



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
Université Echahid Hamma Lakdhar- EL Oued

Faculté de la Technologie  
Département de Génie des Procédés et Pétrochimie  
**Mémoire De Fin D'étude**  
Présenté en vue de l'obtention du diplôme de  
**MASTER ACADEMIQUE**

Domaine: sciences et technologie  
Filière : Industrie pétrochimique  
Spécialité : Génie de Raffinage  
Thème

*Valorisation de condensat dans l'unité de stabilisation de  
brut au niveau du centre sud HMD*

Soutenu le : 13/06/2022

**Présenté par :**

- Rahmani Abdelbasset
- Bouzeghaya Saci
- Nid Saad

**Devant le jury composé de :**

Mr : Belghith M <sup>ed</sup> Yazid	Président	Université d'El Oued.
Mr : Oucif Khaled M <sup>ed</sup> Tayeb	Examineur	Université d'El Oued.
Mr : Bilel Khaled	Encadreur	Université d'El Oued.

Année universitaire : 2021/2022

## DEDICACE



ليس يرقى الأبناء في أمة ما لم تكن قد ترقت الأمهات

إلى الوالدة الكريمة حفظها الله أهدي هذا العمل

Rahmani Abdelbasset

## DEDICACE



بعد باسم الله الرحمن الرحيم والصلاة على الحبيب المصطفى

اهدي هذا العمل الى الوالدين الكريمين والى كل من وقف داعما لي في

حياتي ومشواري الدراسي والى كل زملائي في دفعة الثانية ماستر هندسة تكرير

*Bouzeghaya Saci*



## **DEDICACE**

**Je tiens à remercier dans un premier temps ALLAH le tout puissant qui me représente la source de force et de puissance pour la réalisation de ce travail.**

**Je dédie cette modeste recherche à mes parents, à ceux qui sont sacrifiés pour me voir réussir et réaliser mes objectifs. Aucune dédicace pourrait exprimer mon amour et mon gratitude en vous, vous avez été et vous resterez toujours un exemple éternel pour moi, vous êtes toujours dans mon cœur. Que dieu vous accueille dans son vaste paradis.**

**Je dédie cette note:**

**A mes frères et sœur.**

**A toute ma famille.**

**A tous mes amis et copines sans exception. A toute ma promotion 2<sup>ème</sup> année master génie de raffinage.**

*Mid Saad*



## REMERCIEMENTS

*Nous remercions ALLAH tout puissant qui nous a donné la force  
et le courage afin d'atteindre notre but.*

*Nous remercions infiniment tout les enseignants de l'université d'el oued  
(Dr : Ferhat et DR: Oucif Khaled) pour le temps qu'ils nous ont consacré ;  
surtout notre professeur KALED BILAL pour la qualité de son encadrement,  
ses compétences, ses conseils, sa disponibilité et ses qualités humaines  
qui nous ont permis de mener à bien ce mémoire .*

*En remercions aussi Mr. BOUAKKAZE CHAABANE,  
pour la qualité de son encadrement, au niveau de service traitement (cis)  
A la fin, tout ceux qui ont contribué de près ou de loin, « MERCI BEAUCOUP ».*

## ***Résumé***

Le présent travail consiste en un premier lieu la modification qui est le changement de reflux de tête du colonne de stabilisation (condensat ), par reflux froid ( pétrole brut) pour récupérer le maximum de condensat.

Fonctionnement de la colonne de stabilisation LP ; plus précisément la température du fond ; à fin d'assurer la prise en charge d'un flux additionnel de condensat.

En second lieu, et dans le but de pallier au problème des longs arrêts de cette colonne, nous avons étudié la possibilité de la mise en service de l'échangeur E1505 à fin d'assurer le chauffage de brut et la séparation des phases légères pour atteindre la TVR de 10 psi.

Pour finir, nous avons élaboré une modeste approche économique à fin de vérifier la possibilité de bénéfice dans les deux cas étudiés.

Mots clés : pétrole brut, traitement, colonne de stabilisation, eau-réfrigérant, échange de chaleur, tension de vapeur Reid.

## ***Abstract***

The present work consists in a first place the modification which is the change of reflux of the head of the stabilization column (condensate), by cold reflux (crude oil) to recover the maximum of condensate.

operation of the LP stabilization column; more precisely the bottom temperature; in order to ensure the management of an additional flow of condensate.

Secondly, and with the aim of overcoming the problem of long shutdowns of this column, we have studied the possibility of commissioning the E1505 exchanger in order to ensure the heating of crude oil and the separation of the light phases for reach the TVR of 10 psi.

Finally, we have developed a modest economic approach to verify the possibility of profit in the two cases studied.

Key words: crude oil, treatment, stabilization column, water-coolant, heat exchange, Reid vapor tension.

# Table des Matières

<b>Liste des abréviations</b>	
<b>Liste des tableaux</b>	
<b>Liste des figures</b>	
<b>Liste des annexes</b>	
<b>Introduction générale.....</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre I: Présentation du champ HMD et Description De L'unité Concernée par l'étude.....</b>	<b>03</b>
I.1 Situation géographique.....	03
I.2 Le Gisement de Hassi Messaoud.....	04
I.3 Historique.....	04
I.4 Description des installations.....	05
I.5 Capacités annuelles de la production.....	07
I.6 Description du Département Traitement Sud.....	07
I.6.1 Service de l'UTBS.....	07
I.6.2 Service BOOSTING.....	07
I.6.3 Service Traitement SUD.....	08
I.7 Procédés de l'unité de stabilisation .....	13
I.7.1 But de l'unité de stabilisation .....	13
I.7.2 Les équipements de l'unité .....	13
I.7.3 Description du procédé.....	14
<b>Chapitre II: Généralités sur le pétrole brut et son traitement.....</b>	<b>17</b>
II.1 Origine du pétrole brut.....	17
II.1.1 Origine et composition de la matière organique incorporée dans les sédiments .....	17
II.1.2 Genèse du pétrole et accumulation dans les réservoirs.....	18
II.2 Composition des pétroles bruts.....	19
II.3 Propriétés physico-chimiques globales des pétroles bruts liées au transport, au stockage et au prix.....	20
II.3.1 Densité (specific gravity) des pétroles bruts.....	21
II.3.2 Viscosité des pétroles bruts.....	21
II.3.3 Tension de vapeur et point éclair des pétroles bruts.....	21
II.3.4 Teneur en soufre.....	21
II.3.5 Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts.....	22
II.4 But de traitement des effluents des puits.....	23
II.5 Normes et spécifications .....	24
II.6 Procédés de traitement et de stabilisation du pétrole brut.....	24
II.6.1 Les procédés physiques de séparation.....	24
II.6.2 Dessalage et élimination de l'eau.....	25
II.6.3 L'adoucissement du brut .....	27
II.6.4 La stabilisation.....	28
<b>Chapitre III: Les colonnes à plateaux.....</b>	<b>29</b>
III.1 Les équipements des colonnes.....	29
III.1.1 Viroles.....	29
III.2 Les plateaux.....	30
III.2.1.1 Plateau à calottes (bubble cap tray) .....	30
III.2.1.2 Plateau perforé à déversoir (sieve tray) .....	31
III.2.1.3 Plateau à jets directionnelles (Jet tray) .....	31
III.2.1.4 Plateau à clapets (valve tray).....	31
III.2.1.5 Plateau sans déversoirs.....	31
III.2.1.6 Plateau Uniflux.....	32
III.2.2 Eléments constitutifs des plateaux.....	32
III.2.2.1 Trop-plein.....	32
III.2.2.2 Barrages.....	33

III.2.2.3 Autres éléments d'une colonne.....	33
III.2.3 Les équipements parallèles des colonnes.....	35
III.3 Dysfonctionnement des colonnes.....	36
III.3.1 L'engorgement (flooding) .....	36
III.3.2 Le pleurage (weeping).....	37
III.4 Influence des diverses paramètres sur le fonctionnement des colonnes.....	38
<b>Chapitre IV: Partier calcul .....</b>	<b>40</b>
IV.1 Problématique.....	40
IV.1.1 Description de la modification .....	40
IV.2 Généralités sur la simulation.....	42
IV.2.1 La simulation:.....	42
IV.2.2 Modèle mathématique.....	42
IV.2.3 Utilisation du simulateur.....	42
IV.2.4 Présentation du HYSYS process.....	43
IV.2.4.1 Fonctionnement de HYSYS.....	43
IV.2.4.2 Choix du modèle thermodynamique.....	43
IV.3 Simulation du cas design.....	44
IV.3.1 Caractéristiques de la charge d'alimentation de la colonne.....	44
IV.3.2 Méthodologie de la simulation .....	45
IV.3.2.1 Simulation de la section Préchauffage de la charge.....	45
IV.3.2.2 Simulation de la colonne D-01 et section de rebouillage.....	46
IV.3.2.3 Simulation de la section de refroidissement.....	47
IV.3.3 Résultats de simulation du cas de design .....	47
IV.3.4 La validation de la simulation.....	48
IV.3.4.1 Calcul d'erreur .....	49
IV.3.4.2 Interprétation des résultats de validation du simulation.....	50
IV.4 Simulation cas proposé (Cas double charges).....	51
IV.4.1 Méthodologie de la simulation.....	51
IV.4.1.1 Simulation de la section Préchauffage de la charge.....	51
IV.4.1.2 Simulation de la colonne D-01 et section de rebouillage.....	52
IV.4.1.3 Simulation de la section de refroidissement.....	53
IV.4.2 Détermination de taux de reflux de tête.....	53
IV.4.2.1 Interprétation des résultats du taux de reflux.....	55
IV.4.3 Résultats de simulation du cas proposé .....	56
IV.4.3.1 Interprétation des résultats du cas proposé .....	57
IV.4.4 Présentation et interprétation des profils des paramètres de marche.....	57
IV.4.4.1 Profil de température.....	57
IV.4.4.2 Profil de pression.....	58
IV.4.4.3 Profils des débits molaires du liquide et de la vapeur .....	59
<b>Chapitre V: Etude technico-économique.....</b>	<b>61</b>
V. Généralité.....	61
V.1 Estimation du coût de l'investissement.....	61
V.1.1 Coût du Matériels nécessaires pour la modification.....	62
V.1.2 Coût du Main d'œuvre.....	62
V.1.3 Coût des Moyens.....	63
V.1.4 Estimation de cout maintenance et des échangeurs EA01/02.....	63
V.2 Estimation du prix total à gagné.....	64
V.3 Conclusion.....	64
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>65</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>66</b>
<b>Annexe A : Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points de cas design.....</b>	<b>67</b>
<b>Annexe B : Simulation du cas design.....</b>	<b>68</b>
<b>Annexe C : Simulation cas proposé (Cas double charges).....</b>	<b>69</b>
<b>Annexe D : simulation cas proposé avec débit actuelle.....</b>	<b>70</b>

## *Liste des abréviations*

<b>LDBP :</b>	Ligne direct base pression
<b>Bpj :</b>	baril par jour
<b>BSW :</b>	Basic sediment and water
<b>P.M :</b>	Poids moléculaire
<b>D :</b>	Débit du distillat
<b>UFC :</b>	Unité de fractionnement de condensat
<b>GPL :</b>	Gaz du pétrole liquéfié
<b>HEH :</b>	Haoud el Hamra
<b>HP :</b>	Haute pression
<b>MMSCMD:</b>	million standard cubic meters per day
<b>MP:</b>	Moyenne pression
<b>PR :</b>	Equation de Peng Robinson
<b>T<sub>E</sub> :</b>	Température du fond de colonne
<b>T<sub>N</sub> :</b>	Température de la tête de colonne
<b>TVR :</b>	Tension de vapeur Reid
<b>X<sub>D</sub> :</b>	Titre du distillat en élément le plus volatil
<b>X<sub>E</sub> :</b>	Titre du résidu en élément le plus volatil
<b>CIS</b>	Centre industrielle sud
<b>CINA</b>	Centre industrielle nord (Naili Abdelhalim)
<b>LDHP</b>	Ligne direct haute pression
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>UTBS</b>	Unité de traitement de brut non stabilisé
<b>ZCINA</b>	Nouvelle centre industrielle nord
<b>RD</b>	Réservoir d'égazeuse
<b>RS</b>	Réservoir de stockage
<b>DA03</b>	Four de stabilisation (cis)
<b>FA01</b>	Ballon de reflux d'unité de stabilisation (cis)

## Liste des tableaux

<i>Tableau.I.1:</i> Production annuelle au niveau du CIS et CINA.....	07
<i>Tableau I.2:</i> Paramètres de la colonne (reflux avec condensat).....	15
<i>TableauII.1:</i> Caractéristiques de certains pétroles bruts.....	23
<i>TableauIII.1:</i> Influence de la variation de certains paramètres sur le fonctionnement de colonne (cas de débit de distillat fixé).....	38
<i>TableauIII.2:</i> Influence de la variation de certains paramètres sur le fonctionnement de colonne (cas de débit de taux de reflux fixé).....	39
<i>Tableau IV.1:</i> Les propriétés et composition de la charge .....	44
<i>Tableau IV.2:</i> La densité et le poids moléculaire des composants hypothétique	45
<i>Tableau IV.3:</i> Les données de la colonne (reflux avec condensat).....	46
<i>Tableau IV.4:</i> Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points.....	48
<i>Tableau IV.5:</i> Calcul d'erreur pour la simulation de l'unité de stabilisation....	50
<i>Tableau IV.6:</i> Les données de la colonne (avec reflux brut).....	52
<i>Tableau IV.7:</i> Calcul de reflux de tête « cas hiver ».....	54
<i>Tableau IV.8:</i> Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points de cas proposé.....	56
<i>TableauV.1:</i> Le coût du Matériels .....	62
<i>TableauV.2:</i> Le coût du Main d'œuvre.....	62
<i>TableauV.3:</i> Le Coût des Moyens .....	63
<i>TableauV.4:</i> Le cout de maintenance et retubage des échangeurs .....	63
<i>TableauV.5:</i> Les résultats du prix à gagner en GPL et C5+ .....	64

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Situation géographique de champ de Hassi-Messaoud.....	03
<b>Figure I.2</b> : Procédés de complexe industriel sud du Champ Hassi Messaoud ..	06
<b>Figure I.3</b> : Schéma du procédé de l'unité de traitement sud (HMD)...	12
<b>Figure I.4</b> : Schéma du procédé de l'unité de stabilisation...(TVR .CIS).....	16
<b>Figure II.1</b> : Schéma d'un système pétrolier simple .....	19
<b>Figure II.2</b> : Exemple de schéma bloc de traitement d'huile sur champ.....	24
<b>Figure II.3</b> : Principe de la séparation.....	25
<b>Figure II.4</b> : Vu en coupe d'un dessaleur.....	26
<b>Figure II.5</b> : Exemple de schéma simplifié de stabilisation de brut munie d'un dessaleur électrostatique.....	27
<b>Figure II.6</b> : Exemple de schéma simplifié de stabilisation de brut munie d'un adoucissement par strippage.....	28
<b>Figure III.1</b> : Types de viroles.....	30
<b>Figure III.2</b> : Types de viroles.....	32
<b>Figure III.3</b> : Trop plein vu en coupe.....	33
<b>Figure III.4</b> : Types de systèmes d'introduction de charge, A. Introduction de charge liquide sur un plateau à simple passe. B. Introduction de charge vapeur sur un plateau à simple passe. C. Introduction de charge liquide sur un plateau à 4 passes. D. Introduction de charge mixte à la transition entre un plateau à simple passe et un plateau à double passe.....	33
<b>Figure III.5</b> : Exemples d'aménagement pour l'introduction du reflux sur un plateau.....	34
<b>Figure III.6</b> : Schémas de variantes pour le soutirage de la phase liquide d'une colonne. A. Soutirage latéral d'un plateau à une passe. B. Soutirage central d'un plateau à deux passes. C. Soutirage en fond de tour.....	35
<b>Figure III.7</b> : Exemple de domaine de fonctionnement pour un plateau.....	37
<b>Figure IV.1</b> : Représentation de la colonne propose avec modification.....	41
<b>Figure IV.2</b> : Simulation de la section préchauffage.....	45
<b>Figure IV.3</b> : Simulation de la colonne DA-3 et section de ru bouillage.....	46
<b>Figure IV.4</b> : Simulation de la section de refroidissement de gaz de tête.....	47
<b>Figure IV.5</b> : Simulation de la section préchauffage.....	51
<b>Figure IV.6</b> : Simulation de la colonne DA-3 et section de ru bouillage.....	52
<b>Figure IV.7</b> : Simulation de la section de refroidissement.....	53
<b>Figure IV.8</b> : Représentation graphique de la température de tête en fonction de reflux de tête « hiver».....	55
<b>Figure IV.9</b> : Profil de température au niveaux de chaque plateaux.....	58
<b>Figure IV.10</b> : Profil de pression au niveaux de chaque plateaux.....	58
<b>Figure IV.11</b> : Profils des débits molaires du liquide et de la vapeur au niveaux de chaque plateaux.....	59

## *Liste des annexes*

<i>Annexe A</i> : Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points de ca design...	67
<i>Annexe B</i> : Simulation du cas design.....	68
<i>Annexe C</i> : Simulation cas proposé (Cas double charges) .....	69
<i>Annexe D</i> : simulation cas proposé avec débi tactuelle .....	70

# Introduction générale

## Introduction générale

L'Algérie figure sur l'échelle internationale avec des réserves importantes en pétrole brut contenues dans une multitude de gisements éparpillés à travers le bassin saharien parmi lesquels, on retrouve le gisement de Hassi Messaoud (HMD). [1]

Dans le cas le plus général, le pétrole brut, en sortie de puits, est un mélange triphasique comprenant une phase gazeuse, une phase liquide hydrocarbonée (le brut proprement dit), une phase aqueuse (l'eau de formation). Cet effluent peut également véhiculer des particules solides en suspension comme des sables provenant de la formation, des produits de corrosion, des composants paraffiniques ou asphaltiques ayant précipités.

Ce brut effluent puits ne peut être commercialisé en l'état. Il est nécessaire de lui faire subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requise par les normes de ventes et de sécurités. [7]

La connaissance des caractéristiques physico chimiques globales des pétroles bruts, qui sont variables d'un champ de production à un autre, va conditionner le traitement initial. Ce dernier peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications du brut et satisfaire les exigences de stockage, transport et de commercialisation.

La stabilisation du brut produit par un gisement consiste à satisfaire certaines spécifications, notamment en TVR (Tension Vapeur Reid) et une spécification en  $H_2S$  si le brut en contient en quantité notable. Si la TVR après traitement reste trop élevée, elle peut conduire à des accidents au niveau de bacs de stockage, il pourra aussi apparaître des bouchons de gaz (ces bouchons perturbent les mesures, les pompes et créent des pertes de charges parasites et imprévisibles dans le réseau de transport).

La spécification de TVR est liée à la teneur en gaz dissous dans le brut. Plus la teneur en gaz dissous augmente, plus la TVR du brut va croître. Ainsi pour satisfaire cette dernière, Le moyen le plus simple pour stabiliser un brut est de lui faire subir un certain nombre de séparations à des pressions décroissantes (séparation multi étagée) et de séparer le gaz obtenu à chacun des étages de séparation.

Souvent cette simple séparation physique n'est pas suffisante. Il faut alors prévoir un traitement additionnel qui peut consister en un chauffage du brut pour améliorer le dégazage ; ce chauffage peut être accompagné d'une distillation.

Une unité de traitement de brut doit souvent répondre à certaines modifications, soit concernant la variation des caractéristiques des charges, l'évolution du gisement et les modes de production.

Après notre affectation dans le service traitement sud, nous avons été chargés de réaliser une étude sur l'unité de stabilisation de brut CIS (centre industriel sud) dont l'objectif est la réhabilitation, avec une proposition de changer le reflux chaud (condensats) par un reflux froid (une partie de la charge brut). **[13]**

**Chapitre I: Présentation du  
champ HMD et Description  
De L'unité Concernée par  
l'étude**

# Chapitre I: Présentation du champ Hassi Messaoud

## I.1 Situation géographique

Dans la figure suivante, on a la situation géographique de champ pétrolier de Hassi-Messaoud par rapport au territoire national.

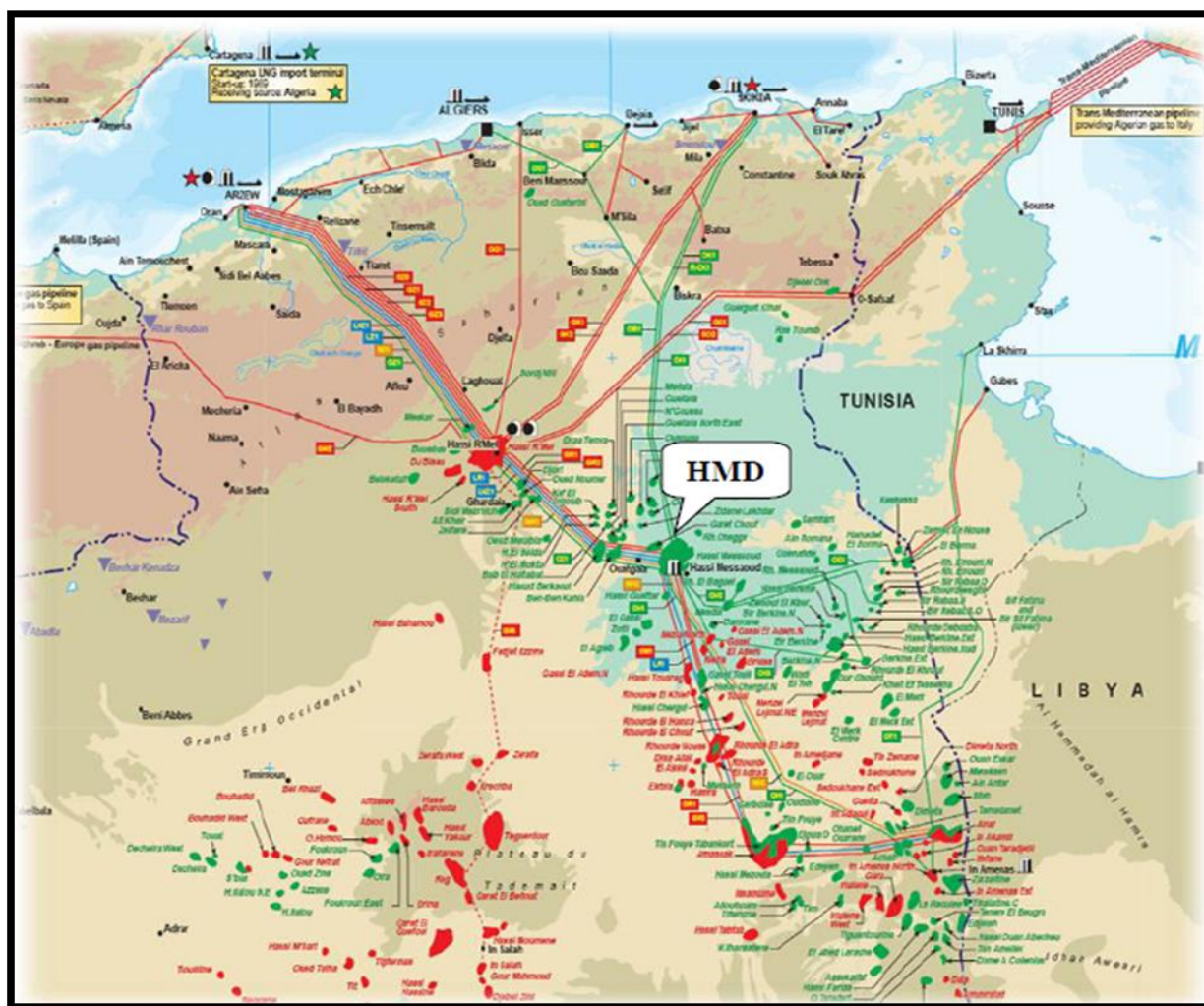


Figure I.1: Situation géographique de champ de Hassi-Messaoud [15]

Comme la figure le montre, le champ de Hassi-Messaoud se situe à environ huit-cent cinquante (850) km Sud-Est d'Alger et à environ 350 km de la frontière tunisienne. S'étend sur une superficie voisine de deux mil cinq-cents (2500) km<sup>2</sup>, Découvert en mille neuf-cent cinquante-six (1956) et mis en production en mil neuf cent cinquante-huit (1958).

