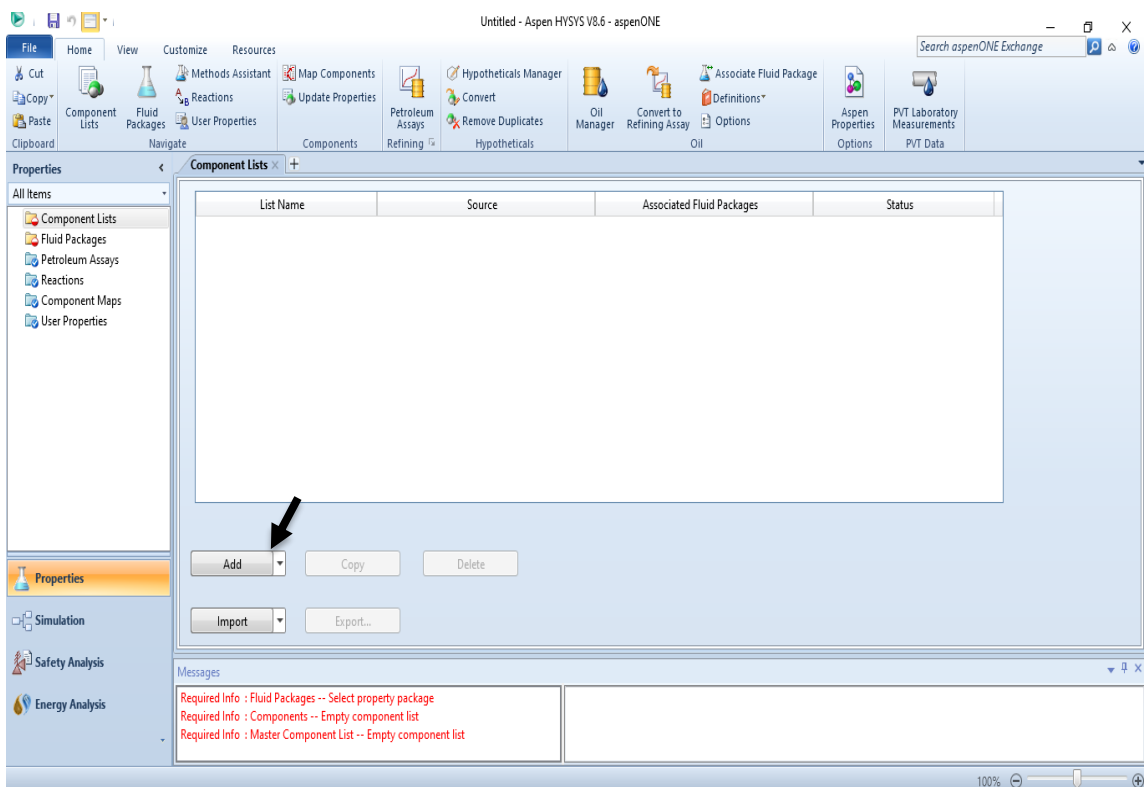


*Figure IV 4 :nouveau projet dans le logiciel HYSYS.*

- **Troisième étape:**

Ajouter une nouvelle liste de composants: en cliquant sur l'option "New Component List".

Ceci est indiqué sur la figure suivante :

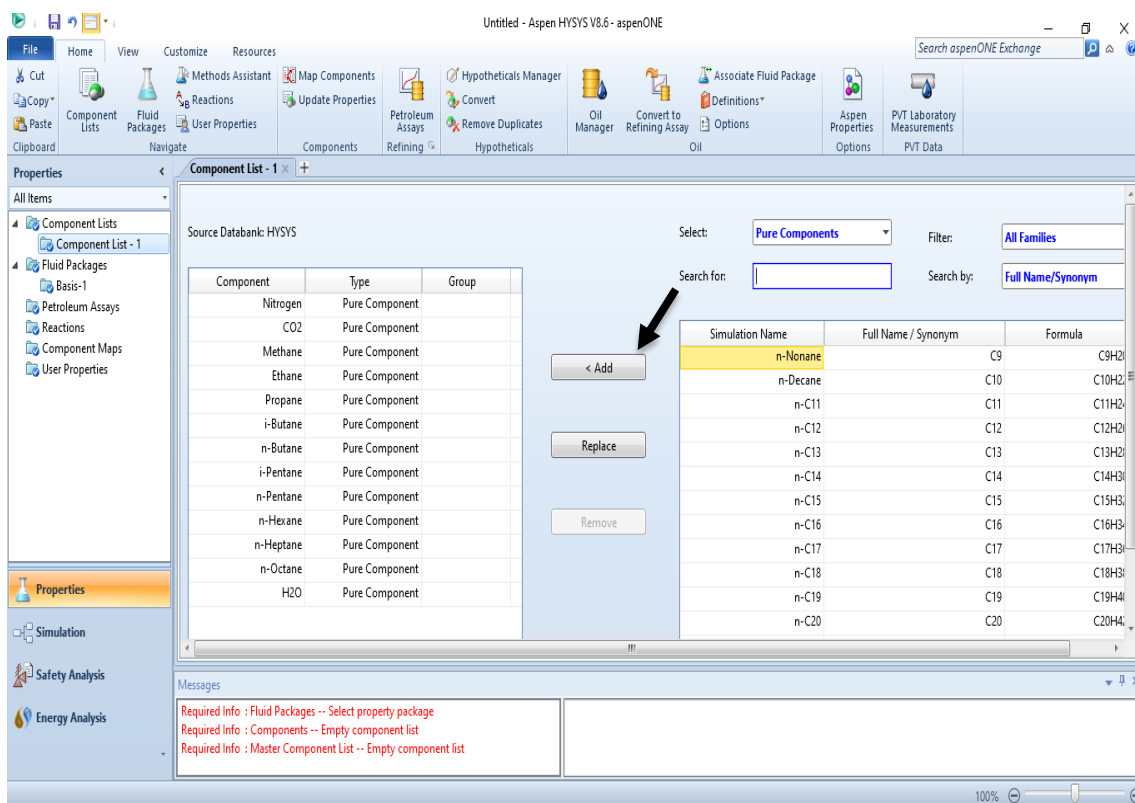


*Figure IV 5 Ajouter une nouvelle liste .*

- **Quatrième étape:**

Ajouter les ingrédients nécessaires: Sélectionner les composants nécessaires pour votre exemple. Dans notre cas, nous ajouterons les composants suivants : N<sub>2</sub> , CO<sub>2</sub> , Methane, Ethane,propane, i-Butane, n-Butane, i-Pentane, n-Pentane, n-hexane, n-heptan, n-octane, H<sub>2</sub>O.

Nous pouvons les sélectionner en utilisant la barre de recherche ou en parcourant les différentes catégories de composants disponibles. Puis l'ajout de composants à la liste en cliquant sur chaque composant, puis en appuyant sur le bouton "Add", comme le montre dans figure IV.6.



*Figure IV 6 La fenêtre de la nouvelle liste de composants.*

Une fois ces étapes suivies, vous aurez créé une nouvelle liste de composants dans votre cas HYSYS .

- **Cinquième étape:**

Choisir un modèle thermodynamique dynamique : Appuyez sur l'icône " Fluid Packages ", qui ouvre une autre fenêtre où vous trouverez l'icône "add" qui vous permet de sélectionner votre option dans le formulaire souhaité. Le modèle thermodynamique le plus couramment

utilisé est le modèle Peng-Robinson, nous avons donc choisi ce modèle pour simuler la ligne de production de gaz susmentionnée comme dans la Figure IV.7 .

