

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE AKLI MHAND OULHADJ DE BOUIRA



Département de Technologie Chimique Industrielle

Filière : **Génie des Procédés**

Spécialité : Génie de la Formulation

Thème

**Etude sur un Dessaleur de la Raffinerie
de HMD**

Réalisé par :

Mr. KHIRALLAH Med Ali

Encadré par :

Mr. ABDELBAKI Nouredine

Pr / Univ Bouira / Centre de recherche

Mr. BENNOUH Oussama

Ingénieur EXP Raffinerie / CIS / HMD

Soutenu devant le jury :

M^{me} IGGUI Kahina

Examinatrice MCA Univ Bouira

M^{me} BETTAYEB Souhila

Présidente MAA Univ Bouira

2022-2023

Résumé

Comme on le sait tous, le pétrole sort des puits à l'état brut mélangé avec d'autres substances telles que les gaz, les impuretés et de la saumure, ce qu'il nécessite un prétraitement au niveau des champs de production et une autre série de traitement au niveau des centres d'exploitation.

Notre objectif est de vérifier les calculs de dimensionnement du dessaleur de la raffinerie et étudier l'influence des paramètres clés de dessalement électrostatique pour trouver une solution efficace afin d'obtenir un produit répondant aux normes et aux exigences commerciales.

Summary

As we all know, oil comes out of the wells in the crude state mixed with other substances such as gases, impurities, and brine, which it requires a pretreatment at the level of the production fields and another series of treatment at the level of the exploitation centers.

Our objective is to verify the design calculations of the desalinator of the refinery and study the influence of the key parameters of electrostatic desalination to find an effective solution to obtain a product that meets the standards and commercial requirements.

موجز

كما نعلم جميعاً، يخرج النفط من الآبار في الحالة الخام ممزوج بمواد أخرى مثل الغازات والشوائب والمحلول الملحي، والتي تتطلب معالجة مسبقة على مستوى حقول الإنتاج و سلسلة أخرى من المعالجة على مستوى مراكز الاستغلال.

هدفنا هو التحقق من حسابات تصميم جهاز معالجة النفط في محطة التكرير ودراسة تأثير المعلومات الرئيسية لإيجاد الحل الفعال من أجل الحصول على منتج يلبي المعايير و المتطلبات التجارية .



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mon
grand père(Allah yahafdou), à mon
oncle Hichem et ma chère grand
mère qui viennent de nous
quitter

' paix à leurs âmes '

2022 - 2023

Remerciements

Avant tout , je remercie le bon dieu qui nous a guidé et facilité tout ce que nous espérons entreprendre avec impatience

Aussi je tiens à remercier tous ceux qui m'ont soutenu et contribuer dans la réalisation de ce modeste travail , je cite mes parents et ma famille

Mes remerciements à toute l'équipe de la RHM2 à leurs tête
Mr Djamel MERIBAÏ chef de département raf et les ingénieurs :

Mr Oussama BENNOUH

Mr Salah DJELMAMI

Mr Abbass BENAMRA

M^{me} Mouna LOUZZANI

Mes remerciements également à mon prof encadrant
Mr ABDELBAKI Nouredine
pour ces précieux conseils

2022 2023

Sommaire

Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Liste des figures	i
Liste des tableaux.....	ii
Introduction générale.....	1

Chapitre I :

Le CIS lieu de notre stage MSP

I.1.Introduction.....	2
I.2. Présentation de l'entreprise	2
I.3. Situation géographique du centre sud CIS.....	4
I.4. Description du centre sud CIS.....	4
I.4.1. Département programmation.....	5
I.4.2. Département traitement.....	5
I.4.3. Département satellite.....	6
I.4.4. Département GPL.....	6
I.4.5. Département injection.....	6
I.4.6. Département raffinerie.....	7
I.5. Notion sur le pétrole saharien.....	7
I.5.1. Propriétés.....	7
I.5.2. Particularités.....	9

Chapitre II :

Le procédé technologique de dessalement au sein de la RHM 2

II.1. Introduction.....	10
II.2. Généralités sur le raffinage.....	10
II.3. Equipements et unités de raffinerie.....	10
II.3.1. Unités Topping.....	10
II.3.2. Section stockage.....	11
II.3.3. Unité 900.....	18
II.4. Généralités sur les sels et les emulsions.....	19
II.4.1. Nature des sel.....	19

II.4.2. Les inconvénients du sel dans le pétrole brut.....	19
II.5. Traitement des émulsions eau/brut par des produits désémulsifiant.....	20
II.5.1. Désémulsifiant.....	20
II.5.2. Condition de formation d'une émulsion.....	21
II.5.3. Théorie sur la structure de l'émulsion.....	22
II.6. Dessalement électrostatique.....	23

Chapitre III :

Le dessalement partie pratiques

III.1. Fonctionnement d'un dessaleur.....	26
III.1.1. Explication des étapes.....	26
III.1.2. Procédure.....	26
III.2. Eléments et pièces d'un dessaleur.....	27
III.3. Etapes de dessalement électrostatique.....	29
III.3.1. Lavage et diffusion des sels dans l'eau.....	29
III.3.2. Coalescence des gouttelettes d'eau.....	29
III.3.3. Décantation	30
III.4. Influence des paramètres de marches.....	31
III.4.1. Champ électrique	31
III.4.2. Niveau d'interface.....	32
III.4.3. Régime d'écoulement.....	32
III.4.4. Temps de décantation	33
III.4.5. Temps de séjour.....	33
III.5. Efficacité du dessaleur et de dessalement.....	34
III.6. Calcule de l'efficacité du dessaleur (au cas actuel)	34
III.7. Paramètre de marche (au cas actuel)	34
III.8. Analyse de salinité.....	36
III.9. Différent analyse quotidienne au niveau de laboratoire.....	37
III.9.1. Analyse.....	38
III.9.2. Différents produits finis et semi finis.....	39
III.10. Conclusion.....	40
Conclusion générale.....	41