Le champ est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames . **[1]**

## **I.2 Le Gisement de Hassi Messaoud**

Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mise en évidence la présence d'huile à 3338 m de profondeur dans les Grés du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km au NNW de MD1, le forage OM1 a confirmé l'existence d'huile dans les Grés Cambrien.

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leur production.

SUPERFICIE : 3300 Km<sup>2</sup>

FORMATION : CAMBRO-ORDOVICIEN

PROFONDEUR : entre 3250 et 3500 M

EPELSEUR : jusqu'à 300M

HUILE LEGERE DE DENSITE API = 45,4

1957 : DECOUVERTE (MD1)

1958 : DEBUT DE LA PRODUCTION EN JUILLET

1993 : PREMIER FORAGE HORIZONTAL (MDZ 453)

1996 : PREMIERE REPRISE EN SHORT-RADIUS (MD 218)

## **I.3 Historique :**

**1956** : Découverte du champ (Forage de MD 01)

**1958** : Mise en exploitation du champ Sud

**1959** : Mise en exploitation du champ Nord

**1960** : Création du CIS et CINA

**1960-1970** : Réalisation de 05 Unités de séparation ; 02 Unités de Réinjection de gaz ; 01 Topping et 02 Unités de Stabilisation.

**1970-1980** : Réalisation de 02 Unités GPL ; 07 Unités de séparation Satellites ; 01 Raffinerie ; 01 Unité d'injection d'eau ; 05 Unités Boosting et 05 Unités de Réinjection de gaz

---

Valorisation de condensat dans l'unité de stabilisation de brut au niveau du centre sud HMD

**1980-1990** : Réalisation de 02 Unités de Réinjection d'eau ; 01 Unité de séparation Satellites ; 06 Unités Boosting ; 01 Unité de séparation et 02 Unités d'injection de gaz.

**1990-2000** : Réalisation de 17 Unités Boosting ; 06 Unités de Réinjection de gaz ; Unité de séparation de gaz ; 01 Unité de GPL et 02 Unités d'azote.

**2000 à ce jour** : Réalisation de 02 Unités de Traitement des eaux Huileuse ; 01 Unité de valorisation des Condensats ; unité de dessalage, un nouveau réseau des torches ,01 Unité de stabilisation d'huile « UTBS » ; 01 Unité de production de GPL et de Condensat et Unité de séparation LDHP (Ligne Direct Haute Pression) « ZCINA ». [13]

#### **I.4 Description des installations :**

La production d'un puits est un mélange triphasique composé d'hydrocarbures liquide et gaz, d'eau et impuretés. Cette production subit un traitement au niveau des complexes industriels CIS et CINA avant d'être expédiée.

Les quatre complexes CIS et UTBS et CINA et ZCINA composés d'une chaîne de procédés plus ou moins complexes ont pour fonction le traitement des effluents provenant des puits producteurs.

Ces procédés sont faits pour prendre en charge :

- Le traitement du pétrole brut : séparation huile-eau gaz, dessalage et stabilisation pour la production d'un pétrole brut conforme aux normes commerciales (TVR, Salinité, Densité et BSW).
- Le traitement des gaz associés produits aux cours du processus du traitement du pétrole brut pour la production des GPL et condensats.
- Le traitement des eaux huileuses générées lors du processus traitement de pétrole brut pour la protection de l'environnement.
- Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants; approvisionnement du marché local.
- La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.

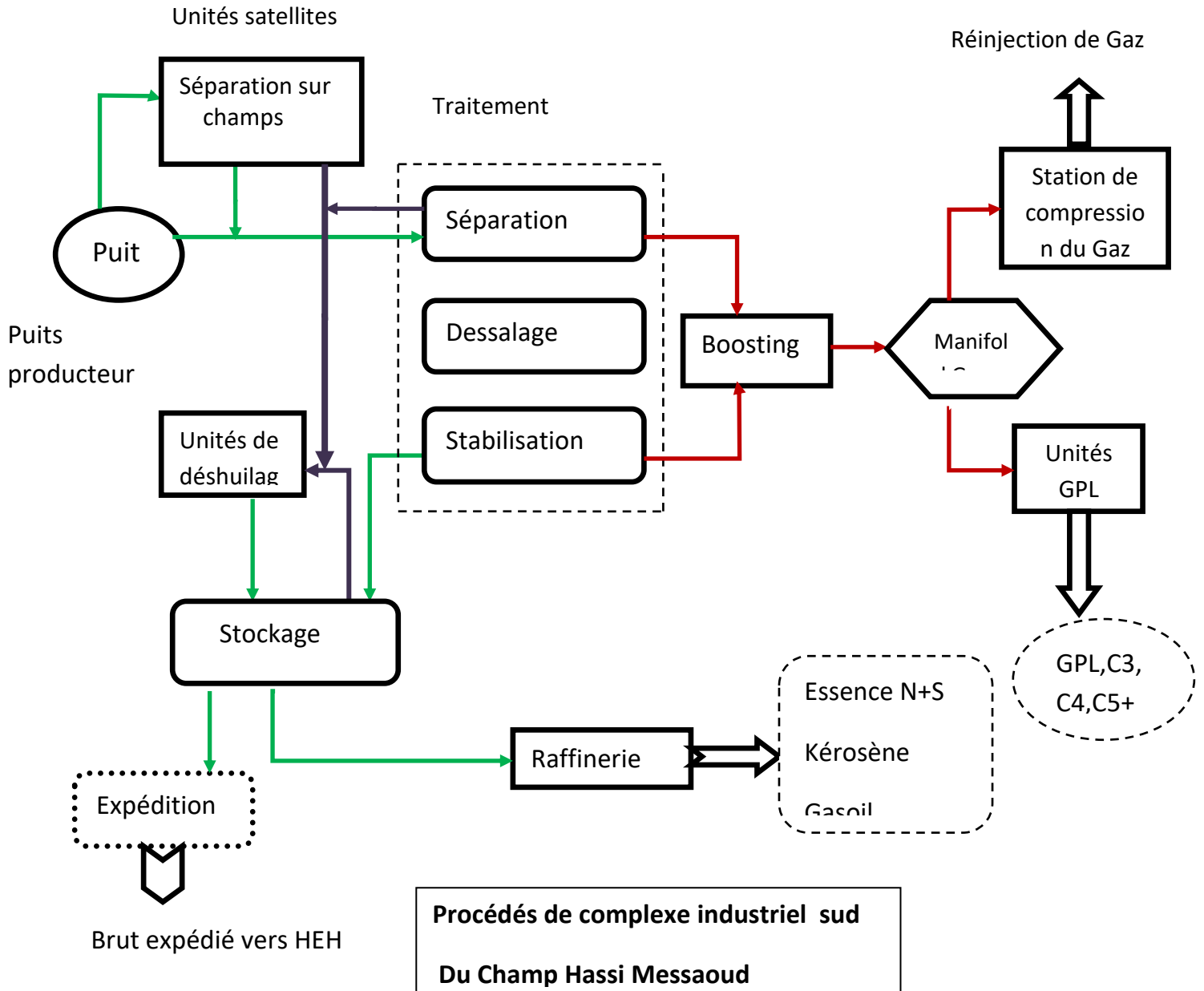


Figure I.2: Procédés de complexe industriel sud du champ Hassi messaoud [13]

## I.5 Capacités annuelles de la production :

Le tableau sous-dessous éclaire la production en **tonne** des différents produits au niveau du CIS et CINA en 2021 : [16]

Tableau I.1 : Production annuelle au niveau du CIS et CINA.

	CIS	CINA
<b>Pétrole brut</b>	<b>7 778 529,970</b>	<b>8 683 358,422</b>
<b>GPL</b>	<b>1 064 593.638</b>	<b>1 267 605.377</b>
<b>Condensat</b>	<b>316 702,279</b>	<b>160 813,388</b>
<b>Condensat valorisé</b>	<b>463 886,161</b>	<b>160 553 ,325</b>
<b>Gasoil</b>	<b>370 761,011</b>	—
<b>Kérosène</b>	<b>56 193,769</b>	—
<b>Essence normale</b>	<b>57 968,253</b>	—

## I.6 Description du Département Traitement Sud :

Le département traitement sud se compose de trois services :

### I.6.1 Service de l'UTBS

L'UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud), mise en service en Aout 2010, est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites sud (W1C, W1A, W2A, S1A, E1C, et E2A) et à expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH (Haoud El Hamra).

Le traitement consiste à dessaler et stabiliser le brut provenant des six champs satellites. L'unité a été conçue pour produire 300 000 barils par jour ( $47\,700\text{m}^3/\text{j}$ ). [1]

### I.6.2 Service BOOSTING

Les gaz issus des différents étages de séparation du brut de traitement SUD sont comprimé à une pression de 28 bars, ils sont envoyés vers le manifold gaz 28 bars pour alimenter les stations de réinjection de gaz et unités GPL1 et GPL2. Les condensâtes récupérées sont utiliser comme charge de l'unité UFC. [1]

### I.6.3 service traitement SUD :

Il est composé essentiellement de :

- Manifolds.
- Séparation LDHP.
- Séparation GAZ FTS.
- Séparation LDBP, 2ème étage et 3ème étage.
- Réservoirs dégazeurs.
- Pomperie d'expédition.
- Unité de dessalage.
- Unité de stabilisation.
- Unité de topping.
- Parc de stockage du brut traité.
- Unité de fractionnement des condensât.

#### **Manifolds :**

Le service traitement reçoit la production des différents puits par des lignes directes LDHP, LDBP et celles des champs satellites au niveau des deux manifolds SUD et NORD

- Le manifold sud est le plus important, il contient 26 arrivées de brut
- Le manifold nord contient 10 arrivées.

Dans chaque manifold on a des transversales qui sont liées avec toutes les arrivées à l'aide des vannes manuelles, où on fait connecter les arrivées qui ont les mêmes propriétés dans la même transversale, parmi ces propriétés : la pression (varie de 05 à 30 bars).

Ces transversales sont : LDHP, LDBP, 2<sup>ème</sup> ETAGE, DESSALAGE, P4000, TEST, CONDENSATS.

#### **Séparation LDHP :**

La nouvelle unité de séparation LDHP est une extension de l'ancienne LDHP (séparation 1er étage) du centre, elle est conçue pour traiter les effluents à haut GOR (plus de 2000), elle comprend quatre séparateurs identiques qui travaillent sous une pression de 28 bars, un ballon d'air instrument, un puisard avec deux pompes, et une torche d'écrêtage sud.

Les quatre (04) séparateurs sont de type cylindrique horizontal et traitent 4 000 m<sup>3</sup>/ j d'huile et 5 Millions Sm<sup>3</sup>/ j de gaz chacun à partir d'une alimentation triphasique (huile, eau et gaz), la séparation est réalisée du fait des différences de densité entre les trois phases.

#### **✚ Unité de séparation GAZ FTS :**

Le gaz provient des champs satellites est passer dans la série A de séparation : FA3101 (A, B,C,D) à la pression 7,8 bar-g, pour éliminer le liquide entrainé par le gaz avant d'être envoyé vers la compression LDBP.

#### **✚ Unité de séparation LDBP :**

L'unité de séparation LDBP est composée de 08 séparateurs en deux série B et C (FA2101 A.B.C.D et FA1101 A.B.C.D) ; travaillent sous une pression de 11 bars. Le brut subit une séparation bi phasique. Le gaz sortant au sommet est envoyé vers les stations de compression LDBP1, LDBP2 ou LDBP3. L'huile salée passe vers les dessaleurs N°1 et N° 4 (en série) pour éliminer les sels ou directement vers 2<sup>ème</sup> étage de séparation par les vannes régulatrices de niveau d'huile.

#### **✚ Unité de séparation 2<sup>ème</sup> étage :**

Le 2<sup>ème</sup> étage de séparation est composé de trois série A/ B/ C dont chacune est constituée de quatre séparateurs, travaillants à une pression de service 04 bars. Ils sont alimentés par l'unité de dessalage, le brut des satellites, les condensats des stations de compression et les condensats C5+ de l'U.F.C. Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 2 724 m<sup>3</sup> /j d'huile et de 75 600 sm<sup>3</sup>/j de gaz.

Le gaz sortant des séparateurs est dirigé vers les unités de compression 2<sup>ème</sup> étage ou 2<sup>ème</sup> étage bis, alors que le brut est acheminé vers les séparateurs BP du 3<sup>ème</sup> étage par les lignes « L1....L7 ».

#### **✚ Unité de séparation 3<sup>ème</sup> étage :**

La séparation 3<sup>ème</sup> étage s'effectue au niveau de cinq (05) séparateurs verticaux (FB 1103 A.B.C.D.E) travaillant à une pression de 120 gr/cm<sup>2</sup>. Chacun de ces séparateurs est capable de traiter quotidiennement une quantité de 5 625 m<sup>3</sup> d'huile et 508 440 m<sup>3</sup> de gaz. L'huile issue de cette séparation est envoyée aux réservoirs de dégazage tandis que le gaz alimente les unités de compression 3<sup>ème</sup> étage ou 3<sup>ème</sup> étage bis.

#### **✚ Réservoirs dégazeurs (RD):**

C'est dans les réservoirs de dégazage RD qu'on appelle aussi 4<sup>ème</sup> étage où s'effectue la dernière étape de séparation ou dégazage. Ces réservoirs sont de types à toit fixe. Le gaz sortant de chaque RD est dirigé vers torche (faible quantité). L'huile est transférée vers les réservoirs de stockage RS par des pompes de transfert, l'eau purgée est envoyée vers le bassin API.

### **Stockage :**

Un parc de stockage constitué de cinq (05) réservoirs à toit flottant RS A/B/C/D & E d'une capacité de 15 000 m<sup>3</sup> chacun.

### **Pomperie :**

La pomperie d'expédition du brut est composée de deux stations, la première ayant neuf pompes et la seconde ayant 4, son rôle est :

- Le transfert du brut dégazé des RD vers les RS.
- D'augmenter la pression d'aspiration des pompes d'expédition.
- L'expédition du brut des RS vers le terminal de stockage de Haoud–El-Hamra
- Evacuer les eaux décantées des RD et RS vers bassin API
- L'envoi d'huile vers la nouvelle raffinerie
- Augmenter le débit d'expédition vers HEH.

### **Unité de dessalage :**

Dans le but de réduire la salinité et autres impuretés (dissoutes ou en suspension) dans le brute, six dessaleurs sont installés au traitement sud.

- Dessaleurs N°1 et N°4 : traiter le brut LDBP.
- Dessaleurs N°2 et N°5 : traiter le brut LDHP.
- Dessaleurs N°3 et N°6 : disponible pour la mise en service en cas de besoin.

Avant l'entrée du brut au dessaleur on lui injecte un produit désémulsifiant par des pompes doseuses pour faciliter la coalescence des gouttelettes d'eau.

Les trois dessaleurs sont pourvus des électrodes alimentées en 20 KV. L'eau salée ainsi récupérée est purgée vers le bassin API, et l'huile alimente le 2<sup>ème</sup> étage de séparation, dont une partie sert comme charge à l'unité de stabilisation.

### **Unité de stabilisation :**

L'unité de stabilisation par distillation est constituée d'une colonne de stabilisation avec son système de reflux et de rebouillage. Cette unité est conçue pour traiter 10 000 m<sup>3</sup>/j de brut.

Le but de la stabilisation du brut est de baisser sa tension de vapeur (TVR) en éliminant les fractions les plus légères y contenu à savoir C1, C2, C3...

 **Unité topping (RHM 1) :**

Le but de l'unité de topping est d'obtenir les carburants liquides par distillation atmosphérique tels que le butane, l'essence, le lampant et le gasoil.

Elle est constituée principalement d'un:

- Vaporisateur
- Fractionnateur
- Four de rebouillage gasoil
- Stripper lampant
- Débutaniseur

 **Parc de stockage de produits finis :**

Ce parc est constitué de :

- Sphère à butane : FB201
- Bacs d'essence : FB202 A/B/C
- Bacs de lampant: FB203 et FB 204 A/B
- Bacs de gas-oil:FB205A

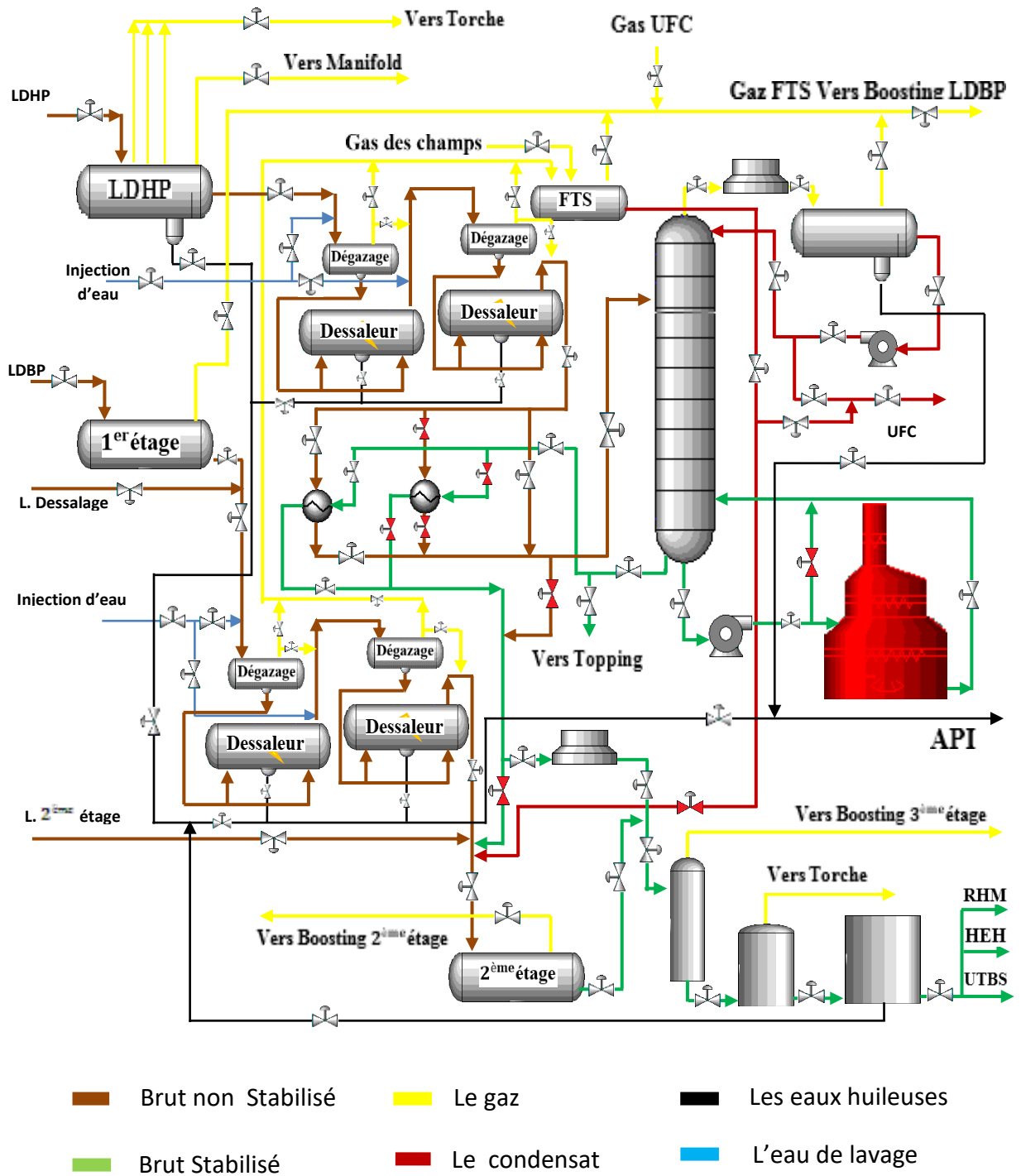


Figure I.3 : schéma du procédé de l'unité de traitement sud(HMD) [1]

## I.7 Description de l'unité concernée par l'étude

### I.7.1 But de l'unité de stabilisation

L'unité de stabilisation du brut est conçue pour produire 10 000 m<sup>3</sup>/j de brut stabilisé dont les caractéristiques sont :

TVR=0.650 Kg/Cm<sup>2</sup> à 38°C, D<sup>15</sup> =0,7920 [ Désign : TVR=0.775Kg/Cm<sup>2</sup> à 38°C, D<sup>15</sup> =0,788]

Le but de la stabilisation du brut est de baisser sa tension de vapeur (TVR) en éliminant les fractions les plus légères y contenues, à savoir C<sub>1</sub>,C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>..... Une fois stabilisé le brut ne dégage plus de gaz quand il est à la pression atmosphérique. [7]

### I.7.2 Les équipements de l'unité

L'installation de l'unité de stabilisation est constituée de :

- une colonne de rectification DA 01
- Deux batteries de quater (4) échangeurs de chaleur chacune :
  - EA 01 (A B C D)
  - EA 02 (A B C D)
- Deux (2) ballons :
  - Un ballon de reflux FA01
  - Un ballon de fuel gaz FA
- Deux (2) aéro-réfrigérants :
  - condenseur de reflux EC07 (A B C D E F G H)
  - refroidisseur de brut stabilise EC06 ( A B C D )
- Dix (10) pompes :
  - Deux (2) pompes de reflux GA06/S
  - Deux (2) pompes d'alimentation du four de rebouillage GA05/S
  - Quater (4) pompes GA08 (A B C D) de pulvérisation d'eau et refroidissement de pompes GA05/S
  - Deux (02) pompes d'injection de NH<sub>3</sub> GA7/S
- Un four de rebouillage BA01 [1]

### I.7.3 Description du procédé

- Le brut « LDHP » sortant des dessaleurs « 2, 5 » et « 3, 6 » est envoyé vers la colonne de stabilisation, par l'intermédiaire d'une batterie d'échangeurs afin 'd'augmenter sa température jusqu'à environ cent quatre-vingt (180°C) avant d'alimenter la colonne DA01 au niveau du onzième (11<sup>ème</sup>) plateau. Le fond de la colonne est maintenu à une température d'environ de deux cent quarante-cinq (245) °C grâce à un four BA01 qui permet d'atteindre une température de chauffage d'ordre deux cent soi cent dix (270) °C avec un débit recyclé dans la colonne de six-cent trente (630) m<sup>3</sup>/h ; assure par les pompes de rebouillage GA05/S, les vapeurs de tête de la colonne à cent-dix (110) °C sont condensées dans le ballon de reflux FA01 au moyen d'aéroréfrigérants EC07
- Le condensat récupéré au niveau du ballon de reflux FA01 à cinquante-neuf (59)°C , une partie utilisé comme reflux de tête et l'autre partie envoyé vers l'unité de fractionnement de condensat « UFC » au moyen des pompes de reflux GA06/S. Le gaz récupérer au niveau de ballon de reflux est mélangé avec les gaz provenant de l'UFC et dirigé vers l'unité de boosting LDBP (1,2 et 3) ou GPL.
- Le brut stabilisé (à 245°C) est envoyé vers l'une des deux batteries d'échangeurs cote faisceaux (EA01/02) pour augmenter la température de la charge de la colonne DA01, cote calandre de (25°C à 180°C).Atteignant la température de 100°C ; le brut stabilisé envoyé vers les séparateurs BP, passe par les aéroréfrigérants EA06 pour abaisser sa température à 50°C avec une pression de 1.6 bar unite (condition de stockage évitant ainsi le phénomène de flash).
- Le brut stabilise dans ces conditions (50°C et 1.6 bar) , et mélanger avec le brut en provenance du 2<sup>ème</sup> étage séparation dans le but d'avoir un mélange qui répond aux spécifications demandées ; dirigé vers les « BP » ensuite vers les « RD » et en fin vers les « RS »

## Paramètres opératoires

La bonne marche de l'unité de stabilisation de brut s'effectue en gardant les paramètres opératoires exigés par le constructeur tel que la température et la pression.