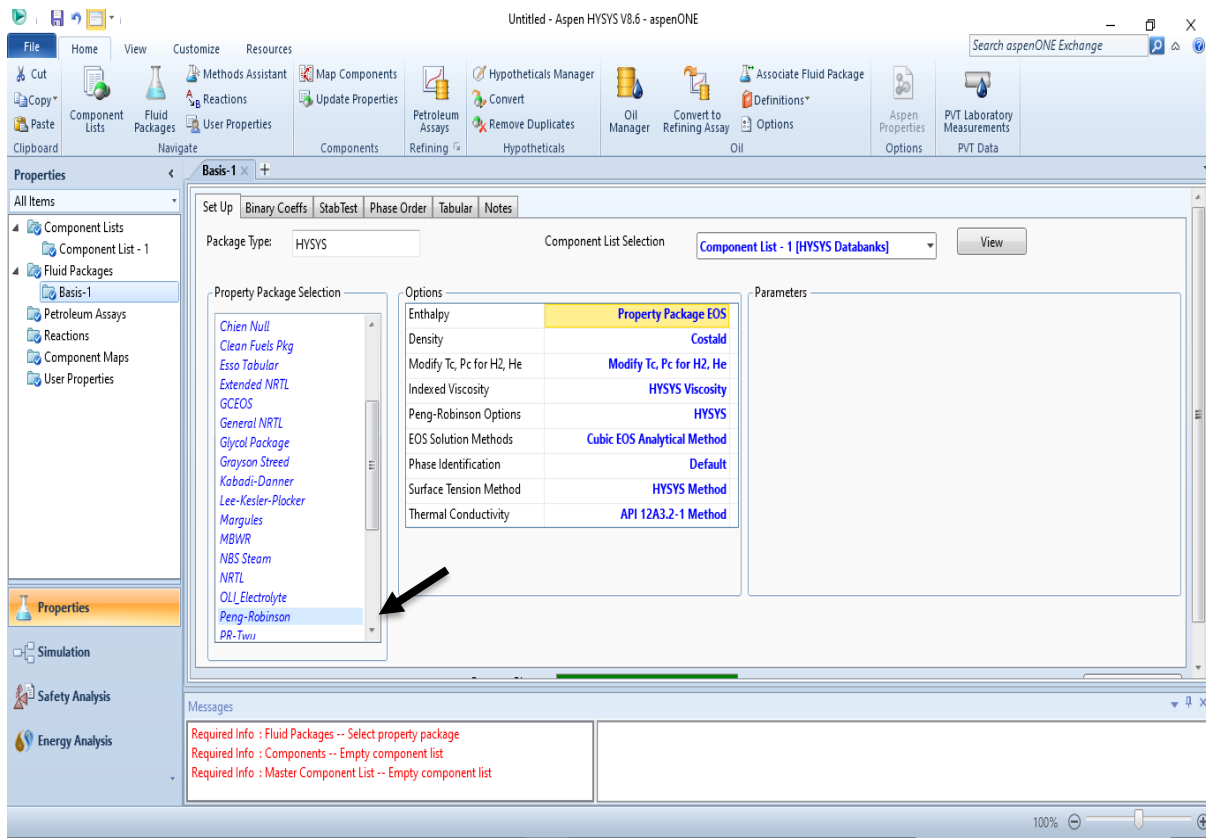


Figure IV 7 choisir un modèle thermodynamique dynamique.

- **Sixième étape:**

Les données utilisées dans HYSYS : nous ajoutons toutes les fractions molaires indiqués dans le " tableau 3" des gaz dans le programme HYSYS comme indiqué dans la Figure IV.8. Ensuite, nous ajoutons ensuite toutes les valeurs dans le Tableau IV 4 de la température, de la pression et du débit dans le programme HYSYS comme indiqué dans la Figure IV.9.

Tableau 3 caractéristiques la charge [5].

Température (C <sup>m</sup> )	Pression (bar)	Debit total (kg/h)
55	28.01	92784

Tableau 4 composants de gaz pour l'UTGA [5].

Composants	Fraction molaire
Nitrogen	0.0174
CO <sub>2</sub>	0.0130
Methane	0.7569
Ethane	0.1139
Propane	0.0567
i-Butane	0.0067
n-Butane	0.0187
i-Pentane	0.0043
n-Pentane	0.0054
n-Hexane	0.0029
n-Heptane	0.0011
n-Octane	0.0003
H <sub>2</sub> O	0.0063

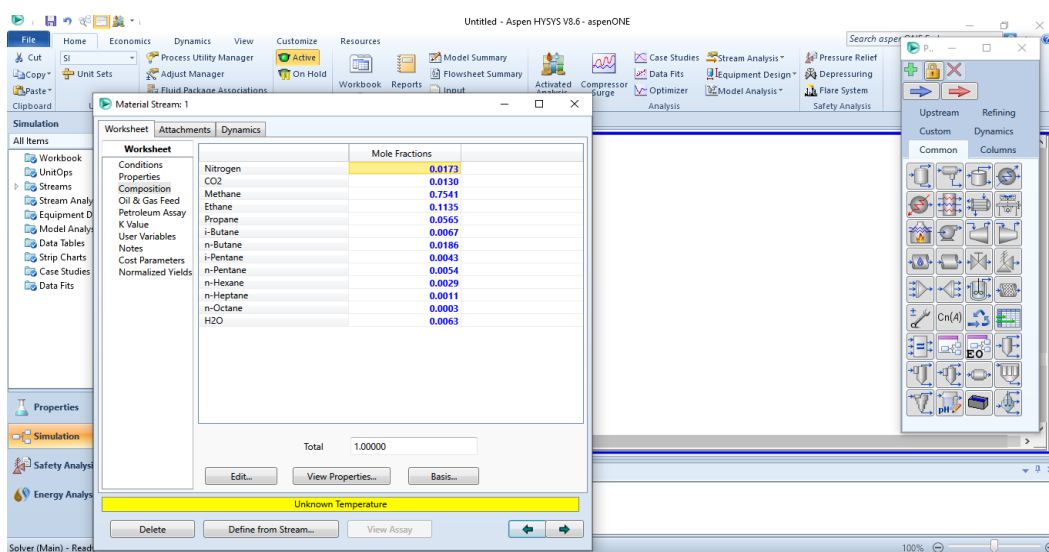


Figure IV 8 Composition de la charge L'UTGA.

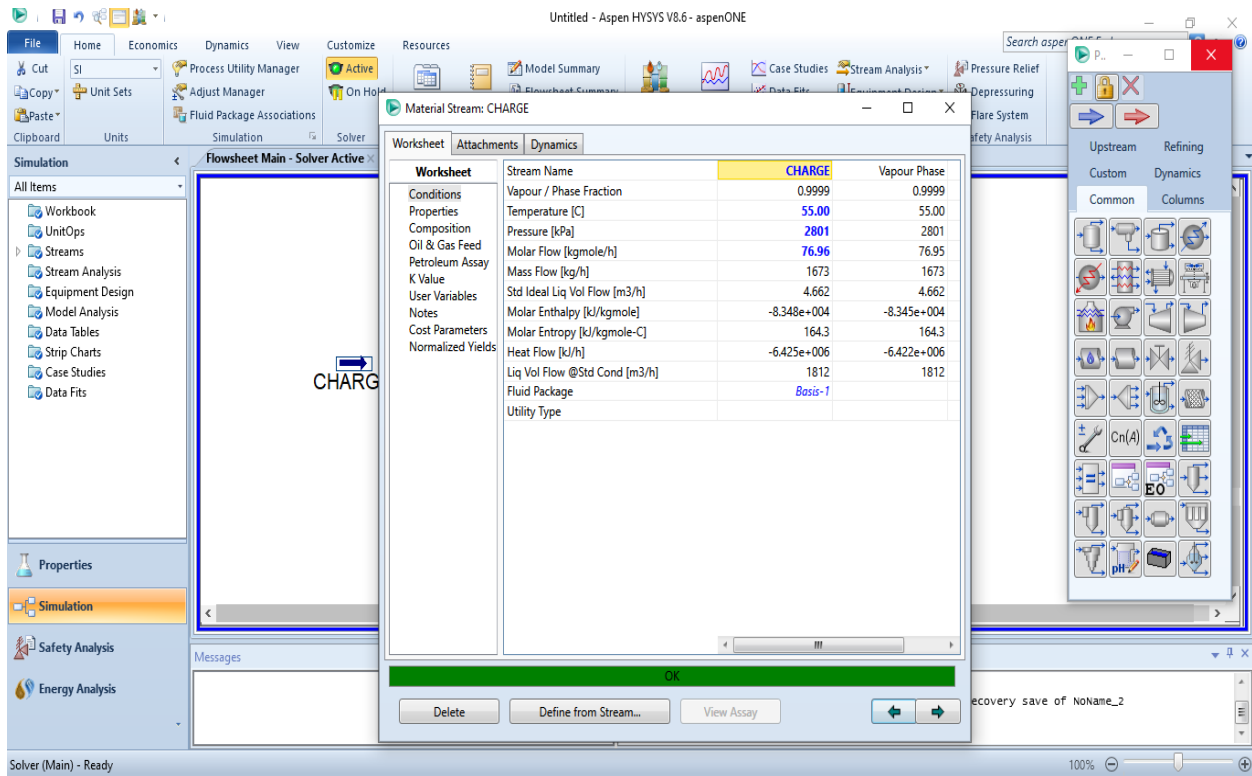


Figure IV 9 Paramètres de la charge d'entrée du compresseur K 102/B.