Références bibliographiques

Annex

Liste des figures

Figure I.1: Organigramme de la Direction Exploitation

Figure I.2 : Situation et destination vers la RHM2 sur la carte

Figure II.1: Bacs de stockage

Figure II.2: Schéma de section Topping

Figure II.3: Corrosion interne d'un dessaleur à cause

Figure II.4: Encrassement d'un tube d'échangeur de chaleur

Figure II.5: Représentation d'une émulsion avec émulsifiant

Figure II.6: Représentation d'une émulsion Eau / Huile

Figure II.7: Principe de la désintégration d'une émulsion

Figure II.8: Enchaînement des unités raffinerie

Figure II.9: Le Dessaleur

Figure II.10: Coupe interne du Dessaleur

Figure III.1: Coupe interne présente les éléments de Dessaleur

Figure III.2: Principe schématique du dessalement

Figure III.3: Matériels et produits utilisées

Figure III.4: Appareille de mesure la TVR

Figure III.15: Appareille de distillation ASTM

Figure III.6: Appareille de mesure le point d'éclair

Figure III.7: Colorimètre de qualité des produits ASTM

Figure III.8: Produits hydrocarbures

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Bacs de section Topping

Tableau III.1: Salinité et viscosité des échantillons pendant une semaine

Tableau III.2: Coefficient de résistance en fonction du régime d'écoulement

Liste des abréviations

CINA : Centre de traitement nord

CIS : Centre de traitement sud

LDHP : Lignes des débits haute pression

LDBP : Lignes des débits basse pression

LDMP : Lignes des débits moyenne pression

TRT, UTBS : Unité de traitement du brut sud séparé

TVR : Tension de vapeur relative

ASTM : American Society for Testing and Materials

(Société Américaine pour les essais des matériaux)

RHM2 : Raffinerie de Hassi Messaoud

PF : Point de fractionnement

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

L'essentiel de l'économie de l'état Algérien dépend principalement des revenus de la vente du pétrole brut et de ses dérivées, la demande de carburant à l'échelle mondiale reste toujours élevée surtout avec le développement des moyens de transport et ceux de la production énergétique. C'est dans ce contexte que les explorations et recherches pour la découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures par les géologistes pétroliers, se poursuivent toujours afin de satisfaire la demande énergétique croissante à l'échelle nationale et internationale.

C'est juste après l'exploration de nouveau gisement que les entreprises et des compagnies spécialisées dans le forage et les services des puits pétroliers, viennent extraire cette matière fossile première, c'est un circuit de travail qui se déroule 24/24 heures pour une production continue et un stockage énorme, ensuite le pétrole brut est acheminé des puits, vers plusieurs champs et centres de prétraitement.

Dans le cadre de mon stage de mise en situation professionnel, au département de production et d'exploitation à SONATRACH pour une durée de **3 mois** répartie comme suit : Un stage pratique d'une semaine au centre nord de traitement "CINA"

Une semaine au centre sud de traitement "CIS" entre les services BOOSTING et GPL pour comprendre le principe et l'enchaînement des services d'exploitation.

Huit semaines dans la raffinerie du centre sud "RHM2" pour apprendre et avoir un début d'expérience de travail sur la première unité de prétraitement.

Ce mémoire compose deux chapitres :

1^{er} Chapitre : description du CIS le lieu de stage MSP

2^{ème} Chapitre : le dessalement au sein de la RHM2

3^{ème} Chapitre : la partie pratique du dessalement

CHAPITRE I

I.1. Introduction

Comme il est bien connu, le pétrole brut émerge des puits en mélange avec des gaz et des impuretés. Cela nécessite un traitement préliminaire sur les sites de production, suivi d'une série de traitements supplémentaires dans les centres d'exploitation. Cela revient à la gestion complexe d'une opération qui peut être entreprise par une entreprise, une organisation, ou même un consortium doté des équipements, des procédés, et du personnel nécessaire pour coordonner efficacement ces processus continus.

I.2. Présentation de l'entreprise

SONATRACH c'est une Société National Algérienne pétrolière créée en 1963, est venue en place de l'entreprise française avec la décision de nationaliser les hydrocarbures c'est la plus grande société pétrolière en Afrique avec de ces 154 subsidiaires , sa force réside dans sa capacité et l'expertise et la performance opérationnelle sont au cœur de l'ensemble des activités du groupe de l'exploration – production – à la commercialisation des produits en passant par le raffinage , la pétrochimie et les transports , elle intervient également dans les secteurs :

- ✓ Génération électrique
- ✓ Énergies nouvelles et renouvelables
- ✓ Dessalement d'eau de mer
- ✓ Recherche et exploitation minières

C'est la :

- 1^{ère} Compagnie Africaine,
- 12^{ème} Compagnie pétrolière Mondiale,
- 13^{ème} Compagnie Mondiale concernant les hydrocarbures liquides (réserves et production)
- 6^{ème} Compagnie Mondiale en matière de Gaz Naturel (réserves et production)
- 25^{ème} Compagnie pétrolière sur le plan des effectifs.
- 5^{ème} exportateur mondial de Gaz Naturel
- 4^{ème} exportateur mondial de GNL
- 3^{ème} exportateur mondial de GPL

Chacun des travailleurs renforce l'unité de son département au sein de l'entreprise, ce mode de travail garantit la réussite des projets stratégiques de SONATRACH pour un revenue plus de 35 USD (2021), elle emploie environ 200 000 travailleurs entre son centre de gestion dans la capitale Alger "Hydra" et ses usines au sud d'Algérie , Alger , Oran et Skikda .