Tableau I.2: Paramètres de la colonne (reflux avec condensat) [18]

Paramètre	Valeur	
<b>Pression [kPa]</b>	<b>Tête de la colonne</b>	1811
	<b>Fond de la colonne</b>	1831
<b>Température [°C]</b>	<b>Tête de la colonne</b>	110
	<b>Fond de la colonne</b>	245
<b>Alimentation chaude</b>	<b>Numéro de plateau</b>	11 <sup>ème</sup> plateau
	<b>Température [°C]</b>	180
<b>Reflux</b>	<b>Numéro de plateau</b>	Au-dessus de 1 <sup>er</sup> plateau
	<b>Température [°C]</b>	40
	<b>Type de reflux</b>	Condensat
<b>Température sortie four [°C]</b>	270	
<b>TVR [Psi]</b>	10	

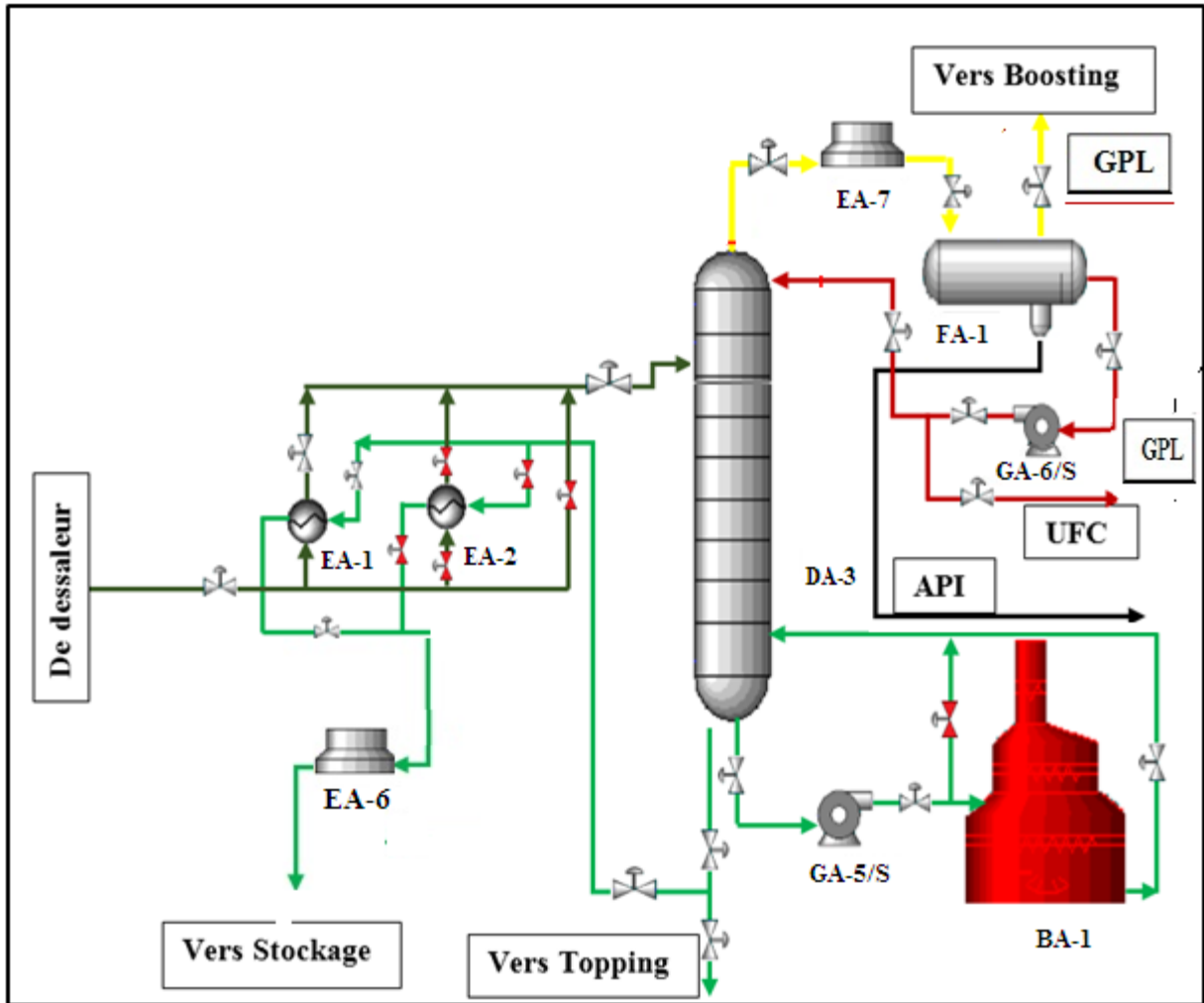


Figure I.4 : schéma du procédé de l'unité de stabilisation (TVR . CIS) [2]

# **Chapitre II: Généralités sur le pétrole brut et son traitement**

# Chapitre II : Généralités sur le pétrole brut et son traitement

## Introduction :

« Pétrole » est issu de deux mots latins « petra » et « oleum » et signifie littéralement « huile de pierre ». Dès l'antiquité, il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre. Il était repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il suintait à la surface du sol. Depuis le forage du premier puits destiné à la production de pétrole par le « colonel Drake » en 1859 près de Titusville (Pensylvannie), le pétrole est devenu le véritable vecteur de la révolution industrielle. Dès les années 1950, il constitue la première source d'énergie dans le monde après avoir détrôné le charbon.

Le but de ce chapitre est de donner des généralités sur le pétrole brut, son origine et sa formation, ses caractéristiques, et son traitement et stabilisation. [6]

## II.1 Origine du pétrole brut

### II.1.1 Origine et composition de la matière organique incorporée dans les sédiments

La première étape est la production, en quantité importante, de végétaux et de micro-organismes (constituant la matière organique hydrocarbonée) dans des zones à forte productivité. À leur mort, les végétaux et les micro-organismes sont emportés vers les bassins sédimentaires où ils se déposent. Ils sont facilement recouverts de petites particules de minéraux qui limitent l'accès aux bactéries et ajoutent un effet de ballast.

Cette action freine les phénomènes de dégradation et accroît les chances de préservation de la matière organique. Le bassin sédimentaire se remplit progressivement de roches riches en matière organique accompagnée d'autres types de sédiments tels que des argiles, des sables, du calcaire ou du sel massif. Les couches de sédiments s'enfoncent et se consolident, se transformant peu à peu en roches sédimentaires indurées. Ce processus s'étale sur plusieurs dizaines ou centaines de millions d'années. La roche sédimentaire (le plus souvent argileuse, carbonatée ou marneuse) est qualifiée de « roche mère » si la matière organique qu'elle contient représente au moins 2 % de sa masse. C'est la maturation de cette roche mère qui conduit à la production de pétrole. [3]

Sous l'action des bactéries, de la montée en température et en pression, dans des milieux pauvres en oxygène, les sédiments et la matière organique qu'ils contiennent sont soumis à une étape importante pour la formation du pétrole appelée diagenèse. Cette diagenèse est marquée par la consolidation sédimentaire, la production de méthane biogénique, la transformation de la matière organique en kérogène et l'incorporation du soufre. [3]

### **II.1.2. Genèse du pétrole et accumulation dans les réservoirs**

À l'issue de la diagenèse, la roche mère et le kérogène qu'elle contient continuent à s'enfouir typiquement à la vitesse de 50 m par million d'années. Ils supportent un accroissement en température de 25 à 30°C et en pression de 20 à 30 bars par kilomètre. Quand la roche mère atteint une profondeur et une température plus élevée (environ 100°C), cela conduit à un craquage thermique et un réarrangement progressif du kérogène. Un premier craquage aboutit à la formation du bitume puis un second à la formation du pétrole. [3]

Lorsque la température et l'enfouissement continuent de croître, les productions d'huile et de gaz augmentent et permettent de développer un réseau continu entre les gouttelettes de micro-pétrole grâce à la différence de pression entre la roche mère et le drain. Les hydrocarbures sont alors expulsés de la roche mère vers des roches de porosité et de perméabilité supérieure, indifféremment vers le haut ou vers le bas, lors de la migration primaire.

Au cours de la migration « secondaire », le pétrole et le gaz ainsi expulsés de la roche mère se déplacent d'une manière ascendante en raison de leur masse volumique plus faible que celle de l'eau (poussée d'Archimède) les conduisant progressivement vers la surface du bassin en suivant le système de drains, et cela jusqu'à ce qu'ils rencontrent éventuellement un piège où ils vont s'accumuler et créer un gisement de pétrole. Un piège est constitué d'une roche « réservoir » et d'une « roche couverture ». [9]

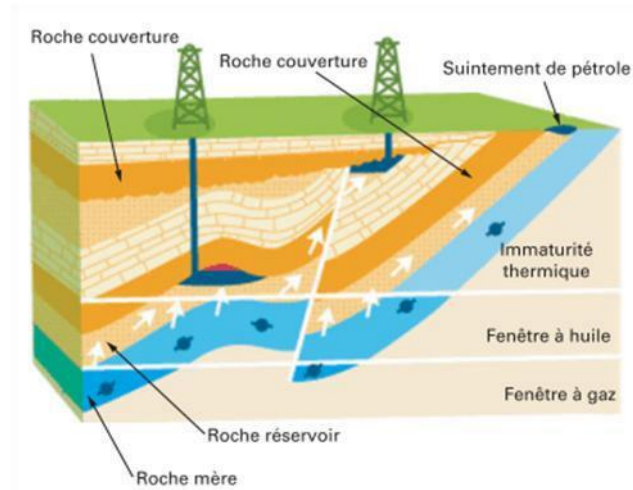


Figure II.1 : Schéma d'un système pétrolier simple [5]

## II.2. Composition des pétroles bruts

Les pétroles bruts se présentent sous la forme de liquides plus ou moins visqueux qui sont essentiellement constitués d'hydrocarbures de volatilité et de nature chimique variées.

La composition des pétroles est très variable et dépend du type de matière organique présente au moment du dépôt ainsi que de la maturité de l'huile et de son histoire géologique. On peut les classer de la manière suivante :

### ➤ Hydrocarbures

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole brut renferment de 1 à plus de 50 atomes de carbone et présentent une large gamme de volatilité. À pression et température ambiantes, ils sont :

- à l'état gazeux quand la chaîne carbonée contient 4 atomes au plus ( $C_1$  à  $C_4$ ) ;
- à l'état liquide de  $C_5$  à  $C_{16}$  ;
- à l'état solide au-delà.

On peut les regrouper par « familles » :

- les hydrocarbures saturés ;
- les hydrocarbures naphthéniques ;
- les hydrocarbures aromatiques.

➤ Composés soufrés :

Les composés soufrés sont présents sous forme :

- d'hydrogène sulfuré ( $H_2S$ ) en faible quantité ;
- de mercaptans, acides et malodorants ;
- de sulfures non acides donc non corrosifs et peu odorants ;
- de composés thiocycliques, tels que le thiophène ( $C_4H_4S$ ), et le benzothiophène ( $C_8H_6S$ ). Les pétroles bruts, avec une teneur en soufre inférieure à 0,5 % en masse, sont qualifiés de doux. Au-delà de cette teneur, les pétroles bruts sont qualifiés de sulfurés. [3]

➤ Autres composés :

Les autres composés présents dans les bruts sont :

- les composés oxygénés tels que les acides naphthéniques ;
- les composés azotés essentiellement présents dans les fractions lourdes en faibles quantités ;
- les composés organométalliques, qui conduisent après agglomération aux asphaltènes riches en aromatiques et en impuretés ;
- Les pétroles bruts renferment également des impuretés en provenance du gisement ou consécutives au transport.

Il s'agit de sédiments (sables, débris divers, eau) et de sels minéraux dont l'essentiel est sous forme de chlorures. [3]

### **II.3. Propriétés physico-chimiques globales des pétroles bruts liées au transport, au stockage et au prix**

Les pétroles bruts se présentent le plus généralement sous la forme de liquides plus ou moins visqueux. Leur couleur varie du vert (brut de Moonie : Australie) au brun noir (brut de Ghawar: Arabie Saoudite). Ils dégagent une odeur d'hydrogène sulfuré, de térébenthine ou simplement d'hydrocarbure. Leur composition chimique est très complexe et dépend essentiellement de leur âge, c'est-à-dire de l'étape d'évolution du kérogène.

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage, et bien entendu, le prix. [4]

### **II.3.1. Densité (specific gravity) des pétroles bruts**

Elle exprime le rapport du poids d'un certain volume de produit à une température T (en °C) au poids d'un même volume d'eau à 4°C. La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. La densité est exprimée le plus souvent en degrés API.

Au chargement et au déchargement des pétroliers, la densité du brut est mesurée afin d'examiner si elle est conforme au cahier des charges dans le cas où le paiement se fait sur la base du baril, ou pour transformer ce volume en poids, si les transactions sont basées sur un prix à la tonne. [4]

### **II.3.2. Viscosité des pétroles bruts**

La viscosité est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole brut dans un tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminée : c'est la viscosité cinématique, exprimée en mm<sup>2</sup>/s.

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffinerie, ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs. [6]

### **II.3.3. Tension de vapeur et point éclair des pétroles bruts :**

La tension de vapeur d'un liquide mesure sa tendance à s'évaporer pour une température donnée. On utilise souvent la TVR (tension de vapeur Reid) mesurée à la température de 37,8°C (100°F). C'est la température minimale à laquelle il faut porter le liquide testé pour que les vapeurs émises brûlent spontanément en présence d'une flamme (explosion-éclair).

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers. Elles sont importantes pour la sécurité lors des opérations de stockage et de transport. [5]

### **II.3.4. Teneur en soufre :**

Les pétroles bruts contiennent des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène dissous, et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur en soufre total d'un brut est comprise entre 0,05 et 5% en poids, rapports qui s'accordent avec la teneur en soufre des débris organiques qui sont à l'origine des pétroles bruts (plantes, algues marines, bactéries...).

La connaissance de la nature et de la quantité de produits sulfurés contenus dans les bruts et les coupes pétrolières est d'une importance primordiale, car elle constitue une contrainte dans l'établissement du schéma de raffinage et l'élaboration des produits finis. En effet, certains de ces produits contiennent ou engendrent des composés corrosifs au cours des diverses opérations de raffinage. Ils diminuent la durée de vie de certains catalyseurs (reformage catalytique), détériorent la qualité des produits finis en altérant leur couleur et en leur conférant une odeur désagréable, réduisent la durée de vie des huiles lubrifiantes, sans parler de la pollution atmosphérique (formation de  $SO_2$  et  $SO_3$  au cours de la combustion des produits pétroliers), et des incendies causés par le contact entre le sulfure de fer des tuyauteries corrodées et l'air. Tous les pétroles bruts dont la teneur en soufre dépasse 1% sont dits corrosifs d'où la nécessité d'un traitement d'adoucissement pour les rendre conformes aux spécifications en vigueur. [4]

### **II.3.5. Teneurs en eau, sédiments et sels des pétroles bruts :**

Les pétroles bruts contiennent, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins.

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchages, empoisonnement de catalyseurs, etc.). [6]

Le tableau suivant donne quelques caractéristiques de certains pétroles :

Tableau II.1: Caractéristiques de certains pétroles bruts [7]

Nom du pétrole	Gravity API	Teneur en soufre (% en poids)	Appellation
<b>Brent</b>	<b>38,0</b>	<b>0,40</b>	Léger doux
<b>West Texas Intermédiaire (WTI)</b>	<b>36,4</b>	<b>0,48</b>	Léger doux
<b>Dubaï</b>	<b>31,0</b>	<b>2,00</b>	Moyen sulfuré
<b>Sahara Blend</b>	<b>45,0</b>	<b>0,13</b>	Léger doux
<b>Venezuela</b>	<b>17,4</b>	<b>2,40</b>	Lourd sulfuré

## II.4. But de traitement des effluents des puits

Pour des raisons sécurités :

- H<sub>2</sub>S : Danger pour l'homme
- Stabiliser : Limiter le dégazage et réduire les risques d'explosion.

Pour des raisons techniques :

- Produits stables (spécification de tension de vapeur à respecter ; pour cela on doit stabiliser le brut). Un produit stable signifiant qu'il n'évoluera pas dans le temps. Plutôt il sera stabilisé, plus faible sera son dégazage.
- Produits mesurables (c'est à dire qu'on peut le compter, sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues)
- Produits pompables
- Produits non incrustants (c'est à dire que ces produits n'ont pas la propriété de recouvrir les corps des tuyaux, des citernes, d'une couche minérale (paraffines,...) par exemple dépôts de sulfates carbonates etc....)

Pour des raisons commerciales :

- Produits anhydres (les clients ne veulent pas transporter de l'eau)
- Produits non corrosifs (protection du pétrolier, des raffineries et des clients : sels -H<sub>2</sub>S) Pour assurer :
- Le transport en toute sécurité (ça veut dire limiter les dégazages dans les pétroliers avec les risques d'explosion qui peuvent en découler)

- La fourniture régulière des hydrocarbures produits (bien traiter par exemple, les moussages, les émulsions pour éviter l'arrêt de la chaîne de traitement)

## II.5. Normes et spécifications

Quelque soit le type de brut à traiter, pour être stocker, transporter et commercialiser il doit répondre aux spécifications suivantes :

✚ TVR	7 à 10.5 PSI	
✚ H <sub>2</sub> S		
	Méditerranée	30 - 40 ppm masse
	Moyen-Orient	70 - 80 ppm masse
✚ Teneur en eau	0,1 % vol	
✚ Teneur en sel	40 - 60 mg/l équivalent NaCl	[7]

## II.6. Procédés de traitement et de stabilisation du pétrole brut

La stabilisation du brut produit par un gisement consiste à satisfaire certaines spécifications, par conséquent, il doit subir certains traitements qui se font généralement en plusieurs étapes :

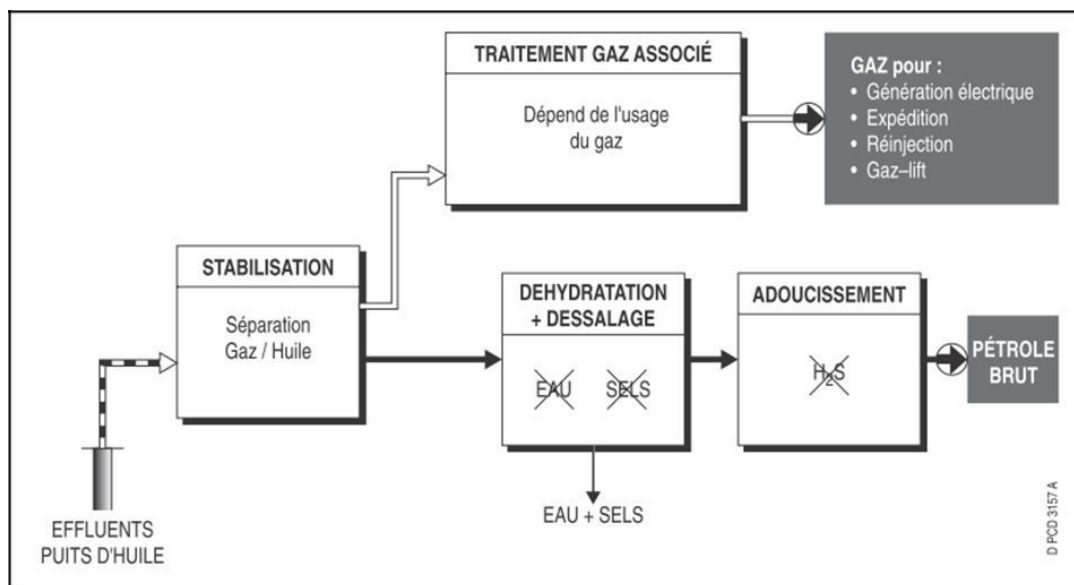


Figure II.2 : Exemple de schéma bloc de traitement d'huile sur champ [1]

### III.6.1. Les procédés physiques de séparation

La pression de vapeur d'un pétrole brut, à la sortie du puits, peut atteindre 20 bars. Si on devait le stocker et l'expédier dans ces conditions, il faudrait utiliser des capacités épaisses et lourdes. Pour cela, on amène cette pression à des valeurs plus basses (< 1 bar) en séparant les constituants à forte tension de vapeur, par

une série de détentes (1 à 4) dans des appareils appelés "séparateurs", dont le rôle est d'éliminer l'eau de gisement, de traiter l'huile pour qu'à pression atmosphérique il n'y ait pratiquement plus de dégagement gazeux, de libérer un gaz qui soit le plus sec possible.

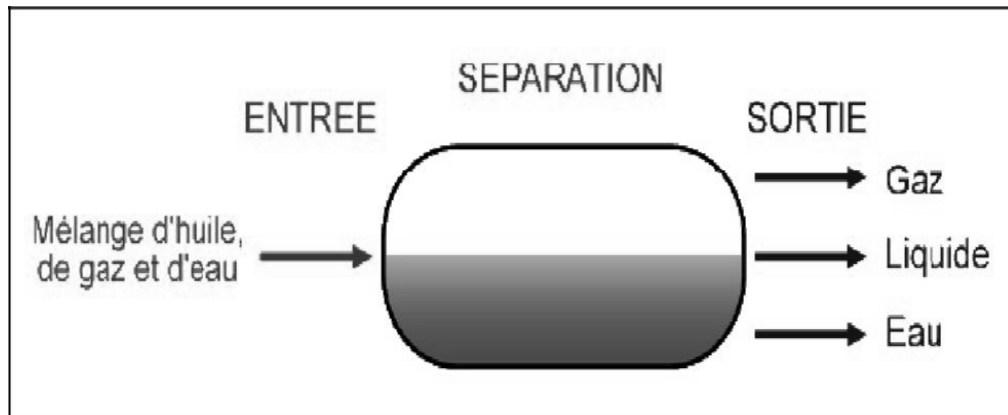


Figure II.3 : Principe de la séparation

Les séparateurs sont placés donc en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes.

Un séparateur est une capacité sous pression, incorporée à un circuit, sur lequel elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. Il 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.

Selon l'usage auquel on les destine, on distingue :

- Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensats ;
- Les séparateurs gaz / huile ;
- Les séparateurs d'eau libre ;
- Les scrubbers (ex : ballon de torche).

### III.6.2. Dessalage et élimination de l'eau

Le dessalage est une opération essentielle, car elle conditionne la bonne marche des traitements, et permet d'éviter l'encrassement et la corrosion des équipements.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

- La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage) :

Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut préchauffé. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels; il faut que l'émulsion eau-brut soit assez fine. Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur.