• Septième étape :

- Ajouter le compresseur K-102/B comme indiqué dans la Figure IV.10 et connecter son entrée au débit comme indiqué dans la Figure IV.11. Nous avons mis le nom de la sortie du compresseur K-102/B Figure IV.11. Après double-clic sur le compresseur K-102/B, nous insérons la température et la pression à sa sortie comme indiqué dans la Figure IV.12.

Tableau 5 Caractéristiques de compresseur K-102/B [5].

Température (C°)	Pression (bar)
153	83.63

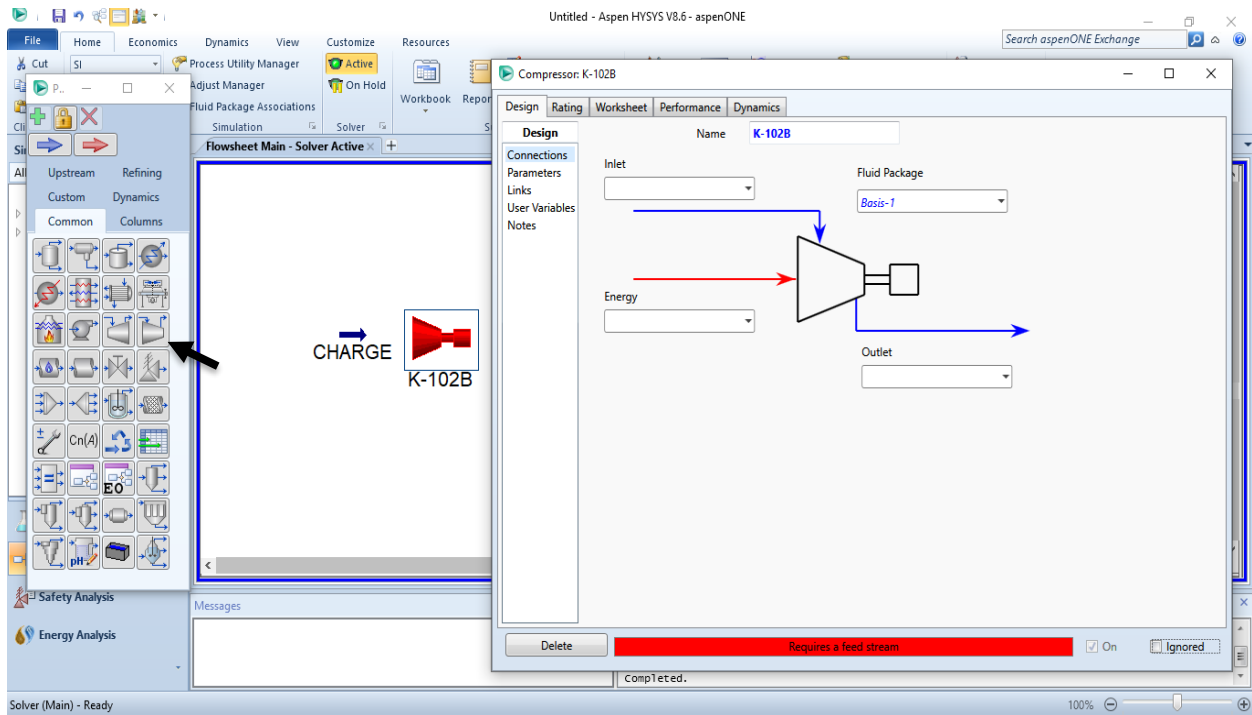


Figure IV 10 L'ajout d'un compresseur K-102/B.

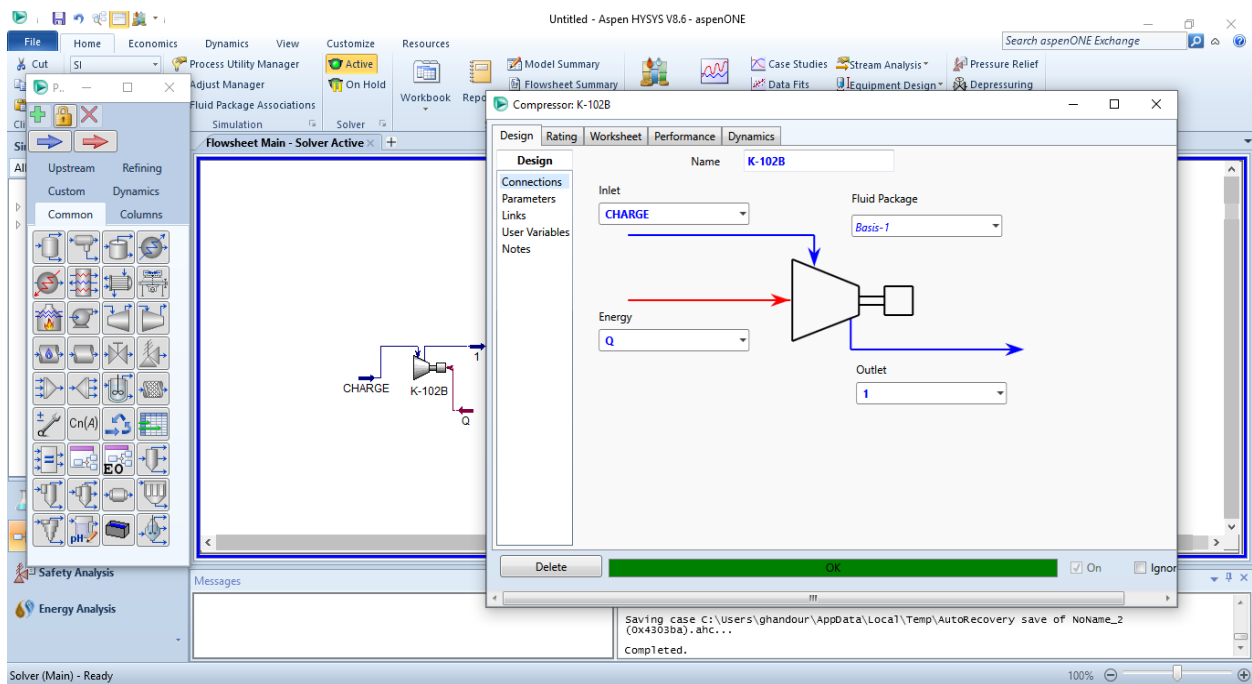


Figure IV 11 Les caracteristiques de la charge à la sortie du compresseur K-102/B.

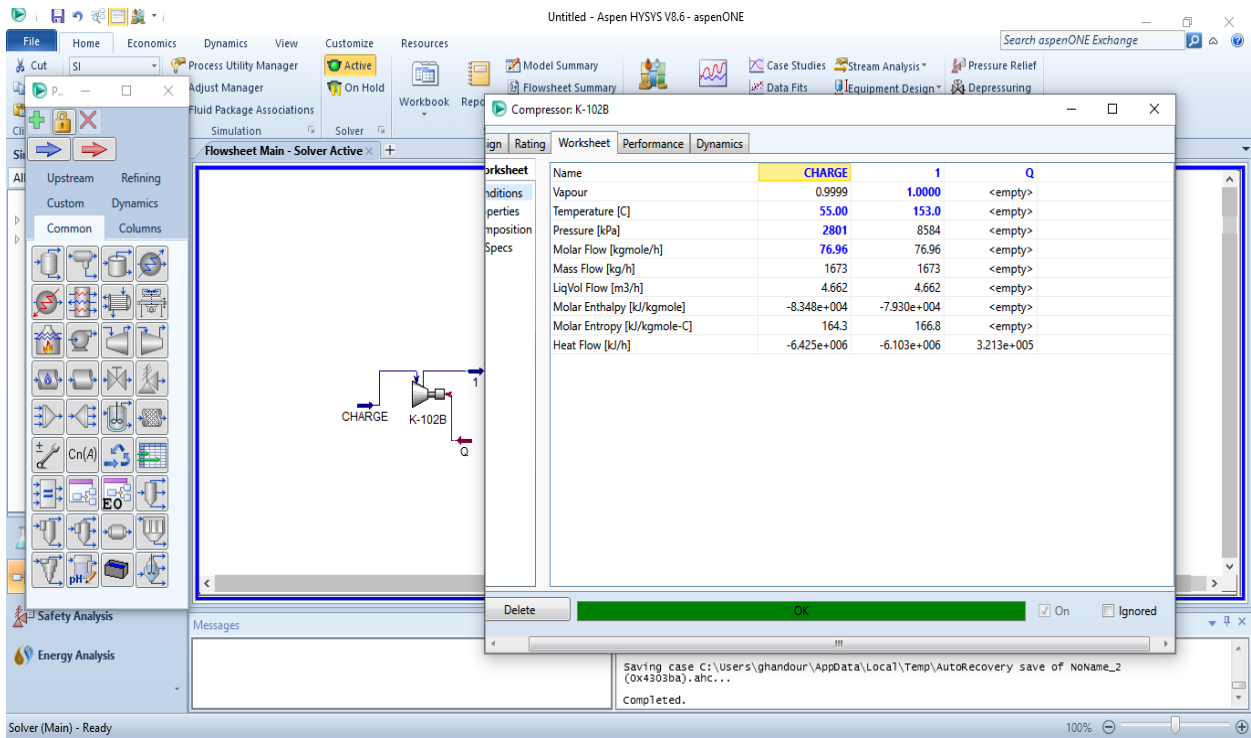


Figure IV 12 Paramètres de compresseur K-102/B.