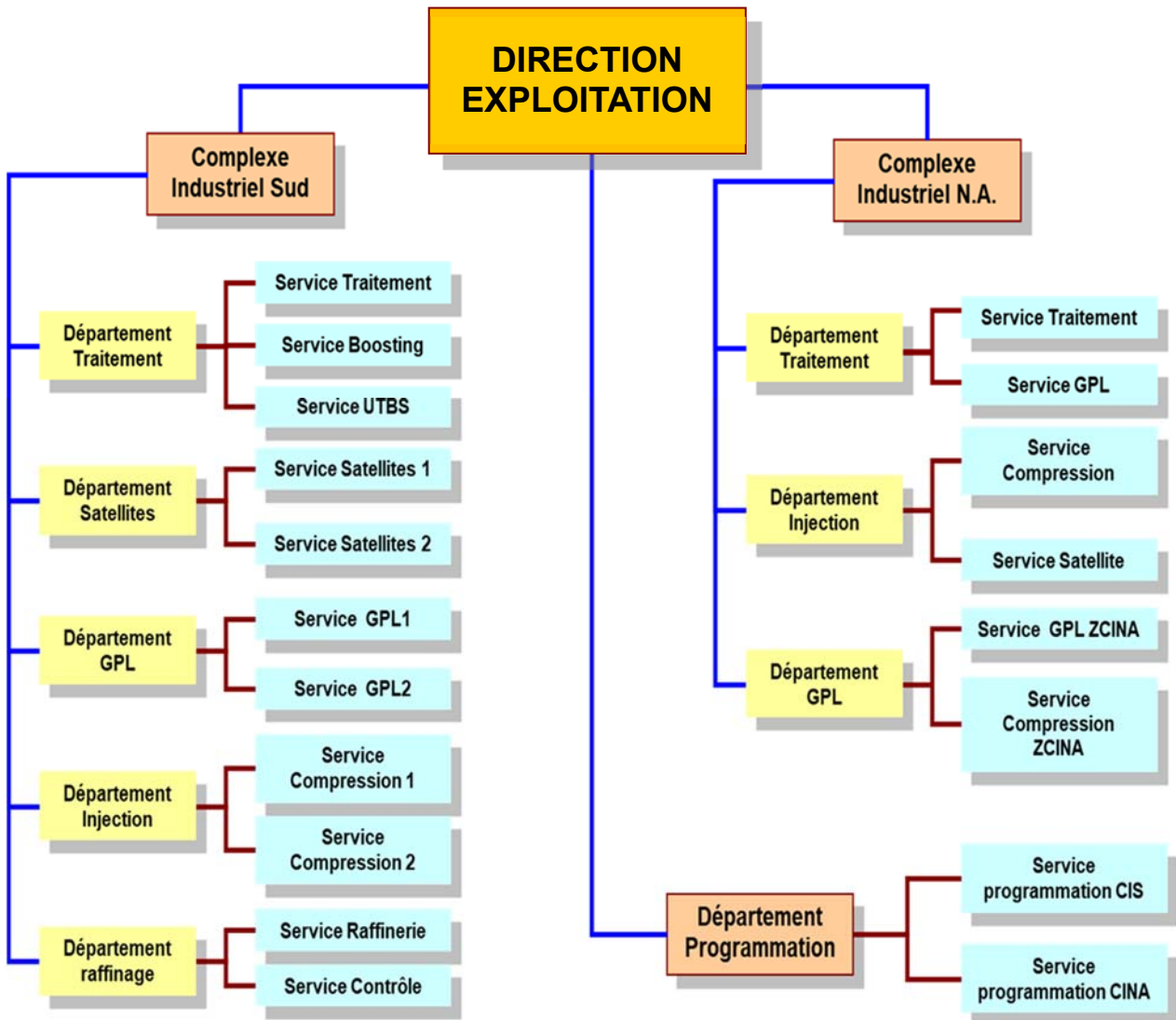
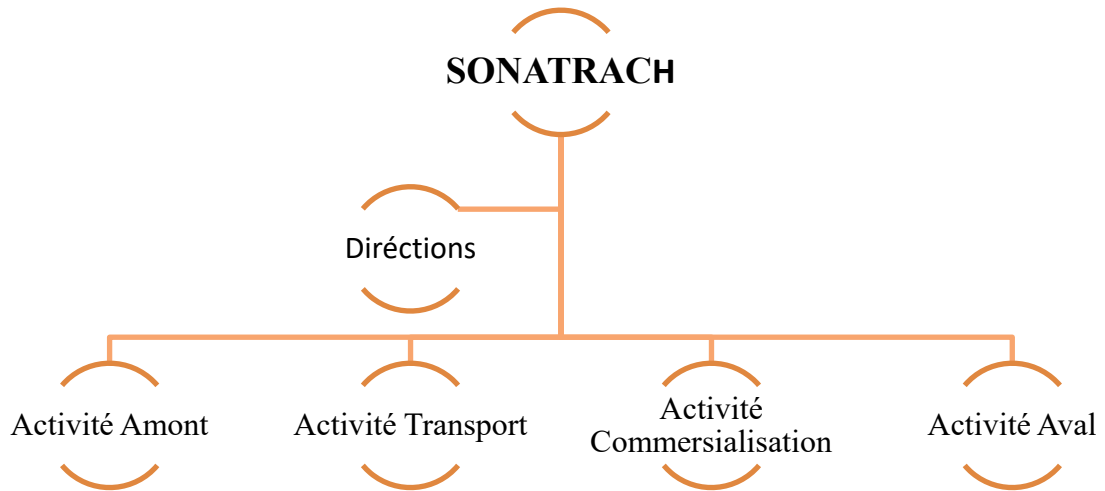