- La coalescence des gouttelettes d'eau:

L'émulsion eau-brut, mélange intime de deux liquides non miscibles, est constituée par une phase continue (le brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme de gouttelettes dont les dimensions varient de 1 à 10  $\mu\text{m}$ ). Asphaltènes et solides finement divisés (sulfure de fer, par exemple) sont adsorbés à l'interface eau-huile, formant un film visible au microscope. Ces agents stabilisent l'émulsion.

La coalescence est provoquée par un champ électrostatique. Elle s'effectue par le biais des forces d'attraction des gouttelettes entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau (qui tendent à s'orienter) et de l'agitation créée par le champ électrique.

- La décantation :

Après coalescence les gouttelettes d'eau acquièrent une masse suffisante pour tomber par gravité au fond du dessaleur où elle va être automatiquement purgée.

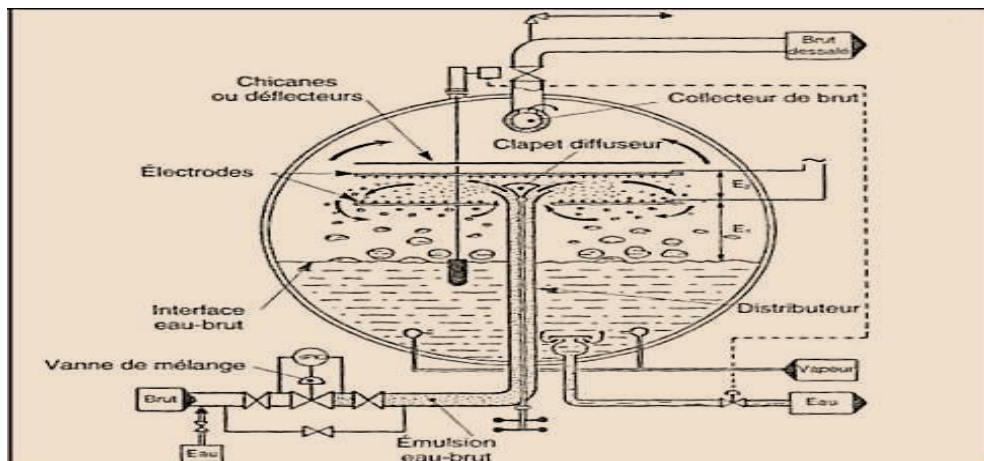


Figure II.4 : Vu en coupe d'un dessaleur [19]

Une bonne efficacité de l'opération de dessalage nécessite :

- une température assez élevée (110°C à 150°C), et cela d'autant plus que le brut est plus lourd et plus visqueux, afin de faciliter la décantation eau-brut ;
- une injection d'eau représentant de 3 à 8 % en volume par rapport au brut, selon la difficulté de dessalage du brut ;
- un temps de séjour du brut assez long (20 à 30 minutes) dans le ballon dessaleur ce qui explique ses dimensions relativement imposantes ;
- l'aide éventuelle d'un désémulsifiant.

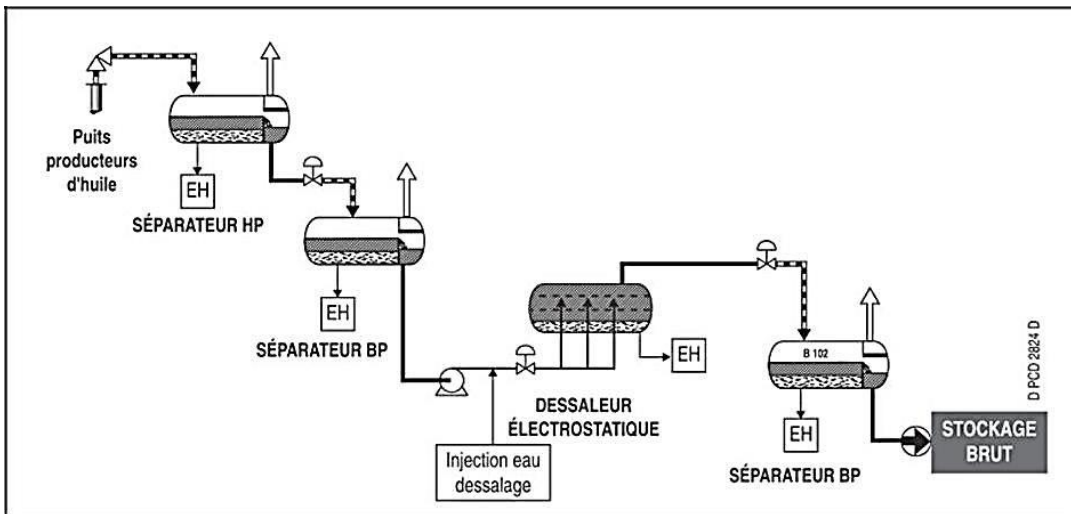


Figure II.5 : Exemple de schéma simplifié de stabilisation de brut munie d'un dessaleur électrostatique [1]

### II.6.3. L'adoucissement du brut

Pour des bruts très acides (riches en  $H_2S$  et  $CO_2$ ), la stabilisation du brut par simple séparation multi étagée n'est généralement pas suffisante pour retirer le gaz acide. Dans ce cas, il est d'usage de stripper le brut :

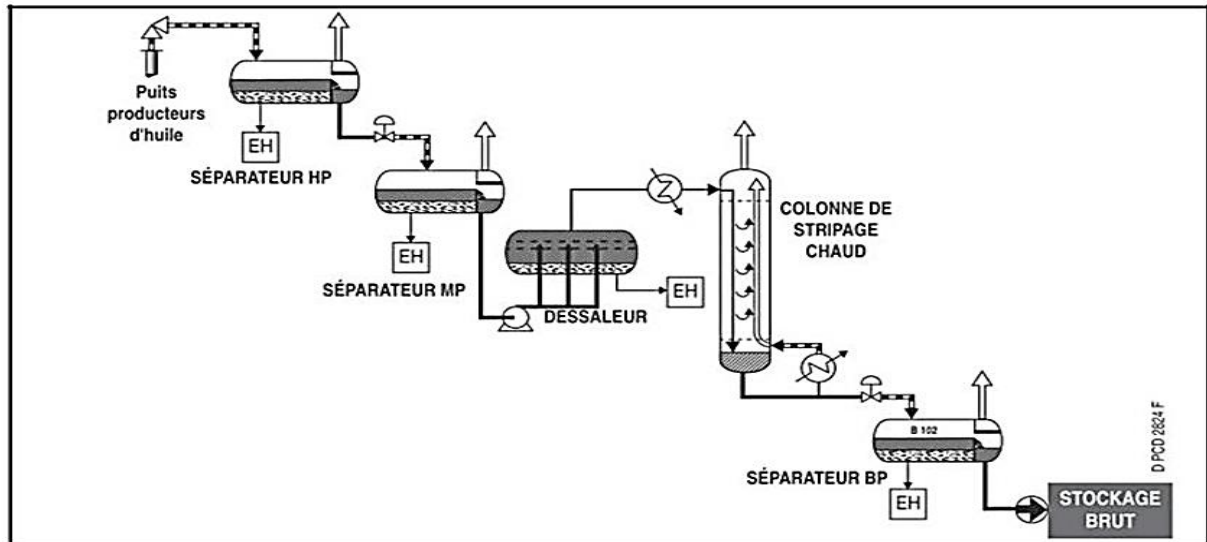


Figure II.6 : Exemple de schéma simplifié de stabilisation de brut munie d'un adoucissement par stripping [1]

## II.6.4. La stabilisation

Pour ramener le brut aux spécifications de TVR Souvent la simple séparation physique n'est pas suffisante. Il faut alors prévoir un traitement additionnel qui consiste généralement en un chauffage du brut pour améliorer le dégazage ; ce chauffage peut être accompagné d'une distillation (Souvent par Stripping pour limiter les pertes en constituants « semi légers » ou « semi lourd » comme les C5, voire les C6 dans la phase gaz extraite du brut).

### Conclusion :

Le pétrole brut est de nature complexe, instable, et contient plusieurs produits nocifs ; d'où la nécessité de son traitement sur champ avant son acheminement vers les centres de traitement aval.

# **Chapitre III: Les colonnes à plateaux**

# Chapitre III : Les colonnes à Plateaux

## Introduction

La distillation est l'opération unitaire la plus utilisée dans l'industrie chimique et l'industrie pétrolière. Son principe de fonctionnement consiste à mettre en contact une vapeur et un liquide circulant à contrecourant de manière à effectuer une séparation entre les constituants présents dans la charge grâce à un transfert de matière, dont la force motrice dépend d'une part des différences de concentration, d'autre part des équilibres liquide/vapeur intervenant entre ces deux phases. Cette opération unitaire se représente de manière idéale par une cascade d'étages théoriques, c'est-à-dire d'éléments dans lesquels le contact entre les deux phases est suffisamment long pour que le flux vapeur sortant soit en équilibre avec le liquide sortant.

## III.1. Les équipements des colonnes

### III.1.1. Viroles

La virole est l'enveloppe de la colonne. Elle doit résister aux efforts de pression, de dilatation et éventuellement aux effets du vent et aux séismes.

La virole peut être constituée de sections de différents diamètres. Si le débit et les propriétés physiques du flux de vapeur varient fortement entre le pied et la tête de colonne, il sera plus économique d'ajuster la colonne aux conditions opératoires et de prévoir une colonne à deux ou même trois diamètres.

On peut distinguer deux types de virole :

- Virole monobloc
- Virole en tronçons

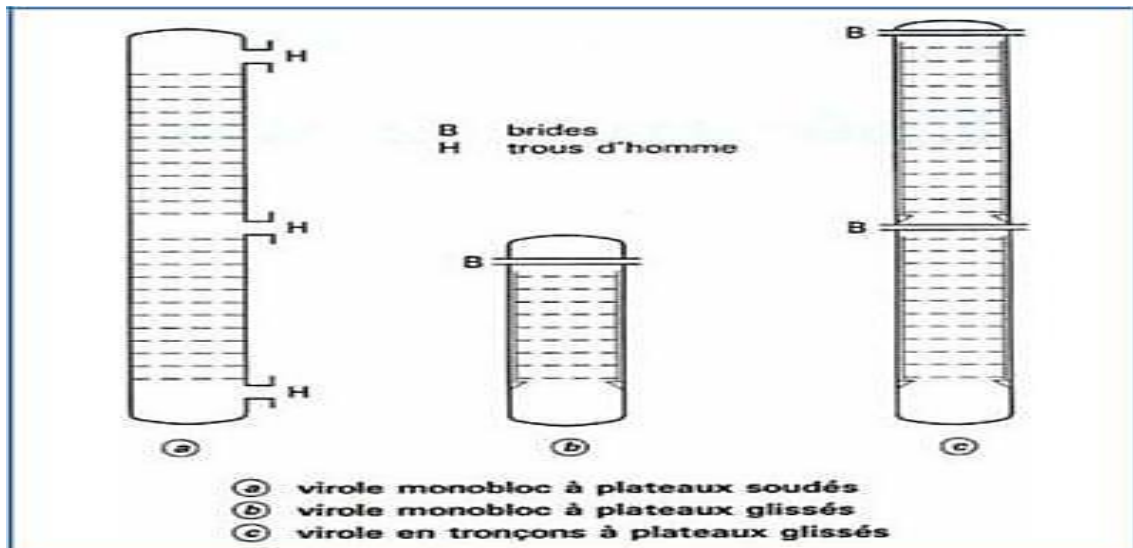


Figure III.1 : Types des viroles

La virole comporte souvent :

- Des orifices de visite
- Des tubulures fonctionnelles : alimentation, soutirages latéraux, liaisons au condenseur, liaisons au rebouilleur, tubulures de contrôle (piquage de mesure). [5]

## III.2. Les plateaux :

Le plateau est l'élément actif de la colonne : il a pour fonction la mise en contact de la phase liquide et de la phase gazeuse de façon à amener celles-ci le plus près possible de l'état d'équilibre.

Les plateaux peuvent se ranger en deux grandes catégories :

- les plateaux à courants croisés avec trop-plein : la phase gazeuse ascendante traverse le liquide qui se déplace horizontalement sur le plateau. Un barrage de sortie maintient une couche de liquide sur le plateau. Le liquide s'écoule par gravité d'un plateau à l'autre par une conduite (trop-plein).
- les plateaux à contre-courant sans trop-plein : ne comportent ni barrage de sortie ni trop-plein, le liquide et la vapeur s'écoulent par les mêmes orifices (trous ou fentes). [5]

### III.2.1. Types des plateaux

#### III.2.1.1. Plateau à calottes (bubble cap tray)

Il est constitué d'une plaque perforée, chaque trou étant muni d'une cheminée; celle-ci sert à guider une calotte dont la fixation est assurée par une tige et un contre-écrou. Une centaine de formes différentes de calottes ont été imaginées et conduisent à des efficacités de contact plus ou moins

bonnes. Une certaine quantité de liquide est maintenue sur le plateau grâce à un déversoir qui assure l'écoulement du liquide vers le plateau inférieur. [8]

### **III.2.1.2. Plateau perforé à déversoir (sieve tray)**

Ces plateaux gèrent le flux liquide de manière tout à fait classique à l'aide de déversoirs ; par contre, le passage de la vapeur est assuré par de simples perforations dans les plaques formant l'aire active.

Bien que connu depuis fort longtemps, les plateaux perforés sont peu utilisés dans l'industrie pétrolière. S'ils ont l'avantage d'être moins chers que les autres technologies, dans la mesure où la mise en forme de l'aire active ne requiert qu'un simple emboutissage des plaques, leur défaut majeur est leur manque de flexibilité. [8]

### **III.2.1.3. Plateau à jets directionnelles (Jet tray)**

La construction de ce plateau est inspirée du même souci de simplicité et faible prix de revient que pour le plateau perforé, et réduction du gradient liquide par échappement orienté de la vapeur sous les languets. Dans le modèle « Float valve tray », ces derniers sont mobiles et articulés au plateau par une charnière, ce qui les apparente au modèle à soupapes. [8]

### **III.2.1.4. Plateau à clapets (valve tray)**

Il constitue un compromis entre les deux types précédents. C'est un plateau perforé, dont les orifices sont équipés de clapets. La hauteur de soulèvement de ces derniers est fonction du débit de vapeur, qui s'échappe horizontalement dans le liquide, exactement comme aux fentes des calottes. Les plateaux à clapets se sont progressivement substitués aux plateaux à calottes, car leurs performances sont légèrement supérieures, pour un prix de revient plus faible. Il existe une grande variété de formes des clapets : ronds, triangulaires ou allongés. [8]

### **III.2.1.5. Plateau sans déversoirs**

Ils sont du type perforé, donc de construction peu onéreuse. Liquide et vapeur s'écoulent à contre-courant par les mêmes orifices, de sorte que l'ensemble peut être traité comme une colonne à garnissage. Le niveau liquide sur le plateau correspond à la balance dynamique des écoulements liquide et vapeur à travers les trous. Parmi ces modèles de plateaux, on trouve les marques : « Sieve tray », « Turbogrid » et « Ripple tray ».

Ces plateaux ont une bonne efficacité tant que les débits ne s'écartent pas beaucoup de ceux prévus par le calcul. [8]

### III.2.1.6. Plateau Uniflux

C'est une variante du plateau à calottes. Le plateau est décomposé en bandes ayant une section en S et l'échappement de la vapeur aux échancrures s'effectue uni directionnellement vers le déversoir aval, ce qui tend à favoriser l'écoulement liquide sur le plateau. Par contre, la dispersion de la vapeur dans le liquide est moins homogène que pour les types précédents.

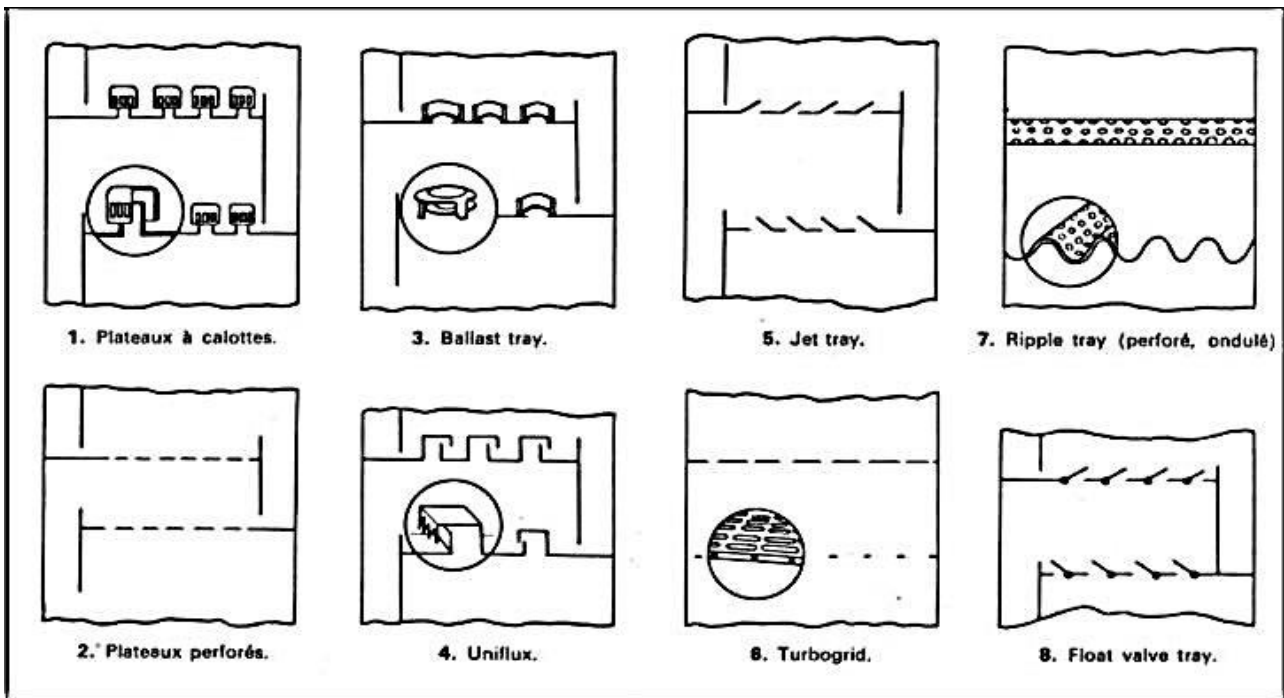


Figure III.2 : Types des viroles [7]

## III.2.2. Eléments constitutifs des plateaux

### III.2.2.1. Trop-plein

Le trop-plein est l'organe de descente du liquide d'un plateau à l'autre. Il comprend deux parties distinctes : le déversoir ou seuil, et le trop-plein proprement dit, ou queue de trop-plein. La première partie assure un niveau de liquide à peu près constant sur le plateau, la seconde conduit le liquide vers le plateau inférieur et plonge dans le liquide de celui-ci.

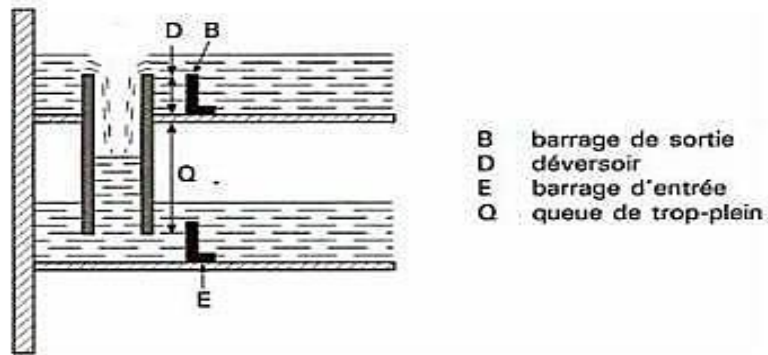


Figure III.3 : Trop plein vu en coupe [9]

### III.2.2.2 Barrages

Les plateaux à déversoir comportent un certain nombre de barrages placés perpendiculairement à l'écoulement du liquide :

- A l'entrée du liquide sur le plateau, un barrage régularise l'écoulement du liquide sur le plateau.
- A la sortie d'un plateau, le déversoir maintient une certaine hauteur liquide sur le plateau ; il peut être précédé ou non d'un barrage qui protège le trop-plein contre les mousses et les projections.

Les barrages sont des plats ou des cornières en même matériau que le plateau.

### III.2.2.3 Autres éléments d'une colonne

On trouve des plateaux spécialement aménagés pour l'introduction de la charge, qui vont différer suivant que celle-ci est liquide, mixte ou vapeur, et selon que le plateau est à une ou plusieurs passes.

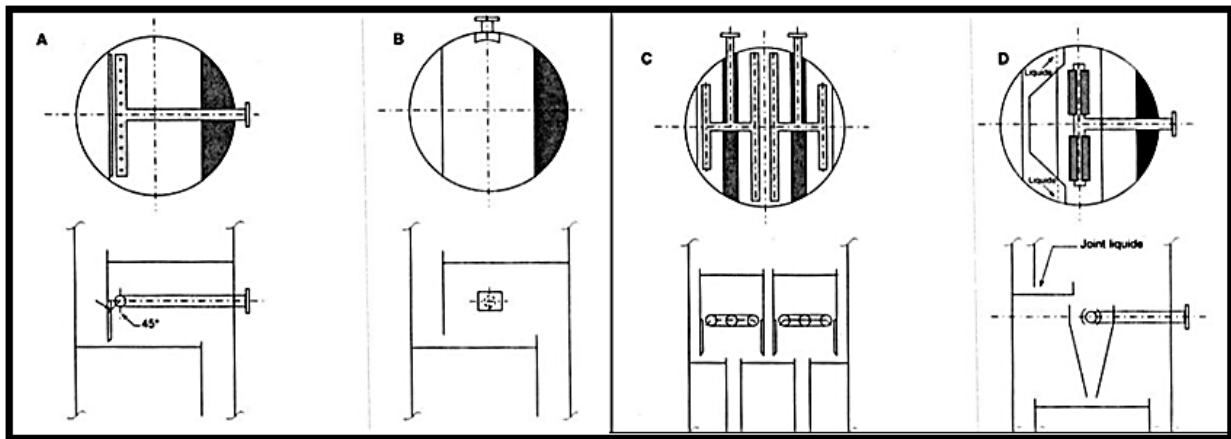


Figure III.4 : Types de systèmes d'introduction de charge, A. Introduction de charge liquide sur un plateau à simple passe. B. Introduction de charge vapeur sur un plateau à simple passe. C. Introduction de charge liquide sur un plateau à 4 passes. D. Introduction de charge mixte à la transition entre un plateau à simple passe et un plateau à double passe [9]

L'Introduction du reflux sur le plateau de tête est souvent effectuée au-dessus du plateau de tête, il est nécessaire de prévoir une hauteur de désengagement suffisante pour limiter les entraînements de liquide dans la ligne d'évacuation des vapeurs. Ainsi, on laisse généralement une distance entre le plateau et la soudure du fond supérieur avec un minimum de 1 mètre.