• Huitième étape :

Dans cette étape nous ajoutons l'aéroréfrigérant E-102/B (Figure IV.13). Puis nous cliquons deux fois sur le aéroréfrigérant E-102/B, et nous connectons son entrée à la sortie du compresseur K-102/B pour garder la séquence d'informations (Figure IV.14).

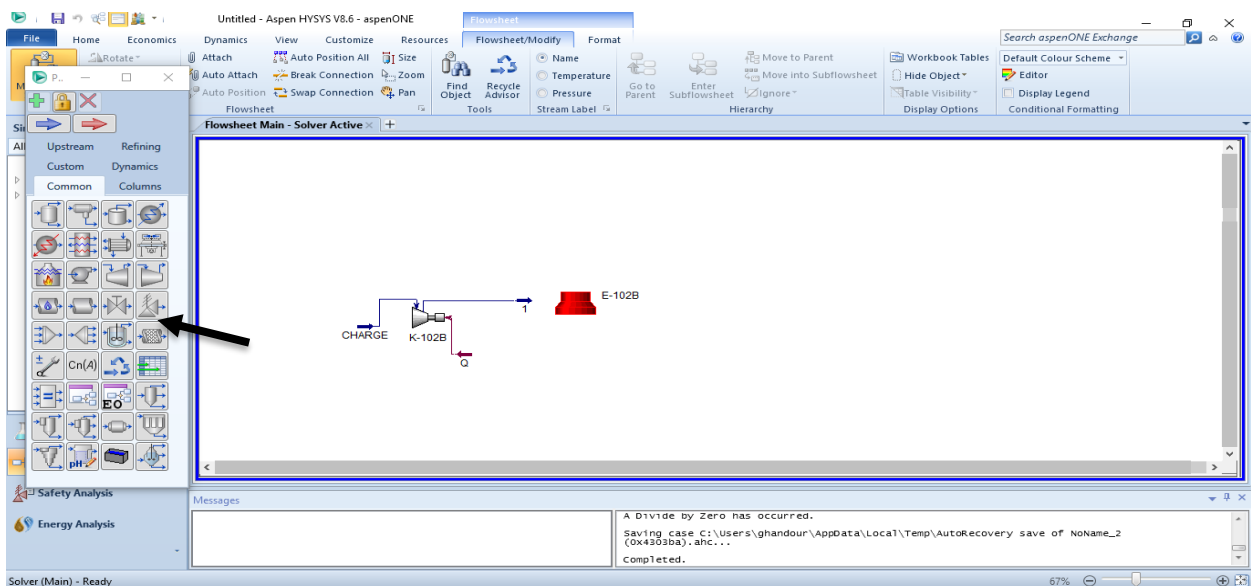
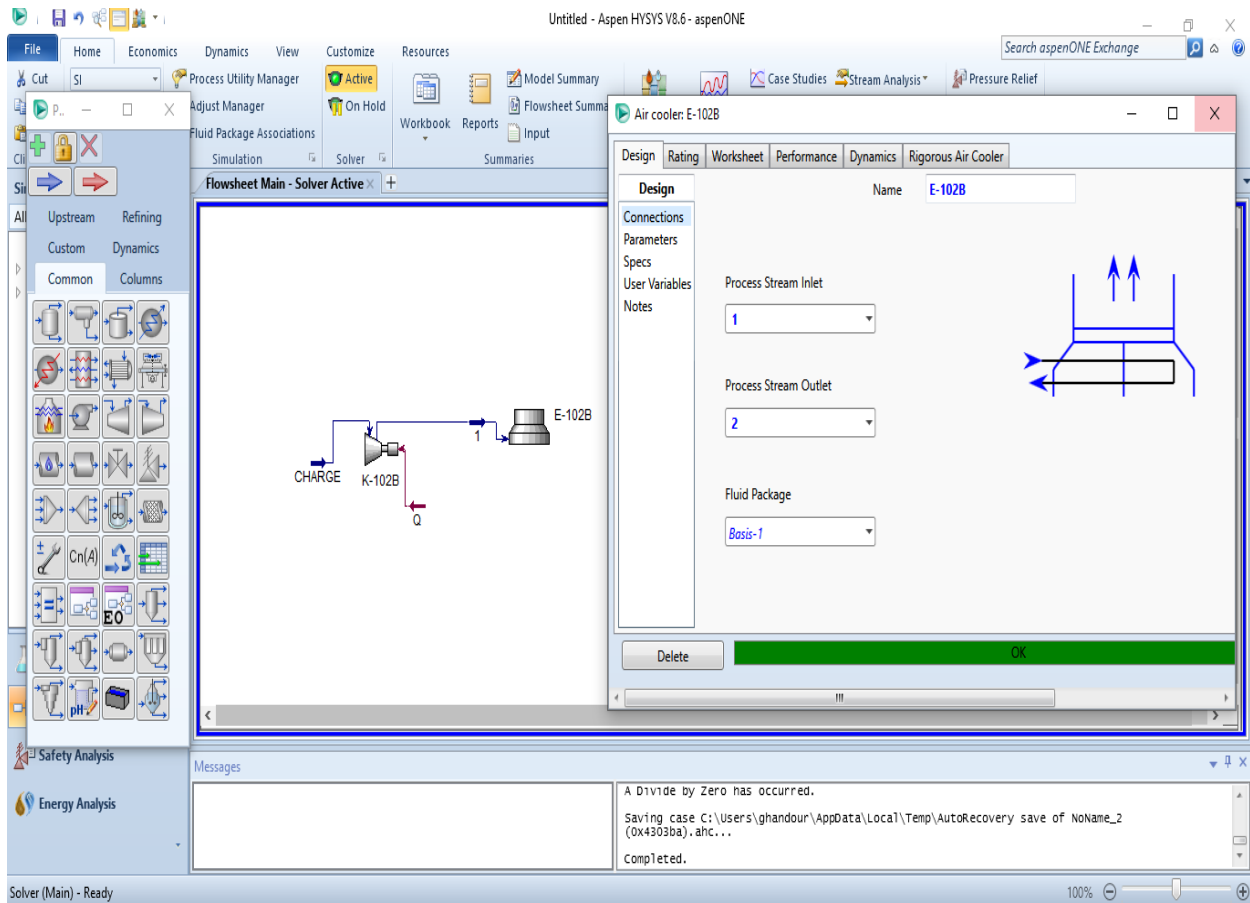


Figure IV 13 L'ajout d'un le aéroréfrigérant E-102B.



**Figure IV 14** Les caractéristiques de la charge à la sortie d'aéroréfrigérant E-102B.

- **Neuvième étape :**

Après l'ajout de ballon de séparation D-104/B (Figure IV.15), nous connectons son entrée à la sortie du l'aéroréfrigérant E-102B. Puis nous nommons sa sortie, de sorte que nous conservons la séquence d'informations (Figure IV.16). Ensuite, nous choisissons de la bande de papier "et puis entrer les valeurs de température de la sortie de gaz, comme il est montré dans la Figure IV.17.

Après chaque étape et pour assurer l'exactitude, la cohérence et la séquence des informations, HYSYS envoie un message vert avec le mot "ok" dessus. Enfin, nous présentons un schéma spécifique au processus de séparation pour traiter le gaz du compresseur K-102/B au ballon de séparation D-104/B à travers l'aéroréfrigérant E-102/B (Figure IV.18).