Figure I.1: Organigramme de la Direction Exploitation

I.3. Situation géographique du centre sud CIS

La raffinerie est un département du complexe de centre sud CIS

Adresse code sur google maps: M2FX+XR9

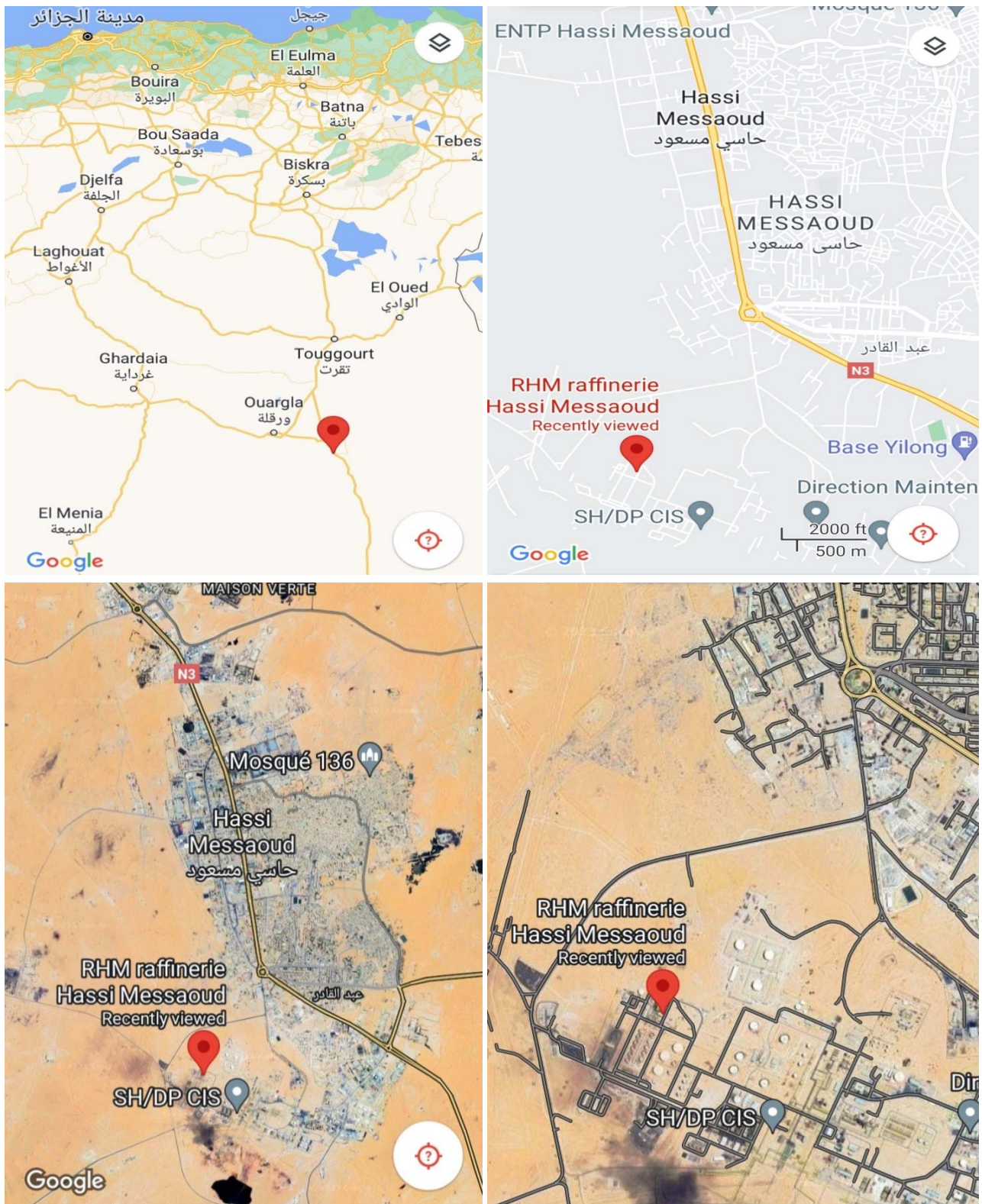


Figure I.2 : Situation et destination vers la RHM2 sur la carte

I.4. Description du centre sud CIS

C'est une station de traitement du pétrole brut qui arrive des stations de prétraitements (les champs satellite), le CIS continue une direction générale diviser sur maintenance et l'exploitation. Au niveau d'exploitation il y a trois services principaux : Dessalement, boosting, unité GPL

I.4.1. Département programmation :

I.4.1.1. Service programmation : Se localise à l'entrée du CIS, sa mission consiste à :

- La gestion et l'administration du personnel.
- L'élaboration des différents bilans et périodiques.
- La centralisation, la collecte, et le traitement des données quotidiennes de la production, stockage, expédition ... (bureau de calcul) etc.
- La planification des objectifs de production, réinjection et expédition des produits hydrocarbures pour le complexe et l'élaboration des prévisions de production.
- L'analyse des fluctuations des production/expédition/écarts journaliers.
- La programmation des opérations de maintenance avec les partenaires.
- L'élaboration des plannings de rotation du personnel et de la formation du personnel.
- La planification, la gestion et le suivi du matériel, des consommations et des stocks en produits chimiques.
- L'élaboration et le suivi du budget d'exploitation.

I.4.2. Département traitement :

I.4.2.1. Service traitement sud : L'unité de séparation traitement Sud reçoit la production des unités satellites (W_{1A} , W_{2A} , W_{1C} , E_{2A} , S_{1A} et E_{1C}) et des différents puits par les lignes directes LDHP, LDBP et LDMP au niveau de deux manifolds Sud et Nord. Le brut est séparé dans plusieurs étages de séparation, il est ensuite dessalé, stabilisé puis stocké avant d'être expédié vers le terminal de stockage Haoud-El-Hamra (HEH). Une partie du brut stabilisé est fractionnée sur place dans l'unité TOPPING pour obtenir des produits finis tels que le butane, les essences, le lampant et le gas-oil qui sont stockés dans le parc de stockage des produits finis.

Les gaz issus des différents étages de séparation et après avoir été comprimés jusqu'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 GPL.

Pour les condensats récupérés des différentes unités du centre, ils sont fractionnés au niveau de l'unité de fractionnement des condensats (U.F.C) pour obtenir essentiellement le GPL (mélange C_3 - C_4) qui est envoyé vers stockage GPL, les condensats stabilisés C_5+ sont mélangés avec le brut.

Alimentant la séparation 2ème étage et le gaz produit est envoyé soit vers unité GPL 1 ou les unités de compression LDBP 1/2/3.

I.4.3. Département Satellite :

I.4.3.1. Service satellite : Les unités satellites représentent l'ensemble des puits isolés et éloignés des centres industriels, ces puits produisent le brut qui sera acheminé vers les unités satellites qui sont des unités de traitement primaires.

I.4.4. Département GPL :

I.4.4.1. Service GPL1 : L'unité GPL1 mise en service en 1973, traite 5.7 millions de stm^3/J de gaz sélectionné à partir du manifold 28 bars (I).

Le procédé de traitement de l'unité GPL1 est basé sur la compression et le refroidissement du gaz, la liquéfaction est obtenue à basse température par un turbo-expandeur combiné à une boucle de propane.

Les produits finis : mélange C_3/C_4 , C_3 commercial, C_4 commercial et C_5+ sont obtenus après fractionnement du liquide récupéré dans 03 colonnes de distillation ; le dééthaniseur, le débutaniseur et le dépropaniseur.

I.4.4.2. Service GPL2 : L'unité GPL 2 mise en service en 1997 d'une capacité de traitement de 25.31 millions de $\text{m}^3/24\text{h}$ de gaz associé provenant du manifold 28 bars (I), se compose de trois trains identiques traitant une quantité de 8.5 millions $\text{m}^3/24\text{h}$ chacun.

Le procédé de l'unité GPL2 est basé également sur la compression et le refroidissement, la liquéfaction s'obtient à basse température seulement par turbo-expanders.

Les produits finis (C_3/C_4 , C_3 commercial, C_4 commercial et C_5+) sont obtenus après fractionnement du liquide récupéré dans 03 colonnes de distillation ; le dééthaniseur, le débutaniseur et le dépropaniseur.

I.4.5. Département Injection :

I.4.5.1. Service Compression : Ce service est constitué de 12 stations de compressions SC1, SC2, SC3, SC4, SC5, SC6, SC7 et SC8 qui compose compression 1 et SC9, SC10, SC11 et SC12 compose Compression2, leur but est de comprimer le gaz provenant de : service traitement, champs satellites, ligne GR1, Gassi-Touil. Cette compression se fait de 28 bars à 420 bars.

I.4.6. Département Raffinerie : Ce département comprend deux services :

I.4.6.1. Service Raffinerie.

I.4.6.2. Service contrôle.

I.5. Notion sur le pétrole saharien

Tout processus de formation est unique, un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé, les plus importants c'est les mesures de viscosité et la teneur en soufre du brut.

I.5.1. Propriétés

I.5.1.1. Viscosité

Selon la viscosité, quatre types de gisement sont défini (Léger, moyen, lourd ou extra lourd et bitume) plus le pétrole brut est visqueux, plus il est lourd.

I.5.1.1.1. Gisements de pétrole léger : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole, les gisements sahariens présentent cette caractéristique

I.5.1.1.2. Gisements de pétrole moyen : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd, il s'agit par exemple gisement du moyen orient.

I.5.1.1.3. Gisements de pétrole lourd ou extra lourd : le pétrole ne coule pratiquement pas à la température ambiante, les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple.

I.5.1.1.4. Gisements bitume : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante, les principales réserves de ce type se trouve au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité d'exploitation, en effet un pétrole peu visqueux ou léger et plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

I.5.1.2. Constituants d'intérêt du pétrole brut

Les pétroles bruts sont des mélange complexes formés de certaines de composé organique et d'un bon nombre de composés inorganiques, ces composés diffèrent par leur solubilité, toxicité, persistance, viscosité, densité et sorptivité.