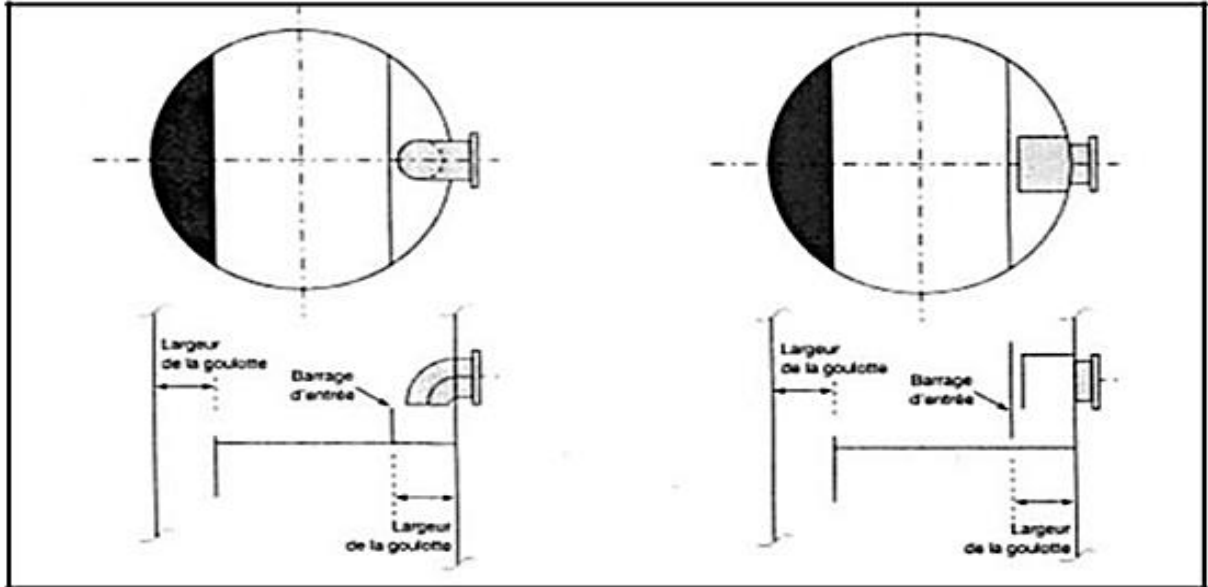


Figure III.5 : Exemples d'aménagement pour l'introduction du reflux sur un plateau [9]

Certains plateaux peuvent être aménagés pour un soutirage intermédiaire de liquide. Alors que le soutirage en fond de colonne se fait directement à partir d'une goulotte de descente débouchant dans le fond de colonne au centre ou en paroi.

Le volume de liquide en fond de colonne doit être tel qu'il assure un temps de séjour en rapport avec la régulation mise en place pour le soutirage, comme pour un ballon. Ainsi, ce temps de séjour peut être de 2 min pour un simple envoi à un stockage avec une simple régulation de niveau. Par contre, si on souhaite assurer une relative stabilité du débit liquide soutiré, le temps de séjour peut varier entre 5 et 15 min suivant la nécessité de constance du débit.

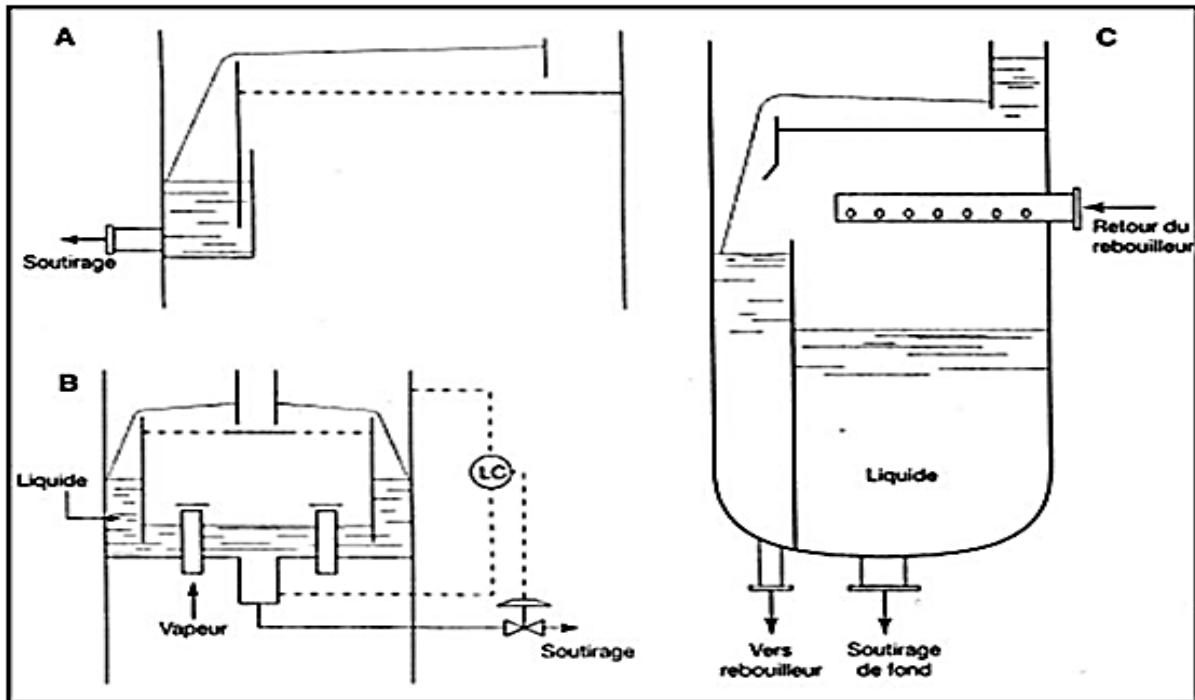


Figure III.6 : Schémas de variantes pour le soutirage de la phase liquide d'une colonne. A. Soutirage latéral d'un plateau à une passe. B. Soutirage central d'un plateau à deux passes. C. Soutirage en fond de tour [9]

### III.2.3 Les équipements parallèles des colonnes

- **Echangeurs :**

Placés en amont et/ou en aval des colonnes, ils permettent de préchauffer et/ou de refroidir les effluents entrant et/ou sortant de la colonne et ainsi d'améliorer le rendement de l'unité.

- **Rebouilleur :**

Pour assurer la température du fond de colonne nécessaire à la séparation.

- **Les pompes de reprise :**

Lorsque cela est nécessaire (pression insuffisante), on utilise des pompes pour reprendre les liquides récupérés en fond de colonne. Elles sont aussi souvent utilisées pour le reflux des colonnes.

- **Autres équipements :**

Bien sûr selon les procédés d'autres équipements peuvent être dans l'environnement de colonnes telles que les fours, les filtres, etc... [7]

### III.3. Dysfonctionnement des colonnes

De mauvais choix de vitesses de vapeur ou de débits des liquides peuvent provoquer des dysfonctionnements de type hydraulique, qui vont nuire aux performances. On distingue classiquement .

#### III.3.1 L'engorgement (flooding)

qui intervient aussi bien pour la vapeur que pour le liquide

-Le soufflage (blowing) :

Se produit pour des débits vapeur trop élevés par rapport au trafic liquide. Il y a formation d'un brouillard finement dispersé au dessus de la zone de contact. Cette situation conduit à un mauvais transfert liquide-vapeur, avec formation de mousse et de fines gouttelettes entravées vers les plateaux supérieurs.

-L'engorgement par entraînement (jet flooding) :

L'accroissement simultané des débits liquide et vapeur, situation courante lorsque l'on recherche une capacité maximale, se rapproche du phénomène précédent. L'entraînement liquide vers le plateau supérieur augmente alors en raison de l'accroissement de la hauteur liquide sur le plateau, ce qui réduit la hauteur de désengagement de la vapeur. Le fonctionnement devient instable.

-L'engorgement par charge liquide excessive :

Le débit de liquide aéré provenant de l'aire active et alimentant le déversoir est trop important, ce qui provoque un débordement. Ce phénomène peut être dû à un mauvais désengagement de la vapeur (système moussant ou aire du déversoir trop faible), une perte de charge excessive sur la vapeur, un jeu sous le déversoir trop faible, un espacement entre plateau insuffisant... [8]

#### III.3.2 Le pleurage (weeping)

Les plateaux perforés ou à clapets sont, par nature, non étanches; il existe donc toujours une légère fuite de liquide, qui reste acceptable et ne perturbe pas trop l'efficacité. Toutefois, en deçà d'un certain débit de vapeur, la poussée hydrostatique n'étant plus suffisante, le liquide s'écoule au travers des orifices. Cette fuite, ou pleurage, est extrêmement néfaste en raison du remélangeage qu'elle crée.

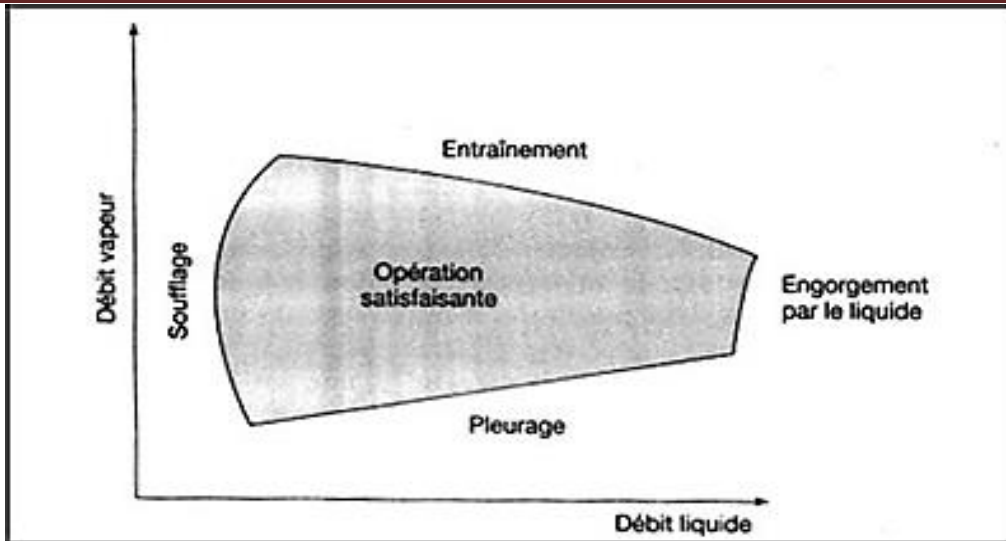


Figure III.7 : Exemple de domaine de fonctionnement pour un plateau [7]

Afin d'illustrer ces définitions, examinons quel serait le comportement d'un plateau dans différentes situations s'écartant des fourchettes de débits liquide et vapeur pour lesquelles il a été dimensionné :

- **Débit vapeur plus élevé** : la vitesse d'éjection au travers des orifices de l'aire active augmente et peut entraîner des phénomènes variés tels que le soufflage, un accroissement de la hauteur de liquide sur les plateaux provoquant l'engorgement et/ou un accroissement de la perte de charge pouvant induire la saturation des déversoirs. En tout état de cause, il s'en suivra un entraînement excessif de liquide vers les plateaux supérieurs, provoquant une baisse d'efficacité.
- **Débit liquide plus élevé** : Un trafic liquide trop élevé peut entraîner un engorgement des déversoirs par désengagement insuffisant et, si le débit vapeur est faible, un pleurage excessif lié à l'augmentation de la charge statique liquide sur les plateaux. Par ailleurs, il peut en résulter une mauvaise répartition liquide sur l'aire active des plateaux, induisant là aussi une perte d'efficacité.
- **Débit vapeur plus faible** : Un débit vapeur trop faible peut entraîner le pleurage et une perte d'efficacité liée à un contact gaz-liquide moins efficace.
- **Débit liquide plus faible** : Un débit liquide trop faible peut entraîner le soufflage de ce liquide si le trafic vapeur est trop élevé, ou le passage éventuel de vapeur par les déversoirs, et là encore une perte d'efficacité. [9]

### III.4 Influence des diverses paramètres sur le fonctionnement des colonnes

Pour assurer le fonctionnement d'une colonne, il faut évidemment connaître les valeurs des paramètres pour lesquelles elle a été calculée (débit et température d'alimentation, titres de l'alimentation et des produits (distillat et résidu), pression de fonctionnement, etc.), et les valeurs des variables résultantes (débits des produits, températures et pertes de charge dans la colonne), quand la colonne fonctionne en régime permanent et assure la séparation désirée. Cet ensemble de données constitue les conditions d'étude de la colonne. Il faut aussi connaître la façon dont les différentes variables sont modifiées quand les paramètres prennent des valeurs autres que celles utilisées pour le calcul. Les tableaux ci-dessous donnent les variations qu'ont subies les titres, les températures et la perte de charge, lorsqu'un nouvel équilibre s'est établi après diminution du paramètre considéré

Tableau III.1: Influence de la variation de certains paramètres sur le fonctionnement de la colonne (cas de débit de distillat fixé) [11]

Influence d'une diminution de :		$X_D$	$X_E$	$T_N$	$T_E$	$\Delta P$
Débit de distillat fixé	1 - chauffage (pression de vapeur ou débit de chaleur) :	↘	↗	↗	↘	↘
	2 - pression dans le condenseur	↗	↘	↘	↘	↗
	3 - débit d'alimentation	↘	↘	↗	↗	↘
	4 - titre de l'alimentation en produit volatil	↘	↘	↗	↗	→
	5 - température de l'alimentation	↘	↗	↗	↘	↘
	6 - refroidissement (diminution du débit ou augmentation de la température du fluide réfrigérant)	→	→	→	→	colonne → condenseur ↗
	7 - débit de distillat	↗	↗	↘	↘	faible en général ↘

Tableau III.2: Influence de la variation de certains paramètres sur le fonctionnement de la colonne (cas de débit de taux de reflux fixé) [11]

Influence d'une diminution de :		$X_D$	$X_E$	$T_N$	$T_E$	$\Delta P$	$D$	
Taux de reflux fixé	1 - chauffage (pression de vapeur ou débit de chaleur) :	↗	↗	↘	↘	↘	↘	
	2 - pression dans le condenseur	↘	↘	↘	↘	↗	↗	
	3 - débit d'alimentation	↘	↘	↗	↗	↘	→	
	4 - titre de l'alimentation en produit volatil	↘	↘	↗	↗	→	→	
	5 - température de l'alimentation	↗	en général ↘	↘	en général ↗	↘	↘	
	6 - refroidissement (diminution du débit ou augmentation de la température du fluide réfrigérant)	colonne	↗	↗	↘	↘	→	↗
		condenseur					↗	
7 - taux de reflux		↘	↘	↗	↗	→	↗	

### Conclusion

La colonne à plateaux est un équipement d'une importance primordiale dans le procédé de traitement du pétrole brut, d'où la nécessité du bon choix et suivi des paramètres de fonctionnement pour éviter toute sorte de dysfonctionnement.

# Chapitre IV: Partie calcul

## Chapitre IV: Partie calcul

### IV.1 Problématique

L'unité de stabilisation de brut « au niveau service traitement Sud " HMD " », actuellement est à l'arrêt suite l'endommagement des aero-réfrigérants (6/8 détériorer) de refroidissement du gaz de tête de la colonne DA03 qui assurent la température tête de la colonne DA03 à 110°C design par le reflux chaud (les condensats récupérées au niveau ballon de reflux FA01) ;

Dans le but de la réhabilitation de l'unité de stabilisation de brut, on propose de changer le reflux de tête provenant de la condensation des gaz de tête (les condensats récupérées au niveau ballon de reflux FA01), par une partie de la charge provenant de brut d'alimentation de la colonne, avant le préchauffage au niveau de batterie d'échangeur EA01/02 « cas UTBS »

Les condensats non stabilisés récupérer par le système de refroidissement tête de la colonne est acheminer vers l'unité de fractionnement des condensats (UFC) et où vers le service GPL1 dans le but de d'extraire les C3, C4 et de stabilisé les C5+ comme des produits commercialisés.

Le changement effectue sans changer les paramètres de marche de l'unité.

#### IV.1.1. Description de la modification

Rajouter sur le circuit d'alimentation de l'unité (avant l'entrée dans la batterie des échangeurs) un tee avec une vanne de contrôle de débit FRC pour diriger une partie de brut froid vers la tête de colonne de stabilisation pour assurer la température de tête de la colonne à 110°C.

Disposer les condensats récupérées au niveau de système de refroidissement tête de la colonne (Ballon de reflux FA01) vers UFC ou vers GPL1. (Isoler le circuit de reflux chaud par la Fermeture totale de la vanne contrôle de débit FRC04)

La modification est représentée dans la figure suivante :

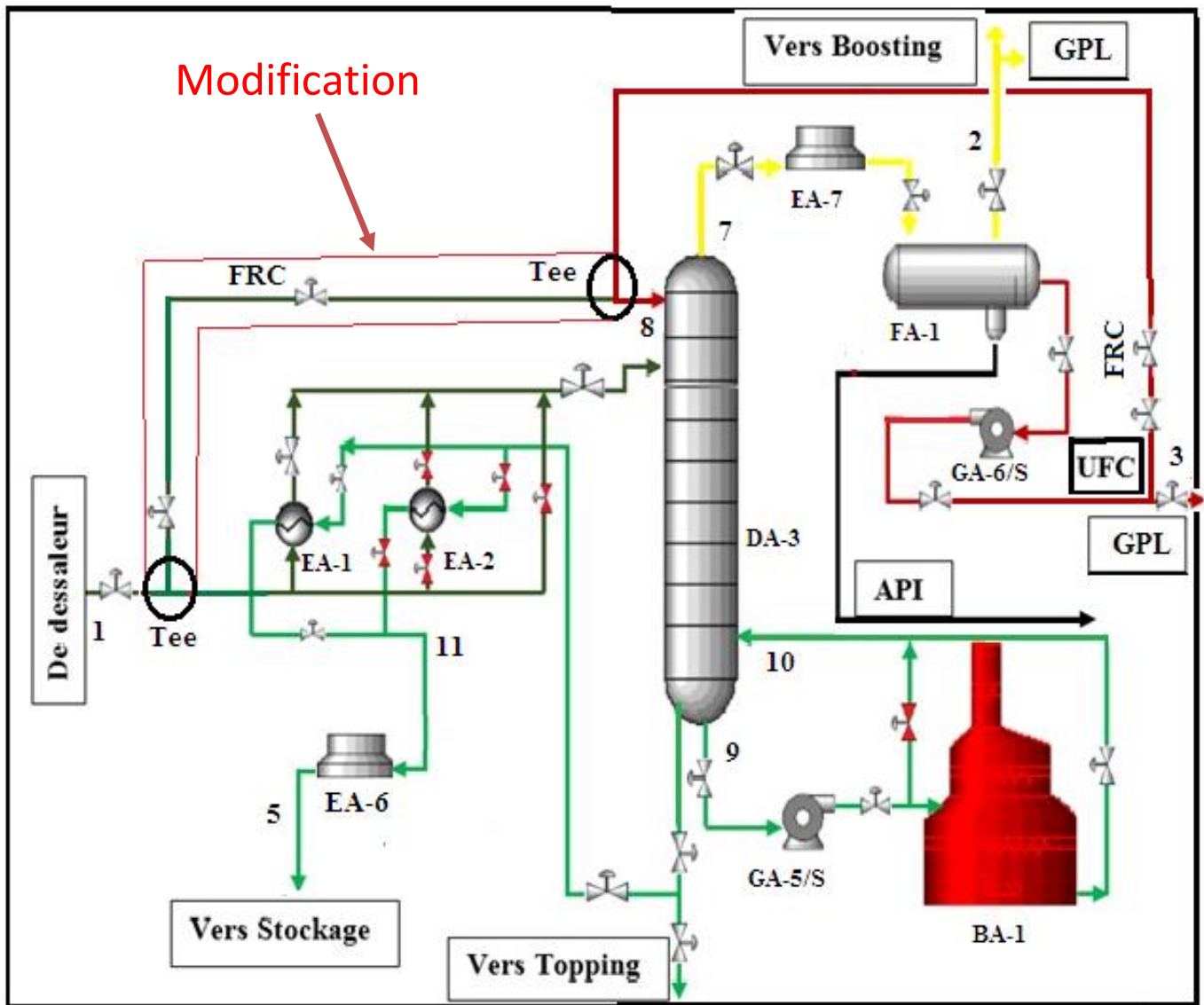


Figure IV.1.: Représentation de la colonne propose avec modification

## **IV.2 Généralités sur la Simulation**

Le développement de l'informatique dans le domaine de simulation, nous permet de résoudre le problème de calcul manuel long, en utilisant comme outil des logiciels de simulation.

Les simulateurs existants tels que Aspen Plus, ChemCAD, Hysim, Hysys, Pro-II sont les plus vendus et qui deviennent de plus en plus indispensables pour concevoir de nouvelles unités et pour optimiser les procédés industriels qui fonctionnent parfois loin de leur optimum.

Cela dit, le simulateur HYSYS est l'un des plus performants logiciels de simulation

### **IV.2.1 La simulation**

La simulation est définie comme étant la représentation d'un phénomène physique à l'aide de modèles mathématiques simples permettant de décrire son comportement.

Autrement dit que La simulation permet de représenter par des modèles mathématiques les différents phénomènes de transfert de masse, d'énergie et de quantité de mouvement qui se produisent dans les différentes opérations unitaires.

### **IV.2.2 Modèle mathématique**

Le modèle mathématique est composé d'une série d'équations développées dans l'objectif de décrire le comportement d'un système donné (opération unitaire: séparation de phases, fractionnement de composants, compression, détente, échange de chaleur ou autre). Ce sont des équations de conservation de masse, d'énergie et de quantité de mouvement. Ces équations peuvent être algébriques ou différentielles.

### **IV.2.3 Utilisation du simulateur**

Le simulateur peut être utilisé lors de la conception d'un procédé industriel afin de :

- Établir des bilans de matière et d'énergie d'un procédé industriel.
- Dimensionner les équipements de ce procédé.

Ou bien dans le suivi des procédés qui sont déjà installés afin de :

- Réajuster les paramètres de fonctionnement dans le cas de changement de compositions de l'alimentation ou des conditions de fonctionnement de certains équipements.
- Déterminer les performances des équipements.

## IV.2.4 Présentation du HYSYS process

### IV.2.4.1 Fonctionnement de HYSYS

- l'utilisateur doit spécifier les constituants du gaz, du liquide ou du mélange.
- Il choisit un modèle thermodynamique.
- Il doit établir le schéma de procédé (PFD).
- Il doit aussi spécifier les paramètres nécessaires pour le calcul de chaque opération unitaire.
- HYSYS peut aussi dimensionner quelques équipements.

### IV.2.4.2 Choix du modèle thermodynamique

Afin de déterminer les propriétés du mélange (masse volumique, enthalpie, etc.) ainsi que les équilibres de phases, l'équation d'état de **PENG-ROBINSON** est celle qui convient le mieux pour les mélanges d'hydrocarbures.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2 + 2bv - b^2}$$

Où Ou

P : la pression du système ;

T : la température,

v : le volume molaire du gaz.

On y reconnaît un terme de répulsion, qui prend en compte le **volume propre des molécules** à l'aide du paramètre **b**, ou covolume, d'une part, et un terme d'**attraction**, ou pression interne, qui est exprimé par le paramètre **a**.

### IV.3 Simulation du cas design

Avant d'introduire toutes modifications au niveau de la colonne concernée par l'étude, il est indispensable de vérifier que la simulation correspond au design de la colonne.

#### IV.3.1 Caractéristiques de la charge d'alimentation de la colonne

Tableau IV.1: les propriétés et composition de la charge

Propriétés		Valeur Numérique
Pression [bar]		21
Température [°C]		25
Débit [kg/h]		3152
P.M [g/mole]		106.59
Composition « Fraction Molaire »	H2O	0.0053
	Nitrogène	0.0041
	CO2	0.0043
	Méthane	0.0763
	Ethane	0.0993
	Propane	0,1097
	i-Butane	0.0197
	n-Butane	0.0758
	i-Pentane	0.0259
	n-Pentane	0.0475
	C6*	0.0723
	C7*	0.0857
	C8*	0.0584
	C9*	0.0584
	C10*	0.0518
C11*	0.0402	
C12+	0,1651	
<b>Total</b>		1

Les composants : C6\*, C7\*, C8\*, C9\*, C10\*, C11\* et C\_12+\* sont des composants Hypothétiques.