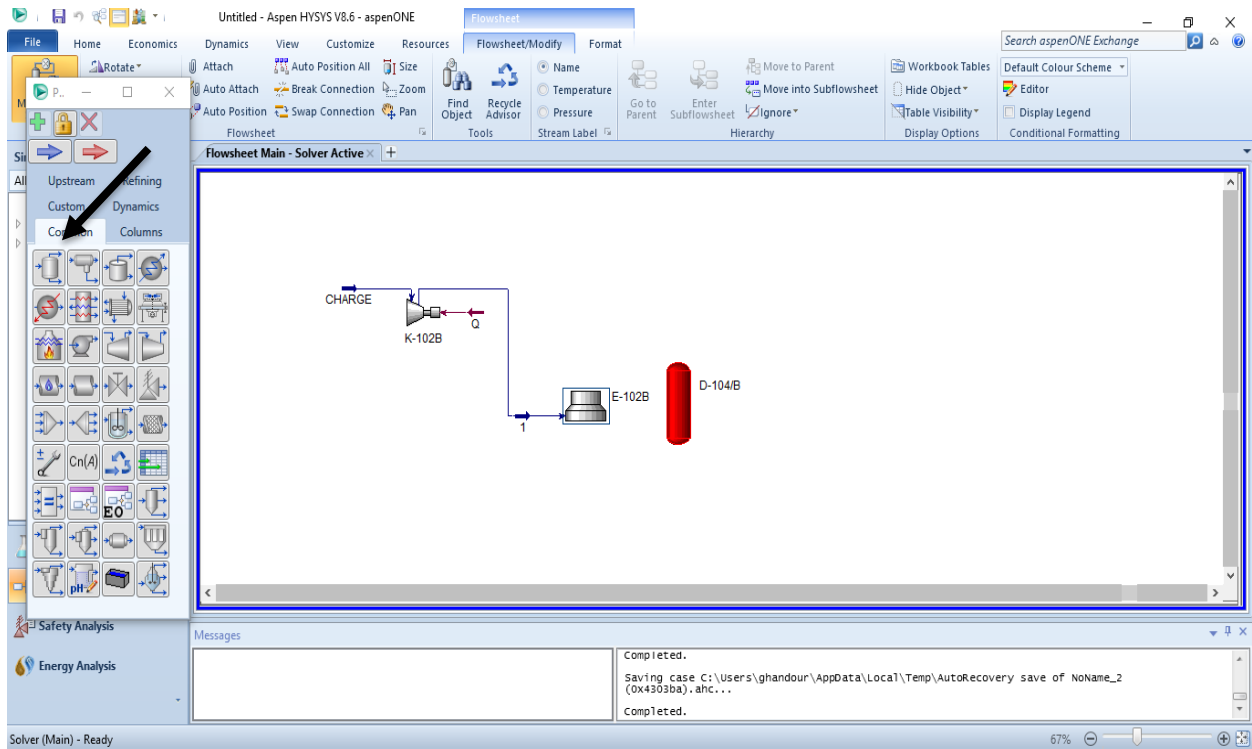


Figure IV 15 L'ajout du ballon de séparation D-104B.

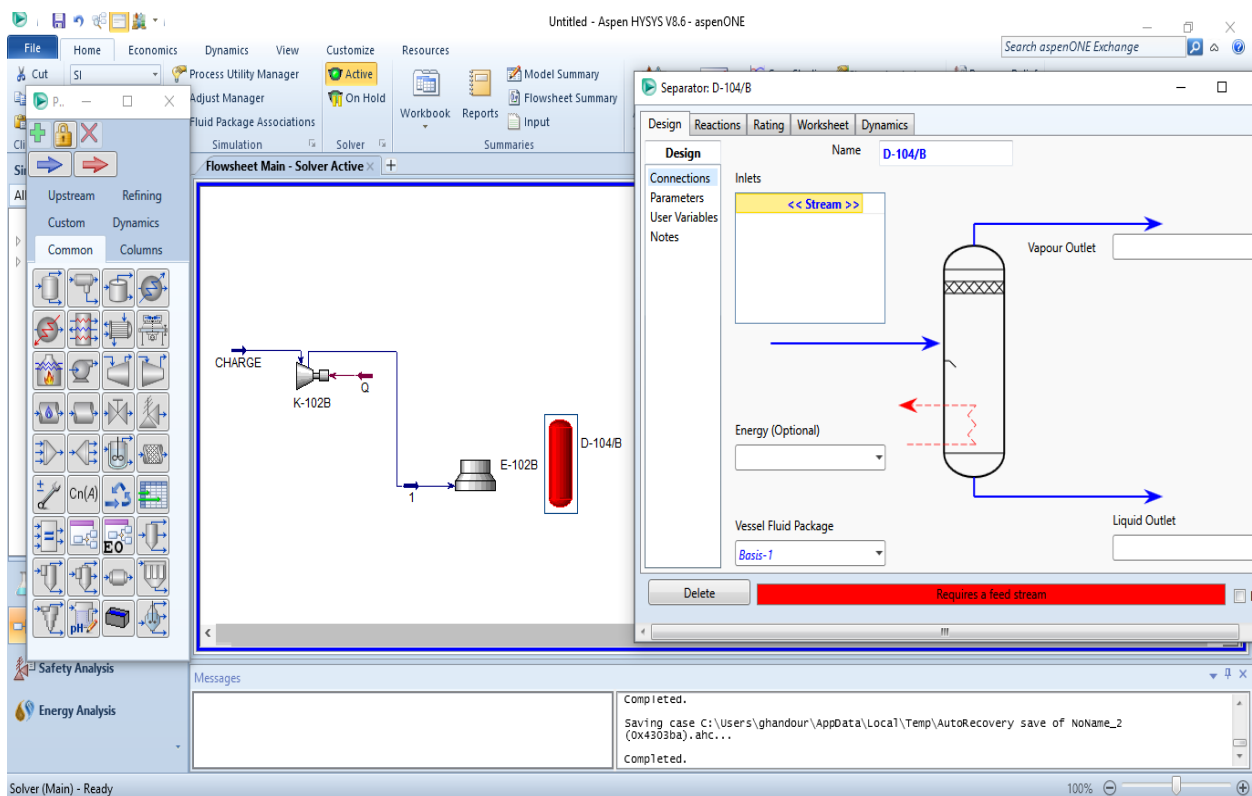


Figure IV 16 Connexion du ballon de séparation (D-104B) avec l'aéroréfrigérant (E-102B).

En ajoutant la température du gaz égale à 55 °C, le programme calcule automatiquement toutes les données affichées dans Figure IV.17.