I.5.1.2.1. Hydrocarbures aromatiques : Le benzène est considéré comme préoccupant en raison de sa capacité à se déplacer dans l'environnement et de sa toxicité. De même, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène suscitent des inquiétudes, car ils font partie, avec le benzène, des composés les plus toxiques, volatils, solubles et mobiles présents dans le pétrole brut.

I.5.1.2.2. Hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) : Les HAP sont l'un des constituants d'intérêt du pétrole brut en raison de leur persistance environnementale. Le naphthalène est l'HAP le plus soluble dans le pétrole brut donc le plus mobile dans l'environnement. Le phénanthrène, le pyrène et les plus gros HAP sont généralement observés dans les pétroles bruts, mais ils ne sont pas aussi volatils, solubles ou mobiles que le naphthalène, ce qui limite leur biodisponibilité ; par conséquent, ces constituants d'intérêt ne sont pas examinés dans le cadre de la présente analyse.

D'autres classes de composés, y compris les alcanes et les oléfines aromatiques, ont été considérées avant d'être exclues pour les raisons suivantes :

- une très faible persistance des alcanes légers
- un faible potentiel de bioaccumulation
- une solubilité limitée dans l'eau
- une mobilité environnementale limitée
- une faible toxicité.

I.5.1.2.3. Benzène : La concentration de benzène dans les pétroles bruts représentatifs se situe généralement dans une fourchette de 0,02 à 0,41 % du volume (% vol.). Les pétroles bruts légers contiennent généralement les concentrations les plus fortes.

I.5.1.2.4. Toluène : La concentration de toluène dans les pétroles bruts représentatifs se situe généralement dans une fourchette de 0,15 à 1,52 % du volume (% vol.). Les pétroles bruts légers contiennent généralement les concentrations les plus fortes.

I.5.1.2.5. Éthylbenzène : La concentration de l'éthylbenzène dans les pétroles bruts représentatifs se situe généralement dans une fourchette de 0,05 à 0,45 % du volume (% vol.). Les pétroles bruts légers contiennent généralement les concentrations les plus fortes.

I.5.1.2.6. Xylènes : La concentration de xylènes totaux dans les pétroles bruts représentatifs se situe généralement dans une fourchette de 0,29 à 1,52 % du volume (% vol.). Les pétroles bruts légers contiennent généralement les concentrations les plus fortes.

I.5.1.2.7. Naphthalène : La concentration de naphthalène dans les pétroles bruts représentatifs se situe généralement dans une fourchette de 0,0028 à 0,042 % vol. (Yang et al., 2011). Le naphthalène a une faible solubilité d'environ 30 mg/L à 20 °C et en tant que composé semi-volatil, il a une faible pression de vapeur de 106 Pa à 25 °C et une constante de la

loi d'Henry de $2,23 \times 10^{-4}$ atm.m³ /mol (Recommandations canadiennes pour la qualité de l'environnement [RCQE] en ligne).

I.5.2. Particularités

I.5.2.1. Potentiel d'inflammation

Le potentiel d'inflammation du pétrole brut dépend en partie de la quantité de gaz et de constituants d'hydrocarbures léger et inflammables présents dans le pétrole, ces caractéristiques variant selon le type de pétrole brut, ce qui entraîne des niveaux variables d'inflammabilité. Par expérience les pétroles bruts plus léger contiennent une plus forte proportion de gaz dessous et d'hydrocarbures légers ce qui les rends plus inflammables que les autres types de pétroles bruts. Le point d'éclair est une mesure courante utilisée pour quantifier l'inflammabilité des produits pétroliers.

I.5.2.2. Potentiel de corrosion

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir différentes quantités de composés inorganiques comme des sels solubles dans l'eau, du sable et d'autres extraits sec, l'ensemble est caractérisé comme des dépôts de fond, le sel dans le brut se présente principalement sous forme de cristaux de sels dissous en suspension ou dessous dans l'émulsion d'eau dans le brut. Le pétrole saharien brut léger il contient moins des quantités des sels et des impuretés par rapport aux autres espèces pétrolières.

I.5.2.3. Teneur en soufre

La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit tenu doux (faible teneur en S) soit en sulfuré dans le cas contraire, des gisements de pétrole doux sont notamment trouvé en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord, cette mesure et utilisée pour la phase de raffinage du pétrole. Une faible teneur de soufre la favorisantes.

CHAPITRE II

II.1. Introduction

Les procédés de séparation, les procédés de conversion et les procédés d'épuration. Ainsi, le processus continu d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut à la place, L'élimination de ces sels et l'eau est indispensable et cela nécessite l'installation de toute une unité de dessalement.

II.2. Généralités sur le raffinage

Depuis les débuts de raffinage, différentes méthodes de traitement ont été utilisées pour éliminer les composé non hydrocarbonés, les impuretés et les autres constituants qui peuvent nuire aux caractéristiques de performance des produits finis ou semi-finis ou réduire l'efficacité des procédés de conversion. Le traitement comporte à la fois des réactions chimiques et une séparation physique, comme la dissolution, l'absorption ou la précipitation, faisant appel à une variété et à une combinaison de procédés.

Les méthodes de traitement comprennent l'élimination ou la séparation des composés aromatiques et des naphtènes, ainsi que l'élimination des impuretés et de contaminants indésirables, on utilise des acides et des composés adoucissants pour désulfurés le pétrole brut avant le raffinage et pour traiter les produits durant et après le traitement, parmi les autres méthodes, on citer le dessalement.

II.3. Equipements et unités de raffinerie

Cette raffinerie se compose des sections suivantes :

- Section Topping pour la fabrication des coupes de bases comme la gazoline, naphta, le kérosène et gasoil.
- Section Prétraitement conçue pour débarrasser le Naphta des composés (Azote, Souffre, métaux lourds...) nocifs pour le catalyseur de reforming.
- Section Reforming catalytique pour augmenter l'indice l'octane du naphta (reformat) base pour la fabrication de l'essence normale et de l'essence super.
- Section stockage pour stocker les produits finis.

II.3.1. Unités Topping : Dans une raffinerie le topping représente une unité initiale dont la quelle on obtient les différentes fractions du pétrole brut. Les différentes coupes de pétrole sont obtenues dans une colonne à distillation atmosphérique par différence de la température d'ébullition.

II.3.1.1. Section Prétraitement du naphta : Le prétraitement du Naphta (charge du reforming catalytique) est un procédé d'hydrorafinage, assuré par l'unité 300 ; dont l'objectif est de réduire au maximum dans les fractions pétrolières les impuretés susceptibles de nuire à la transformation catalytique, ou de créer lors de l'utilisation des produits finis, des problèmes de corrosion ou d'encrassement des équipements utilisés.