La densité et le poids moléculaire de chaque composant est donné dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : la densité et le poids moléculaire des composants hypothétique

Propriétés / composants	C6*	C7*	C8*	C9*	C10*	C11*	C12+
Densité [kg/m <sup>3</sup> ]	705	727.5	738.9	762.8	779.6	794.9	874
MW [g/mole]	86	96	107	121	134	147	277.3

### IV.3.2 Méthodologie de la simulation

#### IV.3.2.1 Simulation de la section Préchauffage de la charge

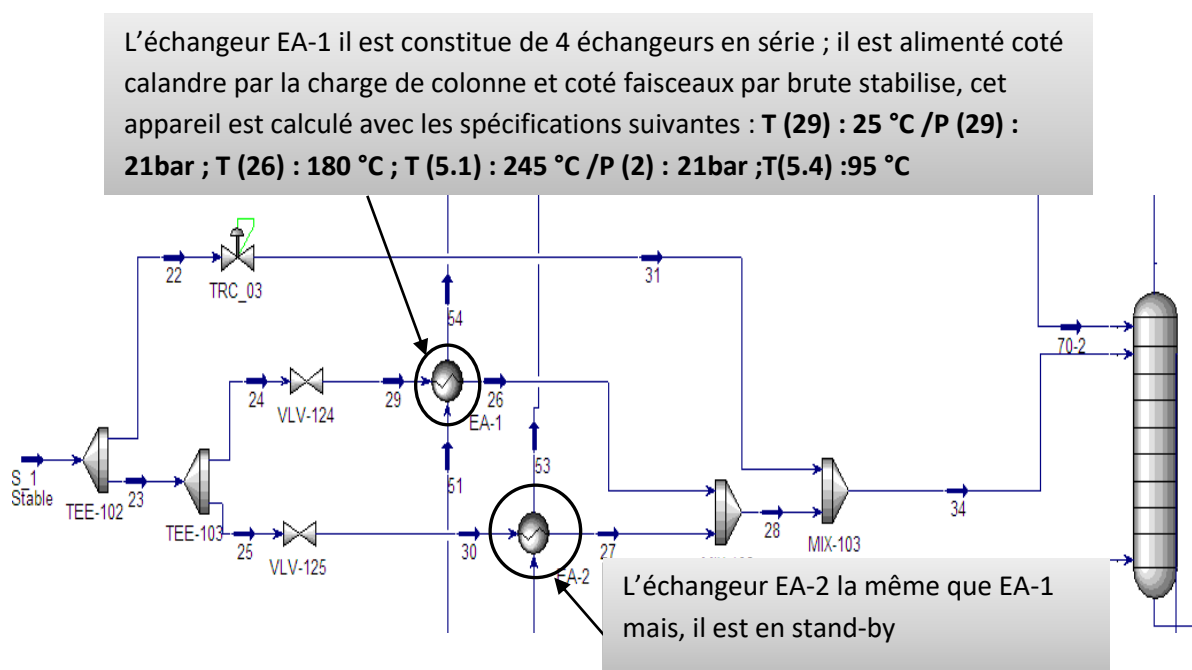


Figure 0.2 : Simulation de la section préchauffage.

### IV.3.2.2 Simulation de la colonne D-01 et section de rebouillage

Tableau IV.3: Les données de la colonne (reflux avec condensat)

Paramètre	Valeur	
Pression [bar]	Tête de la colonne	18.11
	Fond de la colonne	18.31
Température [°C]	Tête de la colonne	110
	Fond de la colonne	245
Alimentation chaude	Numéro de plateau	11 <sup>ème</sup> plateau
	Température [°C]	180
Reflux	Numéro de plateau	Au-dessus de 1 <sup>er</sup> plateau
	Température [°C]	38
	Type de reflux	Condensat
Température sortie four [°C]	272	
TVR [Psi]	10	

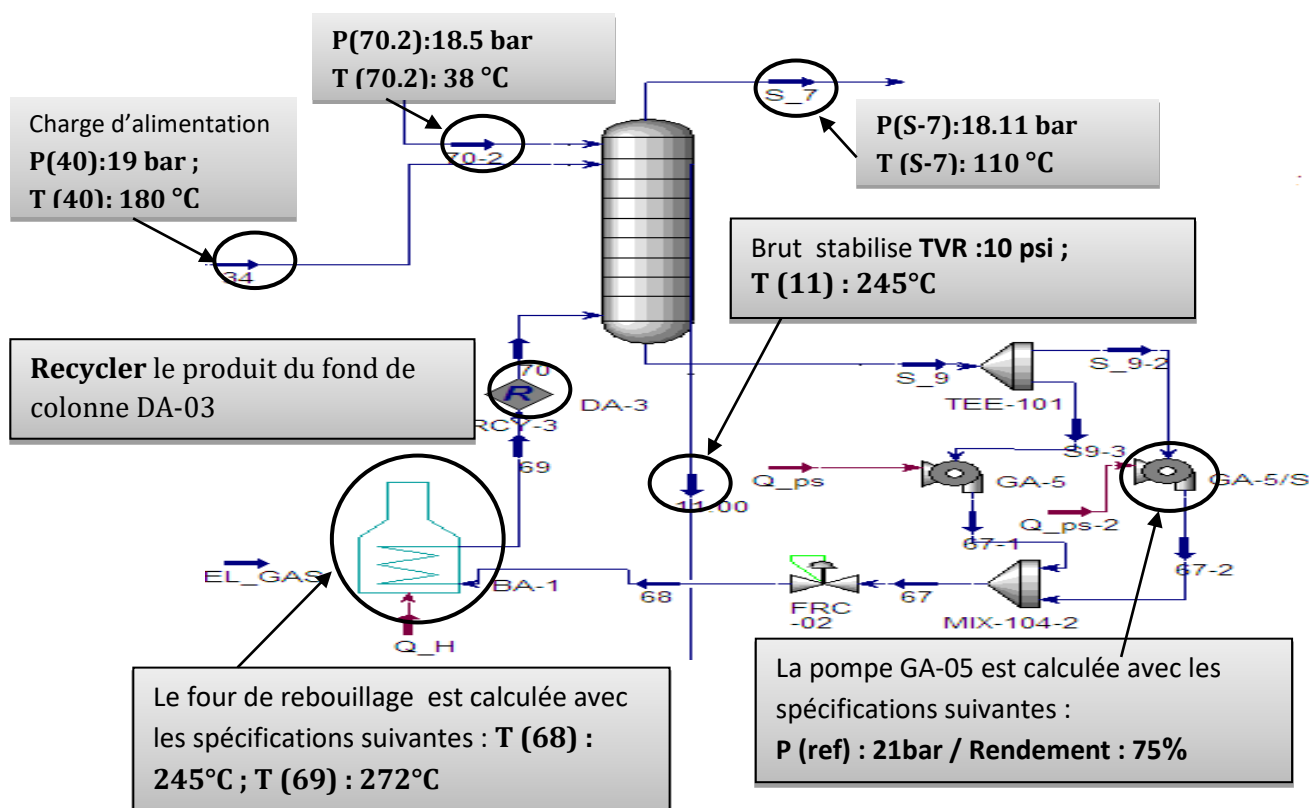


Figure IV.3: Simulation de la colonne DA-3 et section de ru bouillage.

### IV.3.2.3 Simulation de la section de refroidissement

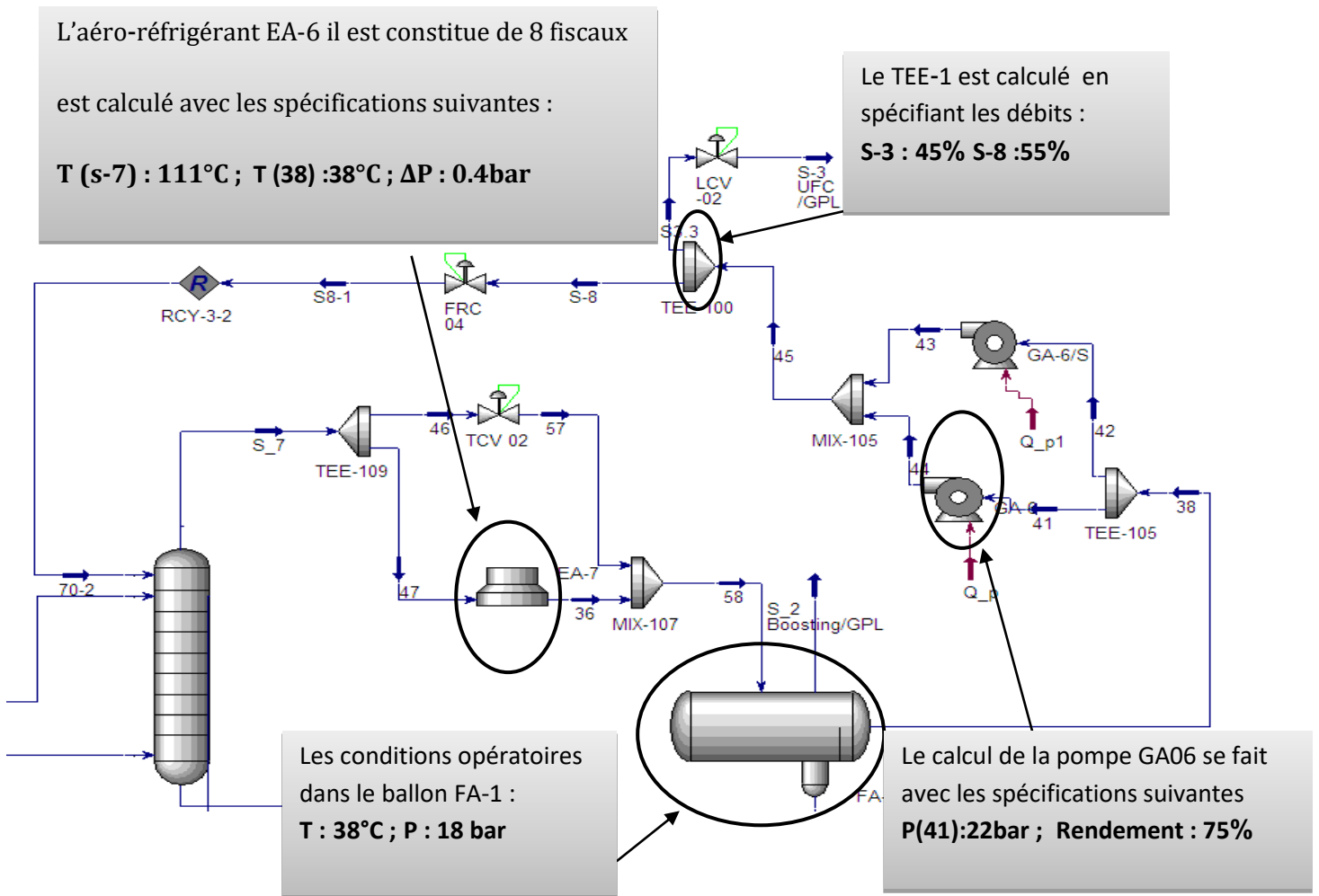


Figure IV.4: Simulation de la section de refroidissement de gaz de tête.

### IV.3.3 Résultats de simulation du cas de design :

Les résultats de simulation du cas de design en utilisant le modèle thermodynamique

Peng Robinson sont reportés dans les tableaux suivants :

Tableau IV.4 : Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points.

Effluent	1	2	3	5	7	8	9	10	11	
<b>PHASE</b>	Mélange	Gaz	Liquide	Liquide	Gaz	Liquide	Liquide	Mélange	Liquide	
<b>MOL %</b>	H2O	0.53	0.22	0.09	0.01	0.92	0.09	0.01	0.01	0.01
	N2	0.41	1.68	0.07	0.00	0.71	0.07	0.00	0.00	0.00
	CO2	0.43	2.40	0.36	0.00	0.84	0.36	0.00	0.00	0.00
	C1	7.63	16.91	3.49	0.00	13.95	3.49	0.00	0.00	0.00
	C2	9.93	31.54	14.51	0.34	20.85	14.51	0.34	0.34	0.34
	C3	10.97	28.06	25.39	3.11	23.32	25.39	3.11	3.11	3.11
	IC4	1.97	3.50	5.14	0.97	3.96	5.14	0.97	0.97	0.97
	NC4	7.58	10.19	19.92	4.33	14.69	19.92	4.33	4.33	4.33
	IC5	2.59	1.8	6.03	2.12	4.14	6.03	2.12	2.12	2.12
	NC5	4.75	2.50	10.60	4.17	7.17	10.60	4.17	4.17	4.17
	C6*	7.23	0.95	9.57	8.96	6.24	9.57	8.96	8.96	8.96
	C7*	8.57	0.25	4.66	12.92	3.01	4.66	12.92	12.92	12.92
	C8*	5.84	0.00	0.16	9.81	0.1	0.16	9.81	9.81	9.81
	C9*	5.84	0.00	0.00	9.86	0.00	0.00	9.86	9.86	9.86
	C10*	5.18	0.00	0.00	8.75	0.00	0.00	8.75	8.75	8.75
	C11*	4.02	0.00	0.00	6.79	0.00	0.00	6.79	6.79	6.79
C12+	16.51	0.00	0.00	27.88	0.00	0.00	27.88	27.88	27.88	
Total	100.00	100.0	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
<b>Poids moléculaire kg/kmole</b>	106.7	31.50	55.76	150.6	46.72	55.76	150.6	150.6	150.6	
<b>Debit massique Kg/h</b>	336344	20799,2	34108,6	281145	87776,	32633,67	508493	508493	281145	
<b>Température °C</b>	25	38	38	54	111	38	245	272	95.0	
<b>Pression bar</b>	21.0	18	19.0	1.6	18.3	18.5	18.31	18.4	18.3	
<b>Débit molaire Kgmol/hr</b>	3152	660.4	611.7	1866	1871	585	3376	3367	1866	
<b>Debit m3/h @ Cond Std</b>	444.1		58.58	348.3	164.7	56.03	630	630	348.3	
<b>Densité 15°C kg/ m<sup>3</sup></b>									794	
<b>TVR Psi</b>									10	

### IV.3.4 La validation de la simulation

La validation de la simulation est nécessaire vue que les résultats obtenus par HYSYS vont être utilisés dans des différents calculs. Afin de valider cette simulation, les données design doivent être disponibles pour avoir une référence à laquelle on peut comparer les résultats obtenus par la simulation HYSYS.

Pour la validation de la simulation, toutes les erreurs calculées ne doivent pas dépasser les huit pour cent (08%), afin de pouvoir valider la simulation ainsi le modèle thermodynamique.

**Remarque :** Les compositions des différentes charges de la colonne est donnée en annexe I.

#### IV.3.4.1 Calcul d'erreur

Le calcul d'erreur se fait au niveau de chaque point ou bien au niveau des points sensibles ; ou il y a un changement de phase ou bien un transfert de matière, et cette erreur est calculée par rapport aux paramètres de design. Pour chaque paramètre, on calcule l'erreur avec la relation suivante :

$$\varepsilon [\%] = \left| \frac{\text{Valeur}_{\text{design}} - \text{Valeur}_{\text{simulation}}}{\text{Valeur}_{\text{design}}} \right| \dots \quad (\text{V.1}).$$

Tableau IV.5: Calcul d'erreur pour la simulation de l'unité de stabilisation

Equipement	Numéro de point	Paramètre	Valeur		Erreur $\epsilon$ [%]
			design	Simulation	
Colonne de stabilisation	1	Poids Moléculaire [g/mole]	106.59	106.7	0.103
		Débit molaire [kgmole/h]	3152.01	3152	0.001
	2	Poids Moléculaire [g/mole]	31.81	31.5	0.97
		Débit molaire [kgmole/h]	624.04	660.4	2.86
		Débit massique [kg/h]	21577	20799.2	3.39
	3	Poids Moléculaire [g/mole]	55.10	55.76	0.57
		Débit molaire [kgmole/h]	576.23	611.7	6.15
		Débit massique [kg/h]	31750	34108.6	7.42
	7	Poids Moléculaire [g/mole]	46.86	46.72	0.16
		Débit molaire [kgmole/h]	1843.51	1871	1.49
		Débit massique [kg/h]	85285	87776	2.92
		Température [°C]	110	111	0.9
	8	Poids Moléculaire [g/mole]	55.10	55.76	1.19
		Débit molaire [kgmole/h]	575.72	585	1.6
		Débit massique [kg/h]	31721	32633.67	2.87
	11	Poids Moléculaire [g/mole]	149.88	150.6	0.48
Débit molaire [kgmole/h]		1884.22	1866	0.96	
Débit massique [kg/h]		282405	281145		
Température [°C]		95	90	5.68	

#### IV.3.4.2 Interprétation des résultats de validation du simulation

Comme les calculs le montre, la totalité des erreurs calculées n'excèdent pas les huit pourcent (08%), ce qui nous permet de dire que la simulation est plus en moins proche de la réalité, ainsi ; ces erreurs confirment la validité de modèle thermodynamique utilisé ; On peut faire une modification sur la colonne et étudier ce cas.

## IV.4.Simulation cas proposé (Cas double charges)

Dans ce cas on a 2 d'aéro-réfrigérants, les restes endommagé

### IV .4.1. Méthodologie de la simulation

#### IV.4.1.1 Simulation de la section Préchauffage de la charge

L'échangeur EA-1 il est constitue de 4 échangeurs en série ; il est alimenté coté calandre par la charge de colonne et coté faisceaux par brute stabilise, cet appareil est calculé avec les spécifications suivantes : T (29) : 25 °C /P (29) : 21bar ; T (26) : 180 °C ; T (5.1) : 245 °C /P (2) : 21bar ;T(5.4) :95 °C

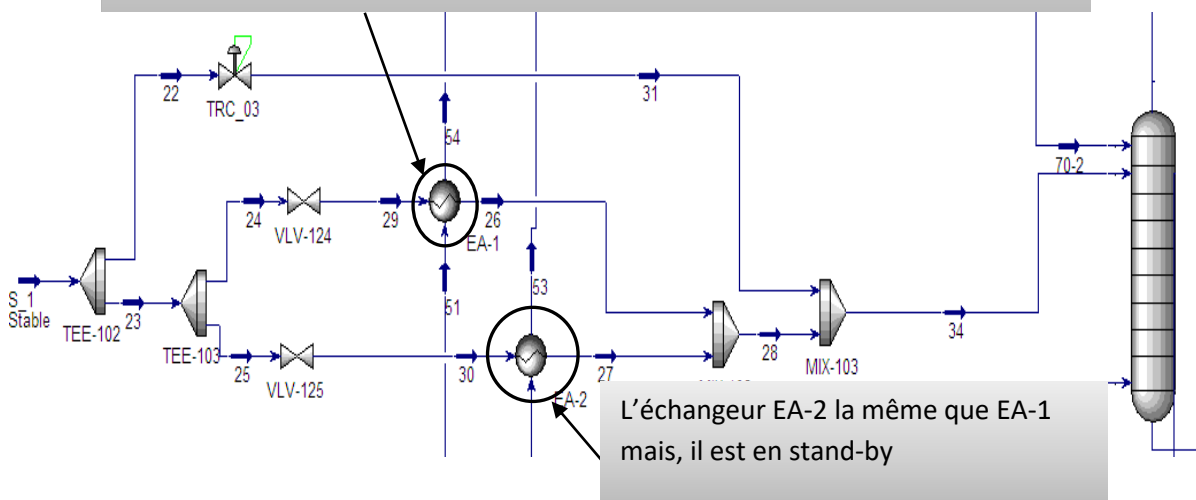


Figure IV.5 : Simulation de la section préchauffage.

### IV.4.1.2 Simulation de la colonne D-01 et section de rebouillage

Tableau IV.6: Les données de la colonne (avec reflux brut)

Paramètre	Valeur	
Pression [bar]	Tête de la colonne	18.11
	Fond de la colonne	18.31
Température [°C]	Tête de la colonne	110
	Fond de la colonne	245
Alimentation chaude	Numéro de plateau	11 <sup>ème</sup> plateau
	Température [°C]	180
Reflux	Numéro de plateau	Au-dessus de 1 <sup>er</sup> plateau
	Température [°C]	25
	Type de reflux	brut
Température sortie four [°C]	270	
TVR [Psi]	10	

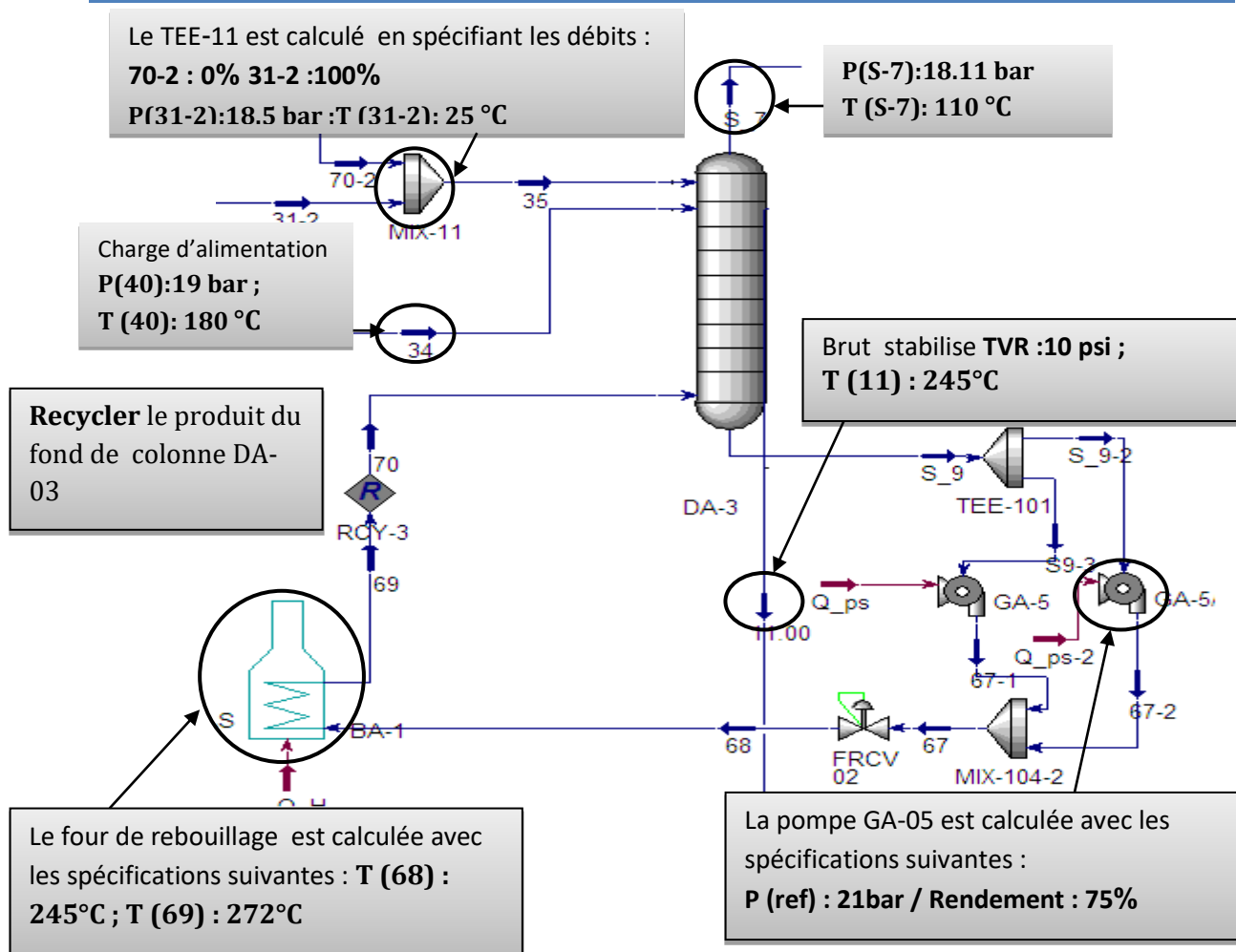


Figure IV.6: Simulation de la colonne DA-3 et section de ru bouillage.