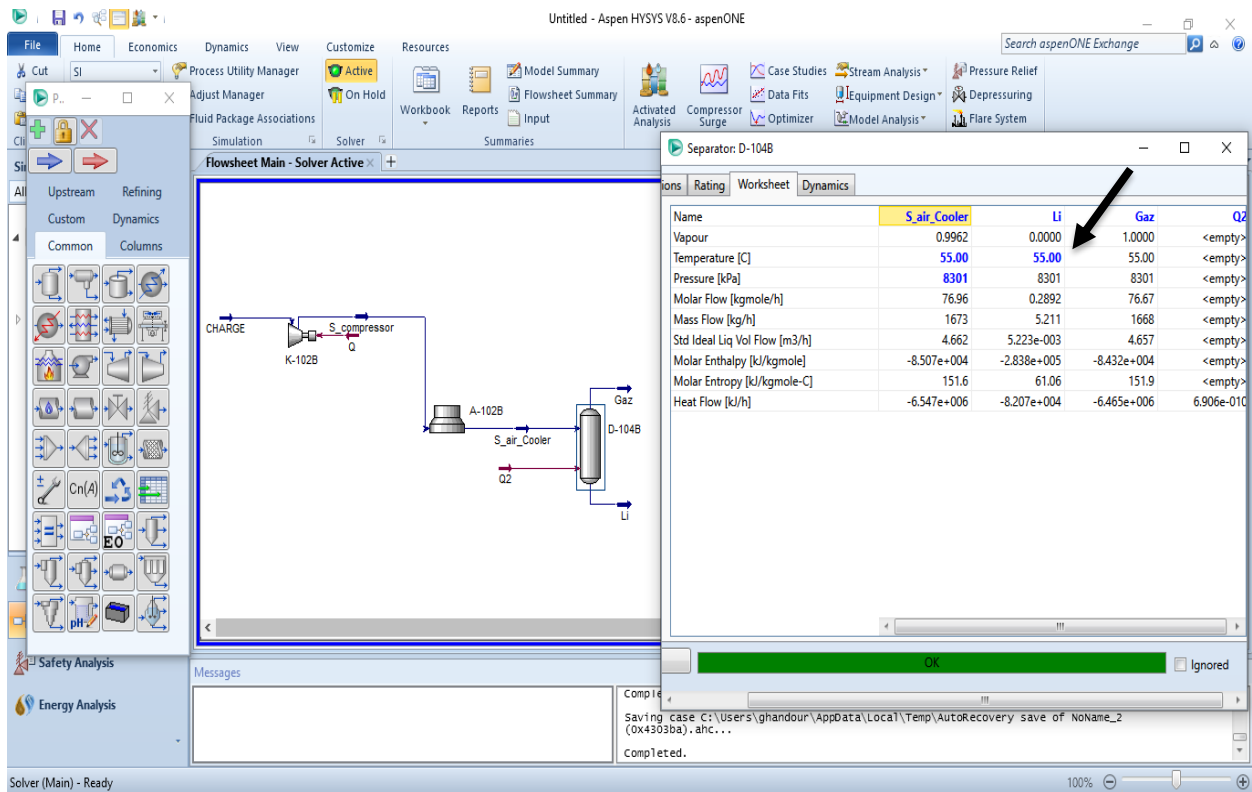


Figure IV 17 Écran de travail pendant et après la saisie des données au ballon D-104B.

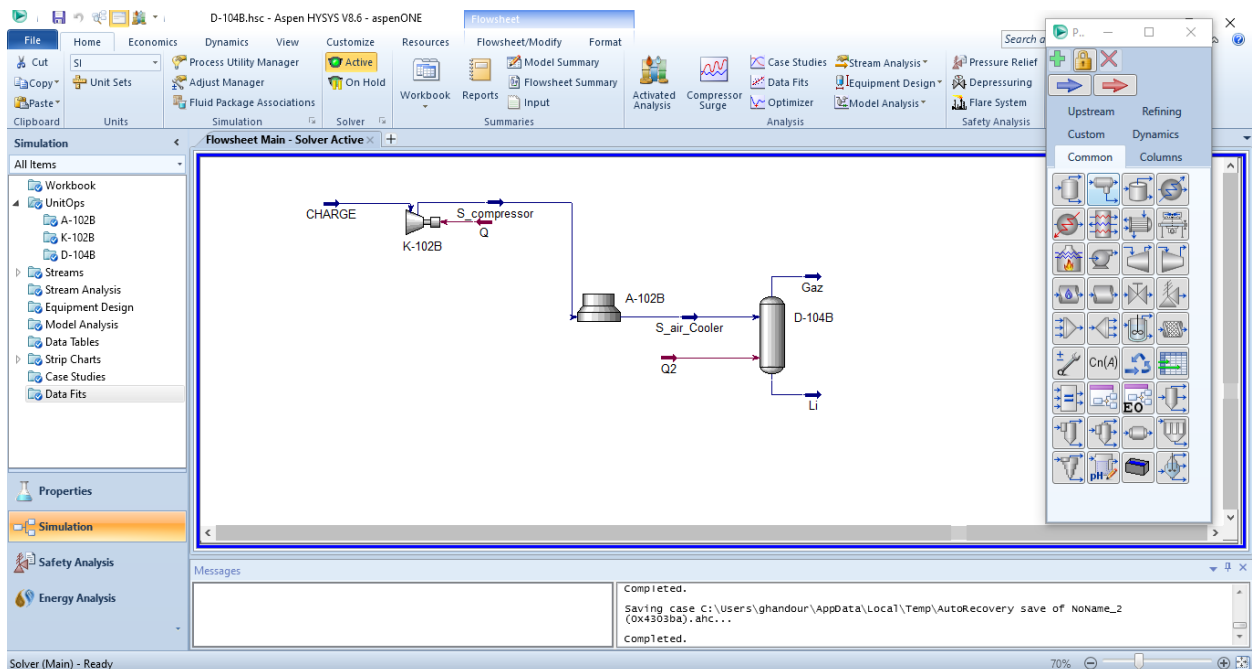


Figure IV 18 Schéma spécifique au processus de séparation.

#### IV.7. Résultats et discussion :

Les résultats de la simulation du processus de traitement du gaz du compresseur au ballon de séparation sont compilés à travers l'aéroréfrigérant comme il est indiqué dans le tableau suivant :

*Tableau 6 Résultats de simulation du procédé du gaz [5].*

Compositions					
	Charge	Sortie du Compresseur	Sortie de L'Aéroréfrigérant	Sortie de ballon D-104/B	
				Vapeur	Liquide
<b>N<sub>2</sub></b>	0.0173	0.0173	0.0173	0.0174	0.0000
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.0130	0.0130	0.0130	0.0130	0.0002
<b>Méthane</b>	0.7541	0.7541	0.7541	0.7569	0.0000
<b>Ethane</b>	0.1135	0.1135	0.1135	0.1139	0.0000
<b>Propane</b>	0.0565	0.0565	0.0565	0.0567	0.0000
<b>i-Butane</b>	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0000
<b>n-Butane</b>	0.0186	0.0186	0.0186	0.0187	0.0000
<b>i-Pentane</b>	0.0043	0.0043	0.0043	0.0043	0.0000
<b>n-Pentane</b>	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0000
<b>n-Hexane</b>	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0000
<b>n-Heptane</b>	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011	0.0000
<b>n-Octane</b>	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0000
<b>H<sub>2</sub>O</b>	0.0063	0.0063	0.0063	<b>0.0026</b>	0.9998

<b>Pression (bar)</b>	28.01	82	82	82	82
<b>Température (°C)</b>	55	155	55	55	55

Ce tableau exprime toutes les données obtenues à l'entrée et à la sortie des équipements du procédé simulé du traitement du gaz (compresseur, l'aéroréfrigérant, et le ballon de séparation).

#### IV.7.1. Comparaison de résultats obtenus avec les données fournies par l'UTGA :

L'objectif de cette comparaison est de vérifier l'exactitude des résultats obtenus par le logiciel de simulation HYSYS, Comme l'indique les tableaux précédents.

**Tableau 8 Fiche technique pour UTG  
(Cas design) [5].**

<b>GAS COMPOSITION</b>	
	<b>MOL FRACT</b>
Nitrogen	0,0174
CO2	0,0130
Methane	0,7569
Ethane	0,1139
Propane	0,0568
i-Butane	0,0067
n-Butane	0,0187
i-Pentane	0,0043
n-Pentane	0,0055
Neo-Pentane	0,0000
n-Hexane	0,0028
Benzene	0,0000
n-Heptane	0,0011
Toluene	0,0000
n-Octane	0,0003
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-Undecane	0,0000
Water	0,0026

**Tableau 7 Fiche technique obtenu après la  
simulation (Cas Actuel).**

<b>Sortie de ballon D-104/B</b>		
<b>Compositions</b>	<b>Vapeur</b>	<b>Liquide</b>
<b>N<sub>2</sub></b>	0.0174	0.0000
<b>CO<sub>2</sub></b>	0.0130	0.0002
<b>Méthane</b>	0.7569	0.0000
<b>Ethane</b>	0.1139	0.0000
<b>Propane</b>	0.0567	0.0000
<b>i-Butane</b>	0.0067	0.0000
<b>n-Butane</b>	0.0187	0.0000
<b>i-Pentane</b>	0.0043	0.0000
<b>n-Pentane</b>	0.0054	0.0000
<b>n-Hexane</b>	0.0029	0.0000
<b>n-Heptane</b>	0.0011	0.0000
<b>n-Octane</b>	0.0003	0.0000
<b>H<sub>2</sub>O</b>	<b>0.0026</b>	0.9998

Selon la fiche technique obtenu dans le tableau 7, nous notons que les résultats sont identiques au tableau 8.

#### IV.8 Optimisation du procédé du traitement du gaz au niveau du aéroréfrigérant

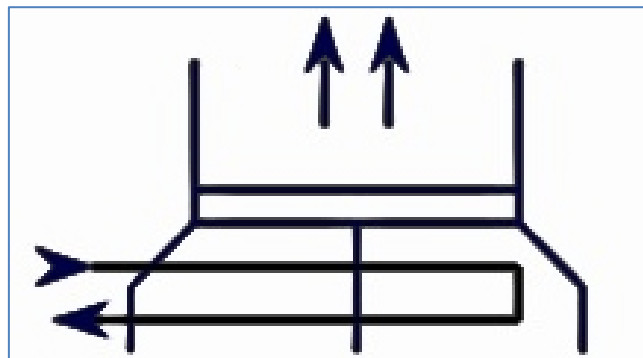
Le but de l'optimisation du procédé de trois équipements et de trouver un taux d'eau mais que le taux actuel, pour faire l'optimisation. Nous allons changer l'aéroréfrigérant E-102/B par l'aéroréfrigérant E'-102/B.