C'est un procédé d'hydrogénation catalytique réalisée dans un réacteur portant comme catalyseur pour éliminer : le soufre, l'azote, l'oxygène et d'autres métaux.... Et donc d'allonger la durée de vie du catalyseur du reforming.

Ces poisons sont transformés en produits éliminatoires ou retenus sur le catalyseur du prétraitement.

Le naphta est mélangé avec le gaz riche en hydrogène provenant du compresseur GB 801 produit par l'unité elle-même au refoulement de la pompe de charge GA301 avec un débit ($\leq 1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$).

II.3.1.2. Section reforming : Le reforming catalytique a pour but le transfert d'une essence de faible indice d'octane en une base de carburant de haut indice d'octane.

On utilise pratiquement comme charge pour le reforming, toutes les charges C+5 avec un PF allant jusqu'à 200°C , mais généralement on limite le PF de la charge à $150\text{-}180^\circ\text{C}$, car le reformat obtenu peut avoir un PF supérieur de 10 à 30°C de celui de la charge.

Ce procédé se passe avec injection de l'hydrogène avec la charge afin de réaliser certaines réactions et produit de l'hydrogène par d'autres réactions.

Comme produits de ce procédé, on peut obtenir :

- Reformat : essence avec NO élevé (90).
- Gaz sec ($\text{C}_1\text{-C}_2$).
- Gaz GPL ($\text{C}_3\text{-C}_4$).
- Gaz riche en hydrogène.
- H_2S .

II.3.2. Section stockage : Il s'agit uniquement du stockage des produits finis de la raffinerie stockés dans des bacs cylindriques de grand diamètre la raffinerie comporte 15 bacs dont : RS 903, 905, 907, 908,912 Reformat. RS 904 Gazoline. RS 906 Naphta. RS 909,910 Essence. RS 913, 914,918 Kérosène. RS 915, 916,917 Gasoil.



Figure II.1 : Bacs de stockage

Une série des unités forme un processus pour extraire et exploiter maximum du pétrole brut jusqu'en avoir des produits à haute valeur à l'échelle des fractions industriel subit des tonnes, la raffinerie conçue pour traiter annuellement 1070000 tonnes (design) pour assurer la demande du Sud-Algérien en carburants est : Essences, kérosène et gasoil.

Elle se compose de quatre unités principales

- U 200 : Distillation atmosphérique.
- U 300 : Prétraitement du naphta (Hydrodésulfuration et stabilisation).
- U 800 : Reforming Catalytique.
- U 900 : Stockage, Utilités et pomperie d'expédition.

II.3.2.1. Unité 200

Le rôle principal de cette section est la réalisation du fractionnement du pétrole brut en différentes coupes.

Donc le brut doit passer par le :

II.3.2.1.1. Dessalage et préchauffage :

L'unité est alimentée en pétrole brut provenant du centre de traitement sud C.I.S TRT ou UTBS à une pression d'environ 4 bars et une température ambiante, par le biais des pompes de charge GA201 A/B, une en service et l'autre en stand-by, elle le refoule à 21 bars vers les deux échangeurs EA201, EA202 en parallèle en prenant les calories respectivement du Naphta et Kérosène destinés au stockage.

Les deux effluents se réunissent en une seule sous une température de 80°C. le brut est avant cela mélangé à l'eau de lavage et entre dans le dessaleur FA205.

La pompe GA 212 A/B reprend le brut dessalé du FA205 et le refoule à travers un circuit d'échangeurs en série avant l'entrée au four BA201. Les échangeurs sont parcourus par des produits à refroidir et se présentent dans l'ordre suivant :

- 1- EA 204 Reflux circulant intermédiaire (RCI).
- 2- EA 203 Gas-oil.
- 3- EA 205 Résidu.

A la sortie du EA205, le brut est à 212°C et à une pression de 14 bars. Avant l'entrée au four BA201, le courant du brut se divise en 6 passes parallèles, à l'intérieur desquelles le débit est réglé pour chaque passe par l'intermédiaire de six contrôleurs.

De débit HIC 201 A.B...F avec une légère quantité en plus dans les deux passes extrêmes A et F.

Four BA 201 :

C'est un four de type tubulaire ayant 12 brûleurs, alimentés en fuel gaz provenant du FA990, installé pour l'apport de chaleur complémentaire à la charge de la colonne de fractionnement en augmentant sa température de 212°C sortie du EA205 à 340°C qui est la température de fractionnement.

Fractionnement :

Se fait au niveau de la colonne de distillation atmosphérique, cette dernière est divisée en deux parties. Une partie inférieure où se fait l'alimentation en brut provenant du four à 340 °C, dans cette zone de trois plateaux à clapets se produit une séparation de brut entre le résidu au fond et une coupe qui s'étale des légers à PF=375°C.

Cette dernière alimente la partie supérieure de la colonne de 26 plateaux où se passe un fractionnement proprement dit.

De cette partie de la colonne on soutire :

- Résidu.
- Gas-oil.
- Reflux circulant intermédiaire.
- Kérosène.
- Naphta.
- Gaz légers (Gazoline)

Résidu :

Du fond de la partie inférieure de la colonne DA201, le résidu est repris par la pompe GA207 A/B à une température d'environ 340°C, elle le refoule à 7 bars à travers la calandre du rebouilleur du stripper de kérosène DA202 B en l'occurrence EA208 où il est refroidi de 340°C à 305°C, puis il subit un autre refroidissement par l'intermédiaire de l'échangeur EA205 où il sert à chauffer le brut dirigé vers le four BA201. De ce dernier le résidu sort à 201°C, un dernier refroidissement se fait par l'aéroréfrigérant EC218 pour qu'il se dirige vers fente à 72°C dans un débit indiqué par le FR221 qui vaut 35 m³/h lors d'une charge de 170 m³/h.

Gas-oil :

Le gas-oil est soutiré à 324°C par la pompe GA206 A/B qui le refoule à 8.5 bars en deux parties ou la 1^{ère} assure le re bouillage au four BA 202 et la 2^{ème} est destinée au stockage, cette première partie est ramenée vers le four de re bouillage BA202 dans un débit enregistré par le FR237 de 49 m³/h puis ce gas-oil chauffé à 350°C retourne à la colonne de fractionnement DA201 juste au-dessous du 26^{ème} plateau de la partie de fractionnement.

Le gas-oil produit occupe la deuxième partie et se dirige vers l'échangeur de chaleur EA203 pour céder ces calories au brut à préchauffer d'où il sort à 186°C puis il est refroidi à 77°C par l'aéroréfrigérant EA217.

Afin d'être commercialisé sous l'appellation Mélange, une quantité de Kérosène est ajoutée au gas-oil avant qu'il soit stocké pour corriger ses caractéristiques physico-chimiques.