### IV.4.1.3 Simulation de la section de refroidissement

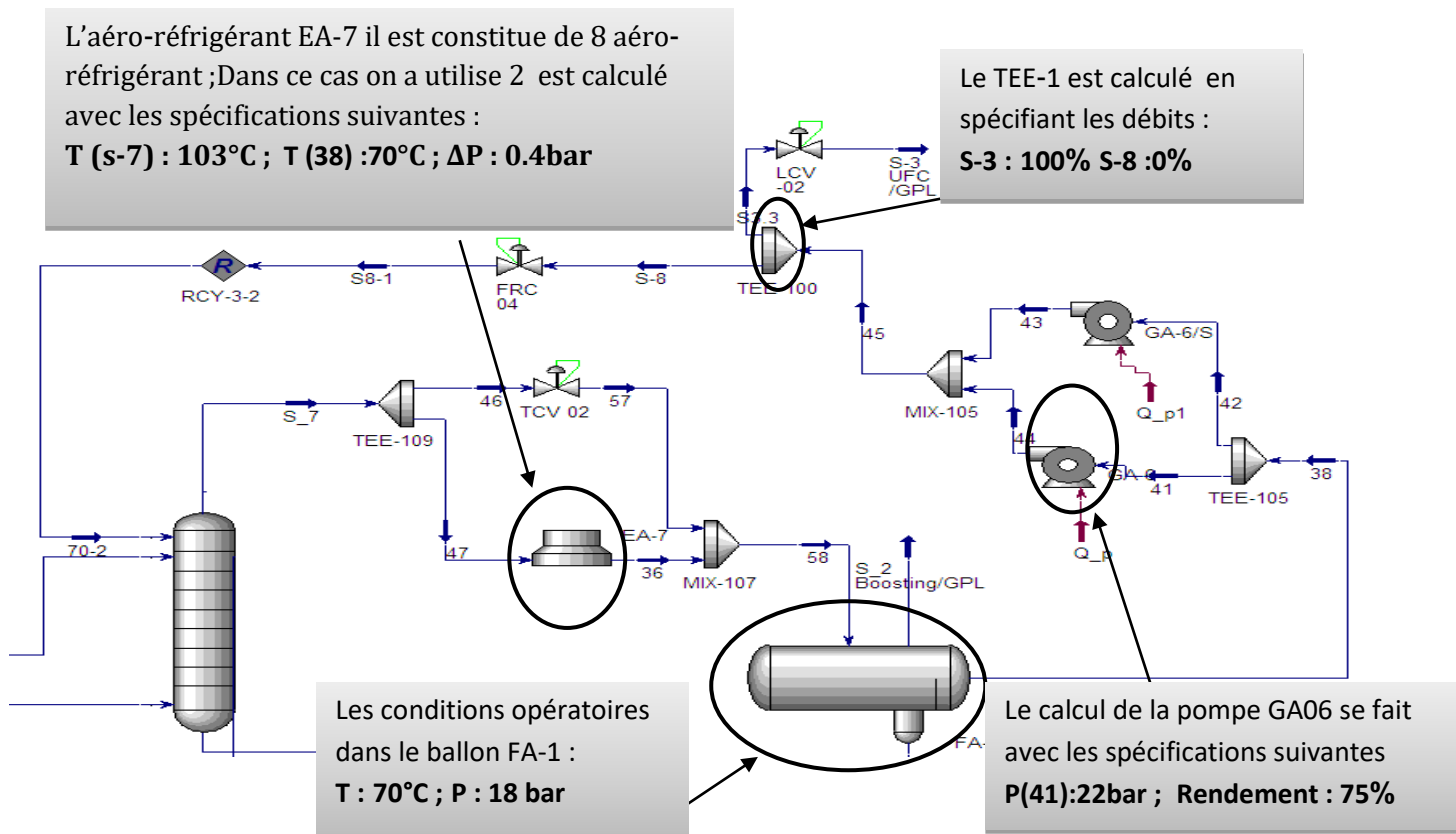


Figure IV.7: Simulation de la section de refroidissement

### IV.4.2. Détermination du taux de reflux de tête

On a installé un Tee à l'entrée de la batterie d'échangeurs afin de partager la charge d'alimentation, une petite partie est utilisé comme alimentation froide (reflux de tête) et l'autre partie utilisé comme charge chaude qui alimente la colonne au niveau de onzième (11<sup>ème</sup>) plateau. Le Tee donne le taux de la charge en fonction de la température de tête de la colonne et le débit nécessaire pour maintenir la température de tête.

On fait varier le débit de reflux de tête d'une manière régulière jusque à atteindre la température design de tête de la colonne (110°C) et la tension de vapeur (TVR=10Psi) demandées sans changer les autres paramètres ; pression de service, température de rebouillage et la température d'alimentation chaude.

Tableau IV.7 : Calcul de reflux de tête « cas hiver »

<b>[%]</b>	<b>Débit de reflux [kg/h]</b>	<b>Température de tête [°C]</b>	<b>TVR de brut [Psi]</b>
<b>5</b>	16798.45	147	10.99
<b>10</b>	33596.9	121.1	10.50
<b>11</b>	36956.59	115.6	10.35
<b>12</b>	40316.28	109.9	10.19
<b>12.2</b>	40988.218	108.7	10.17
<b>12.4</b>	41660.156	107.6	10.14
<b>12.6</b>	42332.094	106.5	10.11
<b>12.8</b>	43004.032	105.3	10.05
<b>13</b>	43675.97	104.3	10.04
<b>13.1</b>	44011.939	103.5	10.01
<b>13.2</b>	44347.908	103	9.96
<b>13.4</b>	45019.846	101	9.94
<b>14</b>	47035.66	98	9.83
<b>14.5</b>	48715.505	95	9.74
<b>15</b>	50395.352	92	9.69

Présentation graphique de l'évolution de la température de tête en fonction de reflux de tête de la colonne dans la figure suivante :

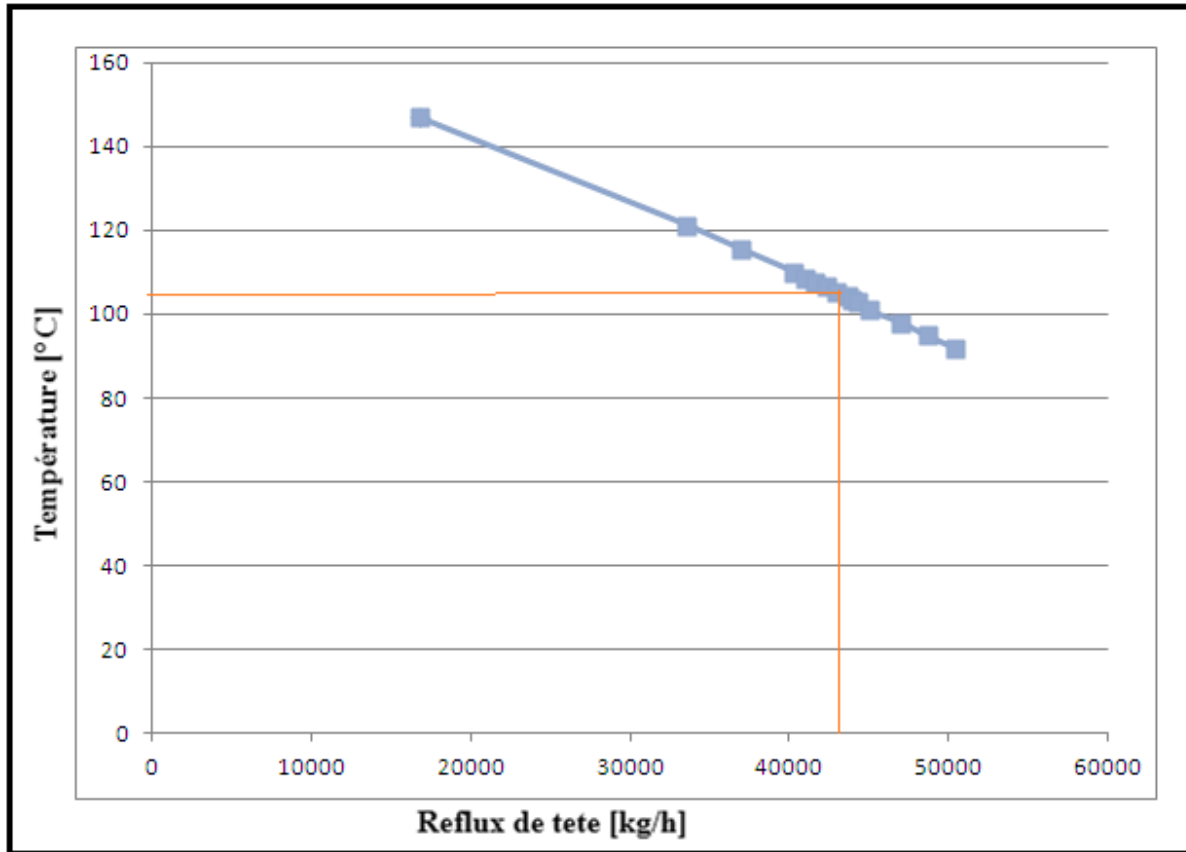


Figure IV.8: représentation graphique de la température de tête en fonction de reflux de tête « hiver»

#### IV.4.2.1 Interprétation des résultats du taux de reflux

Comme la figure le montre, la température de tête diminue avec l'augmentation de débit de reflux de tête ; pour un taux équivalent à 12% de la charge d'alimentation (comme reflux froid), la température de tête est environ de 110°C et une TVR =10.19Psi.

Donc, le taux de reflux (brut froid) idéal correspond à environ 12% de la charge d'alimentation de la colonne.

### IV.4.3 Résultats de simulation du cas proposé :

Tableau IV.8 : Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points de cas proposé

Effluent	1	2	3	5	7	8	9	10	11	
<b>PHASE</b>	Mélange	Gaz	Liquide	Liquide	Gaz	Liquide	Liquide	Mélange	Liquide	
<b>MOL</b>	H2O	0.53	0.0150	0.0027	0.0000	0.0134	0.53	0.0000	0.0000	0.0000
	N2	0.41	0.0124	0.0005	0.0000	0.0104	0.41	0.0000	0.0000	0.0000
	CO2	0.43	0.0127	0.0020	0.0000	0.0109	0.43	0.0000	0.0000	0.0000
	C1	7.63	0.2292	0.0203	0.0000	0.1932	7.63	0.0000	0.0000	0.0000
	C2	9.93	0.2801	0.0860	0.0032	0.2467	9.93	0.0032	0.0032	0.0032
	C3	10.97	0.2402	0.1859	0.0308	0.2307	10.97	0.0308	0.0308	0.0308
	IC4	1.97	0.0322	0.0488	0.0097	0.0351	1.97	0.0097	0.0097	0.0097
	NC4	7.58	0.1084	0.2096	0.0433	0.1257	7.58	0.0433	0.0433	0.0433
	IC5	2.59	0.0221	0.0836	0.0215	0.0326	2.59	0.0215	0.0215	0.0215
	NC5	4.75	0.0342	0.1568	0.0425	0.0552	4.75	0.0425	0.0425	0.0425
	C6*	7.23	0.0106	0.1226	0.1000	0.0298	7.23	0.1000	0.1000	0.1000
	C7*	8.57	0.0023	0.0491	0.1349	0.0103	8.57	0.1349	0.1349	0.1349
	C8*	5.84	0.0004	0.0177	0.0943	0.0034	5.84	0.0943	0.0943	0.0943
	C9*	5.84	0.0001	0.0086	0.0955	0.0016	5.84	0.0955	0.0955	0.0955
	C10*	5.18	0.0000	0.0039	0.0852	0.0007	5.18	0.0852	0.0852	0.0852
C11*	4.02	0.0000	0.0019	0.0662	0.0003	4.02	0.0662	0.0662	0.0662	
C12+	16.51	0.0000	0.0001	0.2728	0.0000	16.51	0.2728	0.2728	0.2728	
Total	100.00	100	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
<b>Poids moléculaire kg/kmole</b>	106.7	37.3	55.54	55.54	41.63	106.7	149.2	149.1	149.2	
<b>Debit massique Kg/h</b>	336344	38438,21	13371,99	284519.034	51821.207	44229,23	507603.333	507603.333	284519.034	
<b>Température °C</b>	25	70	70	54	103.5	25	95.0	272	95.0	
<b>Pression bar</b>	21.0	18	18	1.6	18.11	18	18.31	19	18.3	
<b>Débit molaire Kgmol/hr</b>	3152	1031	213,52	1907	1245	414,48	3403	3403	1907	
<b>Debit m3/h @Cond Std</b>	444.1	86.37	21.8	353.1	105.6?	58.40	630	630	353.1	
<b>Densité kg/ m3 à 15 °C</b>				793.9					793.9	
<b>TVR</b>				10					10	

#### **IV.4.3.1 Interprétation des résultats du cas proposé**

D'après les résultats obtenus,

- Aucune changement pour les paramètres de marches enter les deux cas (design / proposé)
- Les caractéristiques de brut stabilisé (TVR, Densité, Poids moléculaire) sont presque les même dans les deux cas
- La température de gaz tête de la colonne sortie aéro-réfrigérant, (avec deux aéro-réfrigérant) qu'est acheminé vers les compresseurs LDBP est de 70 C° un peut élevée au cas design (60°C) mais acceptable.

#### **IV.4.4 Présentation et interprétation des profils des paramètres de marche**

Les profils les plus importants à présenter qui sont donnés par les figures (IV.9 / IV.10 / IV.11) :

- Le profil de température.
- Le profil de pression
- Le profil des débits molaire du liquide et de la vapeur.

##### **IV.4.4.1 Profil de température**

La figure montre le profil de température au niveau de chaque plateau le long de la colonne de stabilisation.

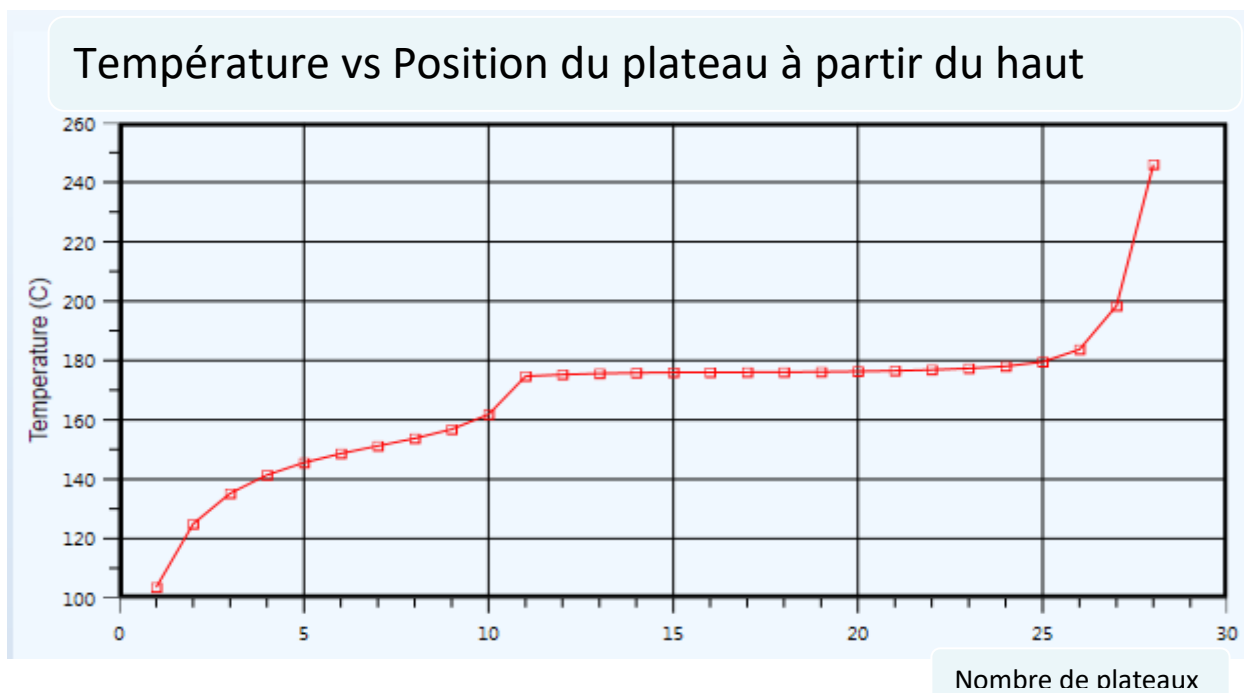


Figure IV.9 : Profil de température au niveaux de chaque plateaux

La figure ci-dessus montre que le profil de température dans la colonne de stabilisation présente une évolution normale le long de la colonne, sauf une présence d'un pic qui est remarqué au niveau du plateau d'alimentation (au niveau du 11<sup>eme</sup>), ce pic s'explique par la différence entre la température d'alimentation et celle du plateau.

#### IV.4.4.2 Profil de pression

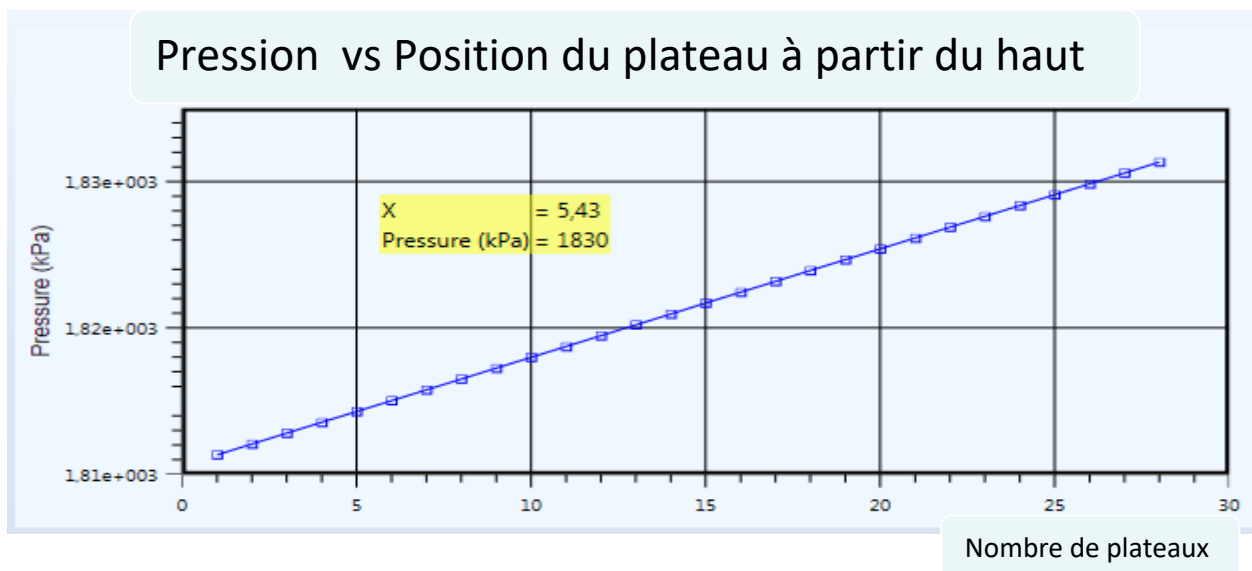


Figure IV.10: Profil de pression au niveaux de chaque plateaux

La figure ci-dessus montre que le profil de pression actuel présente une évolution normale le long de la colonne (augmentation de la pression du 1<sup>er</sup> plateau en tête, jusqu'au dernier plateau du fond), a une différence de pression  $\Delta p = 0.27$  [kpa].

#### IV.4.4.3 Profils des débits molaires du liquide et de la vapeur

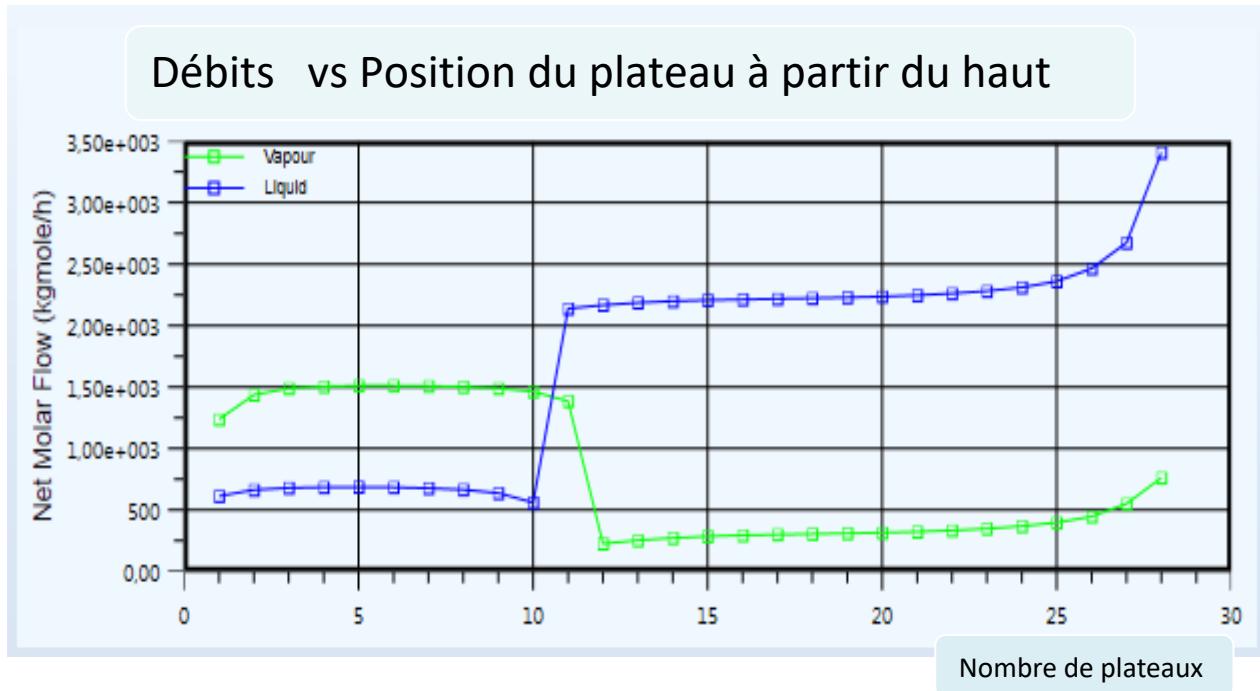


Figure IV.11: Profils des débits molaires du liquide et de la vapeur au niveaux de chaque plateaux

Les graphes des débits liquides et vapeur reflètent la présence de deux sections :

Une première section qui s'étend du 1<sup>er</sup> jusqu'au 11<sup>eme</sup> plateau, présente une évolution des profils des débits liquides et vapeurs uniforme et parallèle qui est du à l'absence d'une source de perturbation.

Au niveau du 11<sup>eme</sup> plateau (plateau d'alimentation) on constate une augmentation importante du débit liquide accompagnée d'une diminution du débit vapeur; ceci est dû à la condensation du gaz pendant son mouvement ascendant vers le haut de la colonne.