##### IV.8.1 Caractéristiques del'aéroréfrigérant E'-102/B :

L'objectif de la simulation des propriétés du aéroréfrigérant est de réduire la température de 155  C sur le terrain (52-58  C), et l'aéroréfrigérant E-102/B sa température atteint 55  C est plus que le aéroréfrigérant E'-102/B. Selon les caractéristiques suivantes :

- o Le nombre de tubes : deux tubes.
- o Le nombre de pass: deux pass.
- o Température : la température de sortie est inférieure à E-102/B.

Cette image reflète le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B avec de nouvelles caractéristiques :



*Figure IV 19 l'aéroréfrigérant E'-102/B.*

### IV.8.2 Simulation de l'aéroréfrigérant E'-102/B :

En augmentant le nombre de tubes dans le aéroréfrigérant d'air, la surface de contact entre l'air et le gaz augmente, ce qui améliore le transfert de chaleur et donc le processus de aéroréfrigérant. Cela permet de réduire plus efficacement la température du gaz, ce qui peut être utile dans les situations où un aéroréfrigérant plus important est nécessaire.

De même, en augmentant le nombre de pass de gaz dans l'aéroréfrigérant, on augmente le temps de contact entre le gaz et l'air de aéroréfrigérant. Cela permet une meilleure dissipation de la chaleur du gaz, ce qui pourrait entraîner une nouvelle baisse de sa température. Par conséquent, un nombre plus élevé de passages peut améliorer l'efficacité de aéroréfrigérant globale du aéroréfrigérant d'air.

À ce stade, nous avons changé le nombre de tuyaux et le nombre de passages dans l'ancien aéroréfrigérant E-102/B afin d'obtenir un aéroréfrigérant E'-102/B avec de nouvelles caractéristiques (Figure IV 20).

Dans le tableau suivant, nous entrons les nouvelles données dans le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B comme indiqué le Tableau 9 .

Dans l'image suivante, nous entrons les données du tableau via le logiciel de simulation dans le aéroréfrigérant E'-102/B (Figure IV.21).

À l'étape suivante, nous avons remarqué un changement dans la fraction molaire par rapport à l'eau, qui a diminué de 0,0003, et après que le gaz est entré dans le ballon de séparation D-104/B, nous avons remarqué ce changement (Figure IV.22).

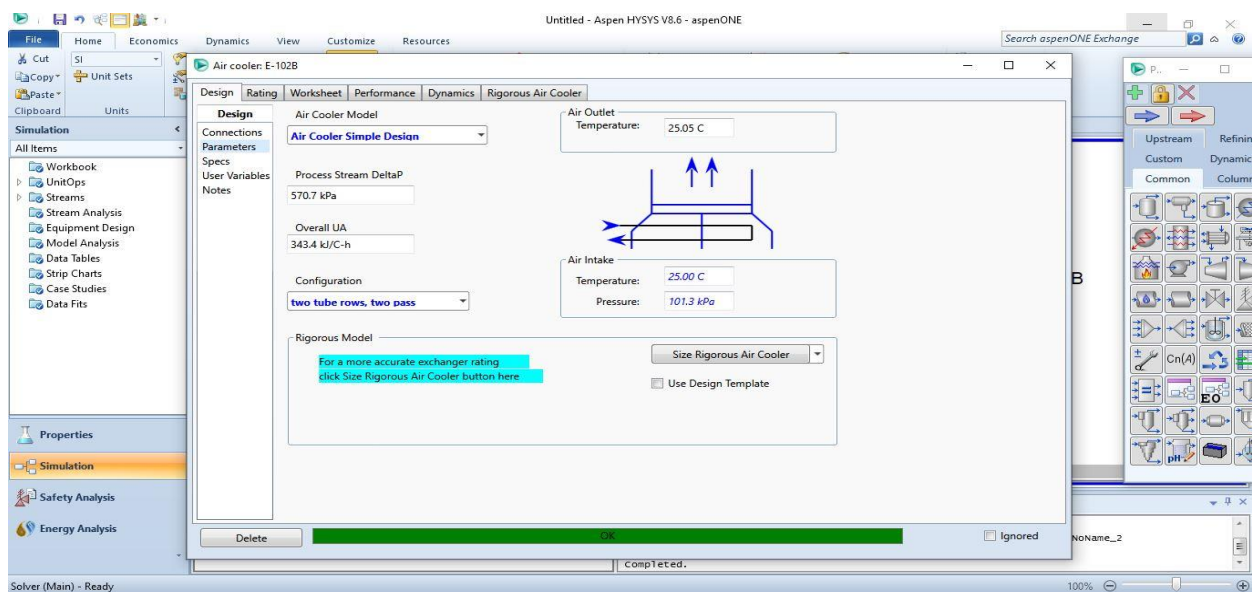


Figure IV 20 Le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B.

Tableau 9 Données pour la sortie de chacun de la température, de la pression et dudébit

	Température (C°)	Pression (bar)	Debit total (KgMole/h)
<b>Sortie k-102B</b>	155	87.75	3.924
<b>Sortie E-102B</b>	53	83.01	3.924

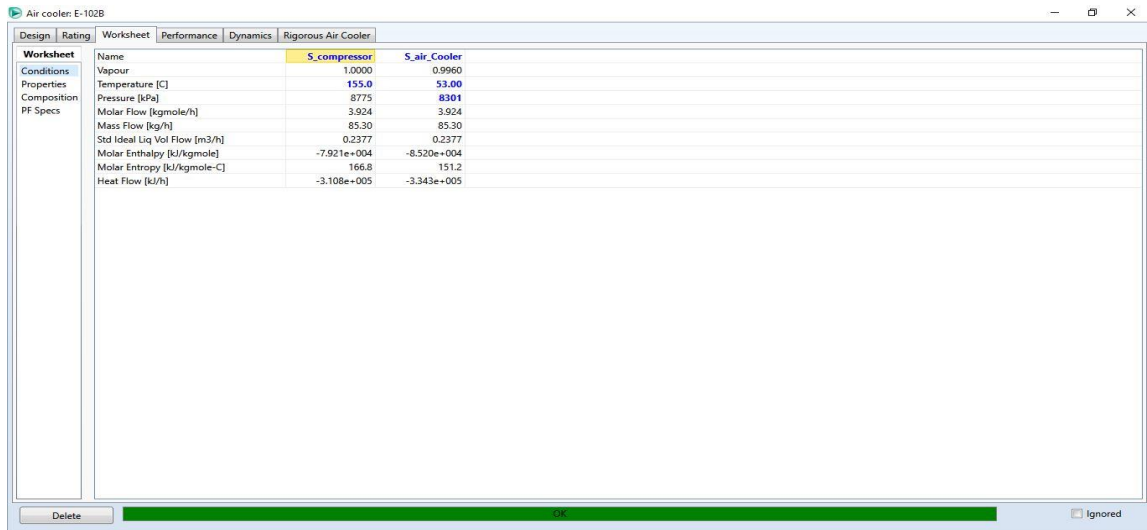


Figure IV 21 Introduction de nouvelles données pour le nouveau aéroréfrigérant E'-102/B.