Reflux circulant intermédiaire :

Le reflux circulant intermédiaire joue les rôles suivants :
Cède sa chaleur pour chauffer le pétrole brut et le re bouillage au Stripper de la Gazoline et Stripper du Naphta.

Diminue la quantité de vapeur en tête de colonne et par conséquent le diamètre de cette dernière, au même temps, augmente la capacité de la colonne.

Kérosène :

Le kérosène est soutiré de la tour DA201 au plateau n° 12 à une température d'environ 207°C. Il est ensuite strippé dans le stripper DA202B où le niveau est réglé par le LIC207 agissant sur une vanne d'arrivée au stripper. Ce stripper est équipé de 6 plateaux et le stripping est réalisé par le brouilleur EA208 où circule le résidu à 305°C.

Les fractions légères vaporisées gagnent le sommet du stripper retournent au 10eme plateau de la colonne de fractionnement DA201. Par contre, le liquide qui sort du fond, une partie sert pour le re bouillage en retournant au stripper à 243°C, l'autre partie repris par la pompe GA205 A/B qui refoule le kérosène à 2.2 bars vers l'échangeur EA202 pour préchauffer le pétrole brut avant son dessalage. Puis il est refroidi par le réfrigérant EC216 pour être à 40°C. Le débit de kérosène produit contrôlé par le FRC218 est 20 m³/h réparti en deux, une partie pour constituer le mélange, l'autre pour traiter d'une façon spéciale pour avoir le kérosène pour carburateur.

Traitement de Kérosène :

A la sortie du réfrigérant EC216, 8 m³/h du kérosène contrôlé par le FRC227 sont repris par la pompe GA219 A/B pour être traités dans le précipitateur FA214 qui marche avec une tension électrique de 16 000 volts, une tension qui permet d'éliminer toutes traces d'eau, par conséquent, le point de congélation du kérosène qui doit être de -60°C.

La température de la charge est d'environ 63°C, la pression dans le FA214 est de l'ordre de 4.2 bars.

A la sortie du précipitateur, on injecte l'additif antistatique STADIS 450 afin d'améliorer la conductibilité du kérosène.

Naphta :

Le Naphta soutiré du plateau N°6 est traité de la même façon que le kérosène. Il est strippé dans le stripper DA202 A, appareil identique à DA202 B où son arrivée est réglée par le régulateur de niveau LIC209. Les vapeurs de tête retournent à DA201 au 5eme plateau, le stripping est réalisé par le rebouilleur EA207 qui porte à ses tubes le RCI.

Ce RCI assure l'augmentation de température du Naphta qui est soutiré à 162°C à 172°C.

Le Naphta strippé est repris par la pompe GA204 A/B qui refoule à 7.1 bars vers l'échangeur EA201 pour donner ses calories au brut avant le dessaleur refroidi ensuite par

l'intermédiaire du réfrigérant EC215 jusqu'à 57°C avant d'être stocké. Son débit contrôlé par le FRC217 est 32,4 m³/h sur 170 m³/h.

Vapeurs de tête :

Elles sortent du sommet de la colonne de fractionnement DA201 à une température d'environ 110°C réglée par le TRC205 agissant sur la vanne du FRC209, débit de retour du reflux de tête, traversent parallèlement les condenseurs EA211 ABC avant d'arriver au ballon de reflux FA201 où se produira une séparation triphasique.

- eau huileuse qui s'accumule dans l'appendice du ballon, est évacuée vers égouts.
- hydrocarbures légers incondensables sortent du haut de ballon vers torches ou vers le circuit du fuel gaz.

La pression est réglée par le PRC224 agit sur une vanne qui se trouve à la sortie de ces gaz.

- hydrocarbures liquides, leur niveau règle par le LRC211 agissant sur la vanne qui se trouve à leur entrée à l'échangeur EA210.

Ces hydrocarbures sont repris par deux pompes GA203 A/B et GA202 A/B la première (GA203 A/B) les refoule à 1.9 bars vers la tête de DA201 sur le plateau N°1 dans un débit de 117 m³/h contrôlé par le FRC209. La deuxième (GA202 A/B) les refoule à 9 bars avec un débit donné par FR211 de 40 vers l'échangeur EA210 pour être à 80°C, température d'alimentation de DA203, colonne de stabilisation de la gazoline.

Stabilisation de la gazoline :

Cette opération se fait au niveau de la colonne de stabilisation DA203 équipée de 26 plateaux, l'alimentation qui est les hydrocarbures liquides du ballon de reflux de DA201, en l'occurrence FA201, se fait à 95°C au 9^{ème} plateau.

La fraction vaporisée se condense au condenseur EA213 avant de passer au ballon de reflux FA202 où la pression est contrôlée par le PRC227 qui est 5.9 bars.

Les gaz de ce ballon sont utilisés comme fuel gaz ou torchés s'il s'agit d'une surpression, par contre, la fraction hydrocarbure liquide sert comme reflux de tête de DA203 par GA209 A/B à 56°C et 9 bars, en reflux total.

Une conduite fait évacuer les hydrocarbures liquides s'accumulant au fond de la colonne DA203 se divise sur deux directions :

- vers le rebouilleur EA209 pour porter la température du produit de fond à 131°C
- vers l'échangeur EA210 pour se refroidir en cédant les calories à la charge, un autre refroidissement assuré par le réfrigérant EC214 avant d'être stocké à 5 °C