Une deuxième section qui s'étend du 11<sup>eme</sup> jusqu'au 28<sup>eme</sup> plateau, à ce stade on remarque que la stabilité est relativement rétablie.

D'après ces profiles on conclu que, y a aucune perturbation le long de la colonne de stabilisation (ni engorgement, ni entrainement, ni pleurage, ni soufflage).

**Conclusion :**

D'après les résultats obtenues dans cette partie de calcul nous concluons que l'unité de stabilisation peut démarrer après la réalisation de cette modification, révision générale de toutes les équipements de l'unité et retubage des échangeurs de chaleurs EA01/02.

Avec un taux de reflux froid de 12% da la charge d'alimentation et avec les même paramètres de marches de design ; l'unité fonctionne normale et en toute sécurité avec des produits conformes (Brut stabilisé TVR = 10Psi, D = 793.9 kg/m3).

# **Chapitre V: Etude technico- économique**

## Chapitre V: Etude technico-économique

### Généralité :

L'élaboration de n'importe quel projet exige la réunion d'un certain nombre de critères qui peuvent être résumés comme suit :

- Fiabilité ;
- sûreté;
- Durée de vie;
- Dépense minimale.

Dans le cadre de notre projet, l'étude technico- économique a pour but d'estimer le coût d'investissement et le temps d'amortissement de cette modification selon le cas actuelle (débit d'alimentation environ 3800m<sup>3</sup>/j), avec un délai de réalisation de 12 Jours à raison de 8 heures/jour.

Le temps d'amortissement est le temps nécessaire pour récupérer les dépenses effectuées. Il dépend du gain de production et du coût global d'investissement.

Le calcul du Temps d'amortissement est faits celons la relation suivante :

$$\text{Temps d'amortissement (jour)} = \frac{\text{Coût de l'investissement} \left( \frac{DA}{\text{jour}} \right)}{\text{Prix du manque à gagner}(DA)}$$

### V.1 Estimation du coût de l'investissement

Le capital investi est le montant des dépenses pour la réalisation de cette modification et les dépenses d'entretiens des équipements avec le retubage des échangeurs de chaleur de l'unité de stabilisation de brut.

Dans l'estimation du coût de la modification envisagé nous allons prendre en considération :

- Le coût des moyens humains.
- Le coût des Moyens Spécifique pour l'équipement.
- Le coût du Matériels nécessaires pour la modification
- Estimation de cout maintenance et retubage des échangeurs EA01/02

Afin de pouvoir faire notre estimation nous somme adressé à la direction technique du complexe traitement CIS pour avoir toutes les informations nécessaires concernant les moyens utilisés et leur prix pour la réalisation de notre projet et la direction de maintenance pour estimer le coût de maintenance et retubage des échangeurs EA01/02.

### V.1.1 Le coût du Matériels nécessaires pour la modification

Tableau V.1: le coût du Matériels [13]

Désignation	Prix unitaire DA	Quantité	Prix totale DA
coude Ø 6'' 90°	6 677.58	6	40 065.48
bride Ø 6''	7 182.08	14	100 549.12
vanne Ø 6''	512 231.85	2	1 024 463.7
Vanne automatique Ø6''	2 990 000,00	1	2 990 000.00
Té égal Ø 6''x6''	7 500.00	1	7 500.00
Té Réduit Ø 10''x6''	8 866.57	1	8 866.57
Joint Plat Ø 6''	700,00	12	8 400.00
Pipe Ø 6''	7 853.5	100 m	785 350.00
		<b>totale</b>	<b>4 965 194.87</b>

Le cout global du matériel est estimé à **4 965 194.87 DA**

### V.1.2 Le coût du Main d'œuvre

Tableau V.2 : Le coût du Main d'œuvre [13]

Personnel	Coût [DA/H]	Nombre	Nombre d'heure	Nombre de jour	Coût [DA]
Chef d'équipe	1071	1	8	12	102 816.00
Tuyauteur	1021	2	8	12	196 032.00
Monteur	789	4	8	12	302 976.00
Soudeur	1071	2	8	12	205 632.00
Grutier	1082	1	8	12	103 872.00
conducteur camion	1206	1	8	4	38 592.00
Opérateur radiographie	1061	1	8	3	25 464.00
<b>Total</b>					<b>975 384,00</b>

Le cout global de la main d'œuvre estimé à : **975 384.00 DA**

### V.1.3 Coût des Moyens :

Tableau V. 3 : Coût des Moyens [13]

Matériels	Coût [DA]/jour	Nombre de jour	Le coût [DA]
Poste à souder	4090	12	49 080.00
Grue	38034	12	456 408.00
véhicule léger	3476	12	41 712.00
Tracteur + remorque	22343	12	268 116.00
<b>Total</b>			<b>815 316.00</b>

Le coût global de moyen matériels est estimé à : **815 316.00 DA**

#### ➤ V.1.4 Estimation de cout maintenance et des échangeurs EA01/02

L'unité de stabilisation nécessite une révision de toutes les équipements avec retubage de quarts (0 8) échangeurs de chaleurs EA 01/02 minimum pour leur démarrage dans les conditions normales de sécurité.

Tableau V. 4 : cout de maintenance et retubage des échangeurs [13]

Les opérations	Prix unitaire [DA]	Nombre d'unité	Le coût [DA]
Révision des équipements			10 000 000.00
Retubage des échangeurs	50 000 000.00	8	400 000 000.00
<b>Total</b>			<b>410 000 000.00</b>

Le coût global de maintenance préventif et de l'opération de retubage est estimé à : **410 000 000.00 DA.**

D'après ces estimations on a le prix globale de l investissement est : **416 755 894.00 DA.**

## V.2. Estimation du prix total à gagné

Après le démarrage de l'unité de stabilisation avec un débit actuelle est  $3821 \text{ m}^3/\text{j}$  on obtenu les produit suivant :

- la quantité du brut stabilisé est  $3020 \text{ m}^3/\text{j}$ .

On sait que :

1baril équivalent à  $0.159 \text{ m}^3$ . Alors la quantité de brut stabilisé est  $18993.71 \text{ baril/j}$ .

Sachant que l'altération des spécifications du brut commercial va diminuer le prix de vente d'un baril de brut de  $0.5\$$  environ.

Donc le prix du manque à gagné de brut :

$$18993.71 * 0.5 \$ = 9496.85\$/J = 729\ 195.75\text{DA}/J$$

- la quantité du condensat récupérées au niveau ballon de reflux FA01) après modification est environ  $392 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $228 \text{ t/j}$ ), contiens :  
52% de GPL et 32 % de C5+ (Annexe D).

Le tableau ci-dessous illustre les résultats du prix à gagner en GPL et C5+

Tableau V. 5 : Les résultats du prix à gagner en GPL et C5+

	Débit t/j	Prix unitaire (DA)	Prix totale (DA)
<b>GPL</b>	118	12 208.02	1 440 546.36
<b>C5+</b>	73	48 452.28	3 537 016.44
<b>Gain totale</b>	----	----	4 977 562.8

Le prix total à gagné est **5 706 758.55** DA

D'après la relation (1) on trouve :

$$t_a = \frac{416\ 755\ 894.00}{5\ 706\ 758.55}$$

Le temps d'amortissement est **73 jours**

**V.3.Conclusion :** La récupération du coût d'investissement se fait pendant 73 jours de production, cela permet de dire que le projet est rentable.

# Conclusion générale

## Conclusion générale

Dans ce travail, nous avons effectué une étude pour la réhabilitation de l'unité stabilisation de brut avec une proposition de remplacer le reflux chaud (les condensats récupérées au niveau ballon de reflux FA01), par une partie de la charge provenant de brut d'alimentation de la colonne, avant le préchauffage au niveau de la batterie d'échangeur EA01/02 « cas UTBS »

### **Les résultats de cette étude montrent que :**

- Avec un taux équivalent à 12% de la charge d'alimentation (comme reflux froid), la température de tête est environ de 110°C et une TVR =10.19Psi.
- Les caractéristiques de brut stabilisé sortie de Four DA 03 (TVR = 10 Psi, Densité = 793.9 kg/m<sup>3</sup>,) conforme aux spécifications de vente requises par les normes de commercialisation et de sécurités.
- La température de gaz au niveau de tête de colonne sortie aéro-réfrigérant, (uniquement avec deux aéro-réfrigérants) est de 70 °C, qui est un peu élevée par rapport au cas design (60°C), et cette température n'a aucune influence sur les unités en aval. tel que les compresseurs LDBP ;
- Les condensats non stabilisés récupérés par le système de refroidissement tête de la colonne sont acheminés vers l'unité de fractionnement des condensats (UFC) et où vers le service GPL1 dans le but d'extraire les C3, C4 et de stabiliser les C5+ comme des produits commercialisés.
- Cette modification est faisable et l'unité fonctionne normalement en toute sécurité avec les mêmes paramètres de marche de design.
- La récupération du coût d'investissement se fait pendant 73 jours de production, cela permet de dire que le projet est rentable.

Finalement cette période de formation nous a permis d'approfondir nos connaissances et d'exploiter les différentes théories que nous avons acquies durant notre formation théorique, de voir de plus près les différents équipements et machines constituant le procédé de traitement du pétrole à savoir : les séparateurs, les fours, les échangeurs, les dessaleurs, les pompes et les colonnes.

Pour conclure, cette période professionnelle sera facilité l'intégration dans le milieu de travail tel que l'esprit d'équipe, la communication, et l'initiative...Ect

# **Bibliographie**

## Bibliographie

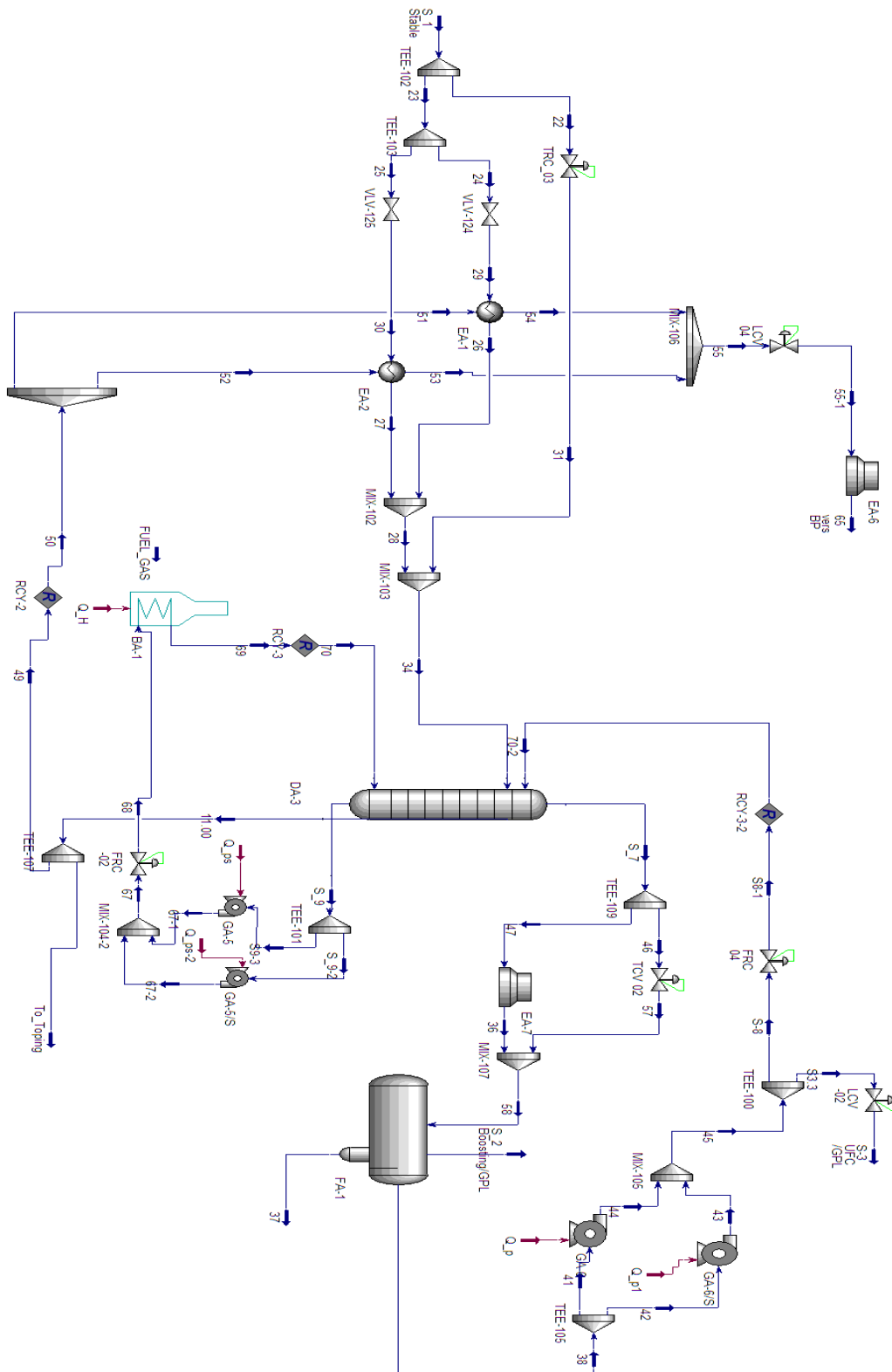
- [1] Documents interne du service traitement sud, Complexe industriel sud (CIS), Hassi Messaoud.
- [2] Document JGC, Schéma de procédé de l'unité de stabilisation (PFD),2003.
- [3]É.TOCQUÉ, C.TRAVERS, Pétrole, Technique de l'ingénieur, BE 8 520.
- [4] J.P WAUQUIER, le raffinage du pétrole, pétrole brut, produits pétroliers. Paris, France : Editions Technip.1994. p 323-334.
- [5] Pierre TRAMBOUZE, Le Raffinage du Pétrole : Matériel & équipements, Tome 4, Edition Technip, Paris, 1999.
- [6] Pierre WUITHIER, le pétrole Raffinage et Génie chimique, TOME 1ET 2, deuxième édition, Edition Technip, Paris, 1972.
- [7] Document IFP, formation industrie, 2006.
- [8] J.Charles CICILE, Colonnes à plateaux : technologie, Techniques de l'ingénieur, J 2 622.
- [9] J.P WAUQUIER, le raffinage du pétrole : Matériels et équipements. Paris, France : Editions Technip.1999. Chapitre 1.
- [10] P.Wuithier, Le pétrole, raffinage et génie chimique. Tome 2. p1194
- [11] Généralités sur la production surface, ENSPM Formation Industrie - IFP Training, PS DIV - 03360\_A\_F - Rév. 1, 2006
- [12] <http://prixdubaril.com/comprendre-petrole-cours-industrie/61737-prix-petrole-brent-decembre-2015.html>, dernière consultation 02/03/2022
- [13] Document Interne de Direction Exploitation SH/ DP/HMD
- [14] Document GIS [Géographique Information Système]
- [15] Document Scada[Système De Le Cartes Géographique Du Champ HMD ] Service EP/SH/DP/HMD
- [16]Rapport Annuelle De Production [Direction Exploitation ]SH/DP/HMD Année 2019
- [17]Manuelle Opératoire UTBS [SAIPEM-LEAD]SH/DP/HMD 2010
- [18] Manuelle Opératoire Unité Stabilisation TRT[CIS] SH/DP/HMD
- [19] Manuelle Opératoire Unité Dessalage TRT/DP/HMD[ENRAF 2009]

# Annexes

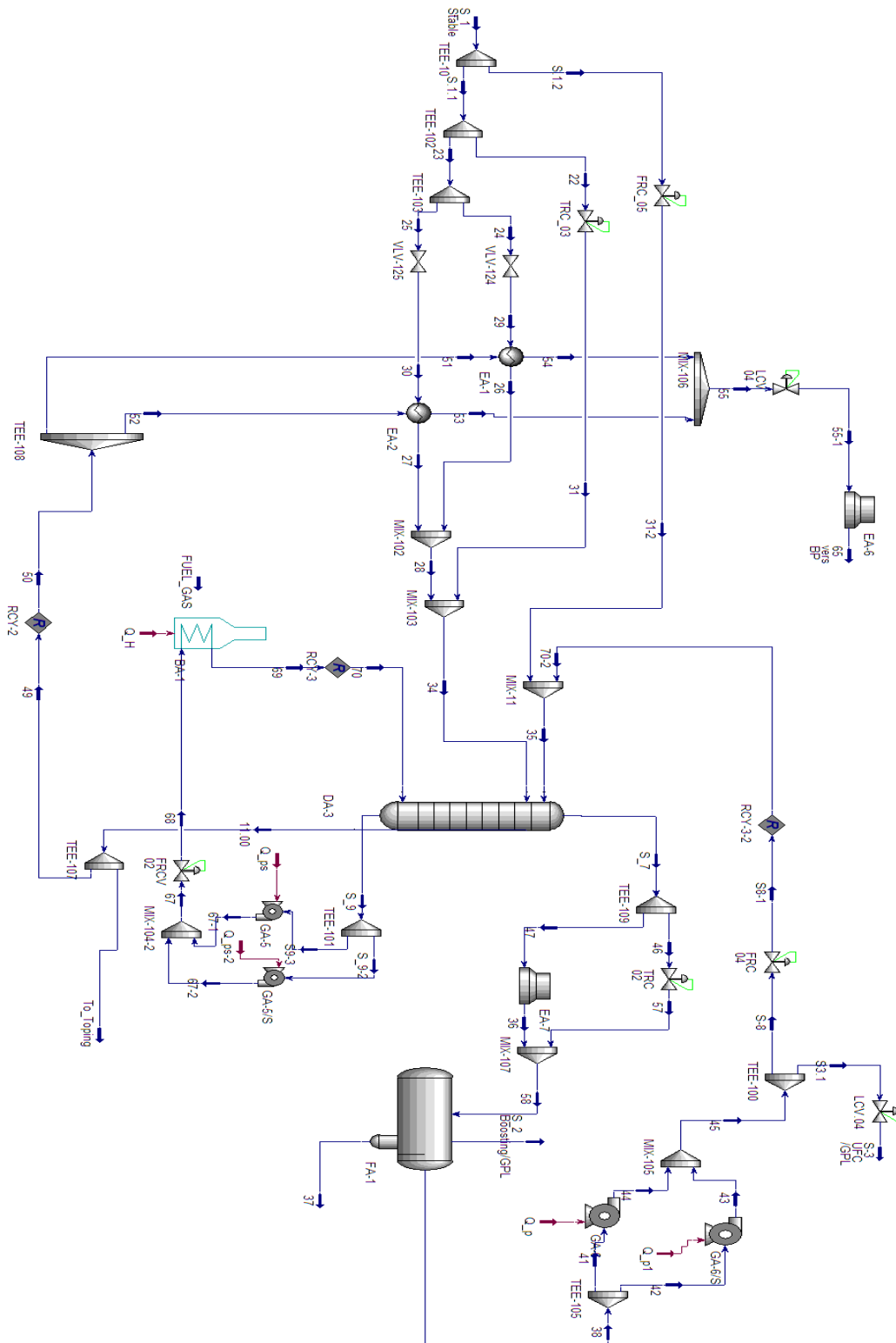
## Annexe A : Propriétés et compositions de la charge et des produits aux différents points de ca design.

Effluent		1	2	3	5	7	8	9	10	11
<b>PHASE</b>		Mélange	Gaz	Liquide	Liquide	Gaz	Liquide	Liquide	Mélange	Liquide
<b>MOL %</b>	H2O	0.53	0.39	0.09	0.02	0.91	0.09	0.06	0.06	0.02
	N2	0.41	1.84	0.08	0.00	0.72	0.08	0.00	0.00	0.00
	CO2	0.43	1.67	0.37	0.00	0.85	0.37	0.00	0.00	0.00
	C1	7.63	32.41	3.60	0.00	14.17	3.60	0.00	0.00	0.00
	C2	9.93	32.80	15.13	0.18	21.53	15.13	0.47	0.47	0.12
	C3	10.97	20.97	26.32	2.76	24.16	26.32	5.66	5.66	2.72
	IC4	1.97	1.92	5.24	1.01	3.98	5.24	1.74	1.74	1.03
	NC4	7.58	5.62	19.79	4.61	14.44	19.79	7.53	7.53	4.75
	IC5	2.59	0.79	5.93	2.24	4.00	5.93	3.16	3.16	2.30
	NC5	4.75	1.18	10.18	4.41	6.80	10.18	6.12	6.12	4.53
	C6*	7.23	0.37	9.57	9.04	6.11	9.57	10.64	10.64	9.21
	C7*	8.57	0.06	3.50	13.25	2.21	3.50	13.89	13.89	13.27
	C8*	5.84	0.00	0.20	9.72	0.13	0.20	9.29	9.29	9.68
	C9*	5.84	0.00	0.01	9.76	0.01	0.01	8.67	8.67	9.73
	C10*	5.18	0.00	0.00	8.67	0.00	0.00	7.28	7.28	8.64
C11*	4.02	0.00	0.00	6.73	0.00	0.00	5.41	5.41	6.69	
C12+	16.51	0.00	0.00	27.61	0.00	0.00	20.19	20.19	27.32	
<b>Total</b>	<b>100.00</b>	<b>100.0</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>
<b>Poids moléculaire kg/kmole</b>	106.59	31.81	55.10	149.88	46.26	55.10	130.94	130.49	149.88	
<b>Debit massique Kg/h</b>	335969	21577	31750	282405	85285	31721	439251	439251	282405	
<b>Température °C</b>	25	40	40	54.0	110	40	245	270	90	
<b>Pression bar</b>	21.0	18	20.5	1.6	18.4	18.5	19	19	18.3	
<b>Débit molaire Kgmol/hr</b>	3152	624.04	576.23	1884.22	1843.51	575.42	3354.53	3397.07	1884.22	
<b>Densité à 15°C kg/m<sup>3</sup></b>									795.3	
<b>TVR PSI</b>									10	

# Annexe B : Simulation du cas design



# Annexe C : Simulation cas proposé (Cas double charges)



## Annexe D : simulation cas proposé avec débit actuelle

Effluent		La charge	Gaz	condensat	Brut stabilisé
PHASE		Mélange	Gaz	Liquide	Liquide
MOL %	H2O	0.53	0.25	0.10	0.02
	N2	0.41	1.43	0.06	0.00
	CO2	0.43	2.15	0.31	0.00
	C1	7.63	14.69	2.97	0.00
	C2	9.93	29.87	13.27	0.08
	C3	10.97	29.56	25.61	0.91
	IC4	1.97	3.99	5.59	0.38
	NC4	7.58	11.92	22.13	1.71
	IC5	2.59	2.17	6.90	1.05
	NC5	4.75	3.03	12.11	2.08
	C6*	7.23	0.74	6.96	5.84
	C7*	8.57	0.15	2.51	8.69
	C8*	5.84	0.03	0.85	6.76
	C9*	5.84	0.01	0.39	7.74
	C10*	5.18	0.00	0.17	7.64
C11*	4.02	0.00	0.08	6.51	
C12+	16.51	0.00	0.00	50.62	
<b>Total</b>	<b>100.00</b>	<b>100.0</b>	<b>100.00</b>	<b>100.00</b>	
<b>Poids moléculaire kg/k mole</b>		106.59	32.79	55.89	149.1
<b>Debit massique Kg/h</b>		120566,84	8866,07	9503	102137,41
<b>Température °C</b>		25	40	40	45
<b>Pression bar</b>		21.0	18	18	1.6
<b>Débit molaire Kg mol/hr</b>		1130	270.4	170	684.9
<b>m3/h @Cond Std</b>		159.2	303.4	16.36	126.8