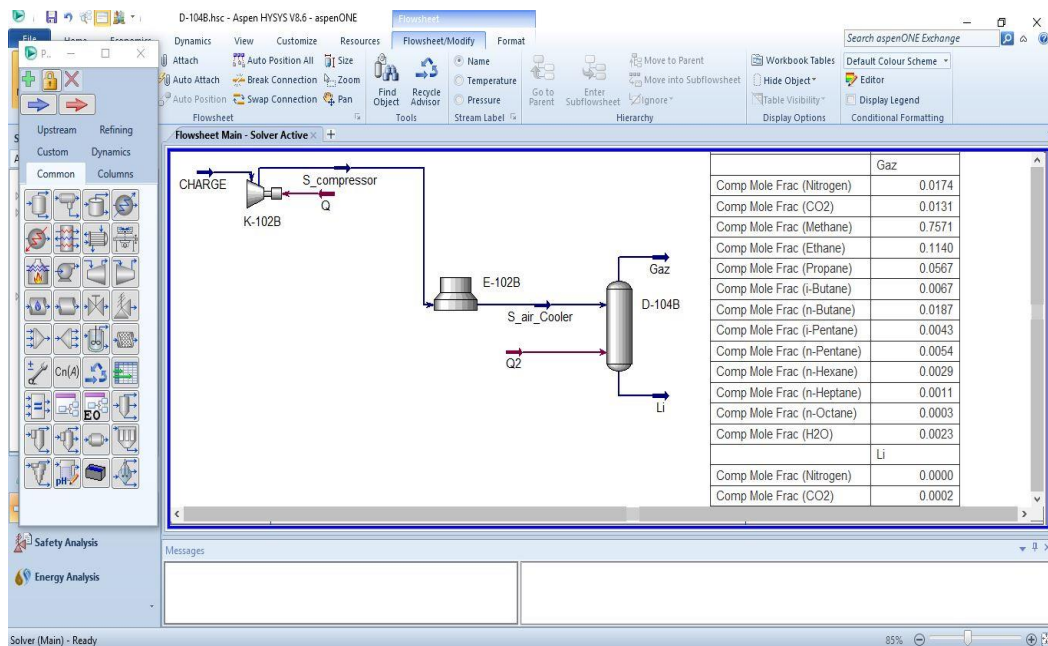


Figure IV 22 Le résultat obtenu après le processus d'optimisation à l'aide du logiciel HYSYS.

### IV.8.3 Résultats et discussion :

Ce tableau exprime toutes les valeurs de la rupture en fusion du véhicule à la sortie de la bille de séparation côté gaz, à partir de laquelle nous avons observé un changement significatif du rapport eau de H<sub>2</sub>O de 0,0026% pour 0,0023% , Comme il est indiqué dans le tableau suivant :

*Tableau 10 Nouvelle fracture molaire des composés*

Compositions	Sortie de ballon (Vapeur)
N <sub>2</sub>	0.0174
CO <sub>2</sub>	0.0131
Méthane	0.7571
Ethane	0.1140
Propane	0.0587
i-Butane	0.0067
n-Butane	0.0187
i-Pentane	0.0043
n-Pentane	0.0054
n-Hexane	0.0029
n-Heptane	0.0011
n-Octane	0.0003
H <sub>2</sub> O	0.0023

### Conclusion

En conclusion, nous avons modifié le nombre de tubes et le nombre de passages dans l'aéroréfrigérant car cela nous permettait de donner un meilleur résultat en mettant " deux tubes et deux pass ". En changeant logiquement le nombre de tubes, la température change, ainsi que la pression.

Après le processus d'optimisation, nous avons obtenu un résultat qui peut être satisfaisant en ce qui concerne la fraction molaire d'eau ( $H_2O$ ) présente dans le gaz. Le changement de fraction molaire de l'eau de **0,0003 %** est considéré comme significatif pour nous dans le domaine du traitement du gaz.

# ***Conclusion Générale***

## **Conclusion générale**

L'objectif de cette étude est d'améliorer la qualité du gaz à la sortie du ballon de séparation en réduisant au maximum le pourcentage d'eau en utilisant des techniques modernes de simulation et d'optimisation.

Les résultats obtenus à partir des processus de simulation et d'optimisation ont montré que certaines simulation apportées aux aéroréfrigérant d'air peuvent augmenter l'efficacité et la qualité du gaz.

Ces simulation comprenaient l'ajustement des paramètres de fonctionnement et l'optimisation des conditions telles que la température.

L' aéroréfrigérant d'air est optimisé à l'aide de techniques avancées telles que la simulation mathématique, la simulation numérique et l'analyse de données.

Ces méthodes ont déterminé les meilleures configurations possibles de fluides frigorigènes, en termes de performances et d'efficacité.

Les résultats obtenus ont montré une amélioration de **0,0026%** pour **0,0023%** du pourcentage de vapeur d'eau associée au gaz.

Le nombre de tubes et le nombre de passes pour l'aéroréfrigérant ont été augmentés afin de réduire la température du gaz à sa sortie de **55 °C à 53 °C**, conduisant ainsi à une séparation plus efficace des composants indésirables (eau).

De plus, les conditions de température ont été optimisées pour augmenter l'efficacité du liquide de refroidissement (E-102/B).

Ces résultats ont des implications importantes pour l'efficacité globale de l'UTGA et ouvrent la voie à de futures améliorations du processus de séparation des composants.

***Références  
bibliographiques***

*Références bibliographiques*

- [1] Mémoire de fin de stage, Vérification et dimensionnement du ballon de refoulement D104 du compresseur 2ème étage au niveau de l'UTGA, 2017.
- [2] Mémoire de fin de stage, Etude de faisabilité d'installation des compresseurs BP à l'UTGA, 2017.
- [3] Mémoire de fin de stage, Revamping de la batterie de filtration au niveau de la station d'injection d'eau CS2, 2017.
- [4] Projet professionnel de fin de formation optimisation du procédé de traitement du brut au niveau du cth de tifernine,2017.
- [5] Manuel opératoire d'exploitation UTGA.
- [6] BOUALLAG, « initialisation sur le logiciel HYSYS. Ecole de Boumerdès UFR Gazn Raffinage et pétrochimie 2015.
- [7] GRAILLE, « Utilisateur et choix des compresseurs » Département Transport Centre d'expertise et de Services Direction Production Transport GAZ DE FRANCE 1991
- [8] MAILHE, L, « Collecte-traitement-stockage » Cours de production, Institut français du pétrole. Centre d'études supérieures de forage et d'exploitation des gisements 1974
- [9] Centrifugal Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Service Industries 1995

### Résumé :

L'une des problématiques majeures qui constitue un obstacle important dans la région TFT (Tin Fouye Tabankort) et menace sa production, est l'obstruction récurrente des filtres (V-301A/B) ainsi que des échangeurs de chaleur (E-402, E-403A/B), probablement causée par la séparation initiale des liquides dans le ballon de séparation (D-104A/B). Par conséquent, dans notre étude, nous avons vérifié la proportion de liquides à la sortie du ballon de séparation par rapport au côté du gaz.

Le logiciel de simulation HYSYS a été utilisé pour étudier l'amélioration du processus de séparation dans le ballon de séparation. Nous avons utilisé la modélisation informatique et la simulation pour analyser et améliorer les performances du aéroréfrigérant E-102/B. Divers facteurs influençant le processus de séparation ont été étudiés, tels que la température, la pression et le niveau de liquides dans le gaz.

**Mots-clés :** TFT, aéroréfrigérant E-102/B, gaz et pétrole, HYSYS, obstruction des filtres, simulation, UTGA.

### Abstract:

One of the most significant problems that has become a major obstacle in the TFT region (Tin Fouye Tabankort) and threatens its production is the recurrent clogging of filters (V-301A/B), as well as the obstruction of heat exchangers (E-402, E-403A/B), which is likely caused by the initial separation of liquids in the separation vessel (D-104A/B). Therefore, in our study, we investigated the liquid ratio at the outlet of the separation vessel in relation to the gas side.

The simulation software HYSYS was used to study the improvement of the separation process in the vessel. We utilized computer modeling and simulation to analyze and enhance the performance of the E-102/B air cooler. Various factors influencing the separation process were examined, such as temperature, pressure, and liquid level in the gas.

**Keywords:** TFT, air cooler E-102/B, gas and oil, HYSYS, filter clogging, simulation, UTGA.

### الملخص:

إن من أهم المشاكل التي أصبحت تشكل عائقاً كبيراً على منطقة TFT (تين فوين تبانكورت) ويهدد إنتاجها، هو الانسداد المتكرر للمرشحات (V-301A/B) إضافة إلى انسداد المبادلات الحرارية (E-402, E-403A/B)، والتي من المحتمل سببها الانفصال الأولي للسوائل في كرة الفصل (البالون) (D-104A/B)، ولذلك في دراستنا هذه قمنا بالتحقق من نسبة السوائل عند مخرج كرة الفصل بالنسبة لجهة الغاز .

وتم استخدام برنامج المحاكاة (Hysys) لدراسة تحسين عملية الفصل في البالون، حيث قمنا باستخدام النمذجة الحاسوبية و المحاكاة لتحليل و تحسين أداء المبرد E-102/B، و تمت دراسة مختلف العوامل المؤثرة في عملية الفصل ، مثل درجة الحرارة و الضغط و مستوى السوائل في الغاز .

**الكلمات المفتاحية :** TFT، مبرد الهواء E-102/B، الغاز و النفط، Hysys، انسداد المرشحات ، محاكاة ، UTGA .