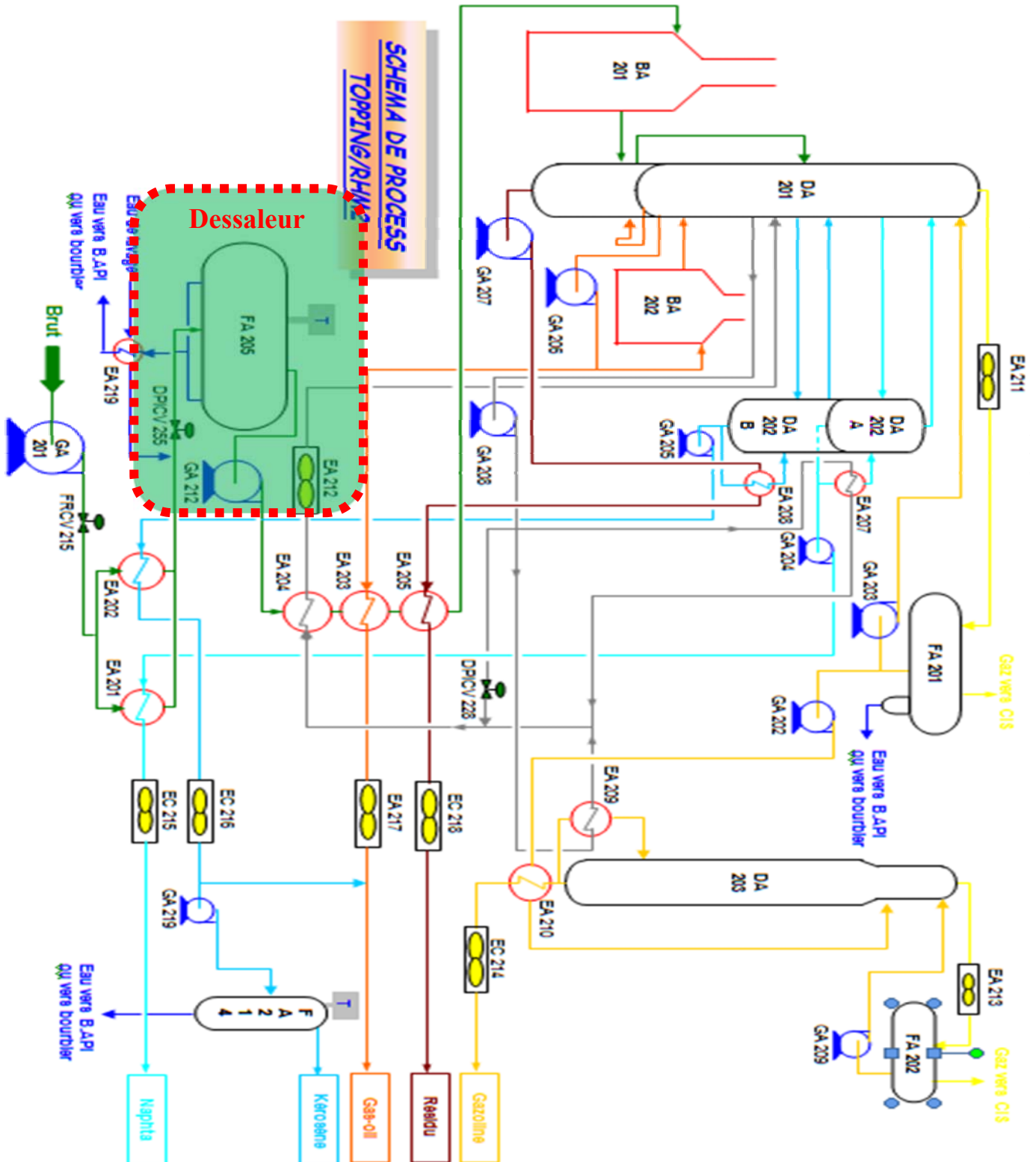


Figure II.2 : Schéma de la section Topping

II.3.3. Unité 900

II.3.3.1. Stockage

Le nombre de réservoirs installés pour satisfaire à cette opération **16 bacs**. Il s'agit uniquement du stockage des produits de la raffinerie, la charge en brut d'alimentation provient directement du centre (CIS) sans être stockée.

Le tableau suivant nous identifie chaque bac :

Tableau II.1 : Bacs de section Topping

N° Bac	Capacité (m ³)	Toit	Contenu	N° Bac	Capacité (m ³)	Toit	Contenu
RS 903	2500	Flottant	Réformât	RS 911	2500	Flottant	Réformât
RS 904	2500	Flottant	Gazoline	RS 912	2500	Flottant	Réformât
RS 905	2500	Flottant	Réformât	RS 913	2500	Flottant	Kérosène
RS 906	2500	Flottant	Naphta	RS 914	2500	Flottant	Kérosène
RS 907	2500	Flottant	Réformât	RS 915	16000	Fixe	Gasoil
RS 908	2500	Flottant	Réformât	RS 916	16000	Fixe	Gasoil
RS 909	2500	Flottant	Essence normale	RS 917	16000	Fixe	Gasoil
RS 910	2500	Flottant	Essence normale	RS 918	2500	Flottant	Kérosène

La raffinerie comprend un stockage de produits commerciaux, et produits intermédiaires. Elle comprend également une pomperie de transfert et de chargement des produits finis, et un poste d'éthylation.

La raffinerie possède un laboratoire de contrôle où sont effectués sur les différents produits intermédiaires ou finis un certain nombre de tests classiques qui ont un double but :

- Vérifier rapidement que le réglage des unités de produit est correct.
- Assurer la qualité des produits finis correspond bien aux normes.

II.4. Généralités sur les sels et les émulsions

II.4.1. Nature des sels

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement [1] :

- $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) : 20%,
- $CaCl_2$ (chlorure de calcium) : 10%,
- $NaCl$ (chlorure de sodium) : 70%.

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut [2]. (Les sels se trouvent au niveau de la fraction d'eau émulsionnée dans le brut)

II.4.2. Les inconvénients du sel dans le brut

En plus des normes commerciales nationale et internationales, pétrole brut doit être dessaler pour plusieurs raisons, les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut. (Stabilisation, topping), qui sont :

Corrosion : causé une perforation et une rupture des tubes des fours et des échangeurs, les chlorures de sels s'hydrolysent avec génération de chlorure d'hydrogène, qui entraîne des phénomènes de corrosion dans le circuit de tête des distillations atmosphériques.

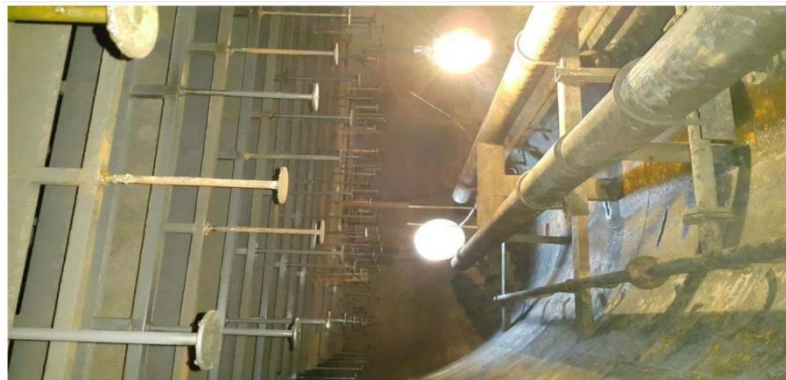


Figure II.3 : Corrosion interne d'un dessaleur à cause des sels et de sulfate

Bouchage : Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut se déposer dans les équipements d'échange de chaleur. En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés et ont tendance à boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval.

L'encrassement : une diminution dans la section de production à cause d'une réduction des diamètres des tuyauterie et des canaux de passage les dépôts de sel diminue la conductivité au niveau des échangeurs de chaleur et diminue le coefficient de transfert

Malgré les moyens de lutte conventionnelle telle que l'injection de soude dans le brut après dessaleur et d'inhibiteurs de corrosion en tête de colonne, le dessalage constitue une arme maitresse contre la corrosion [3].

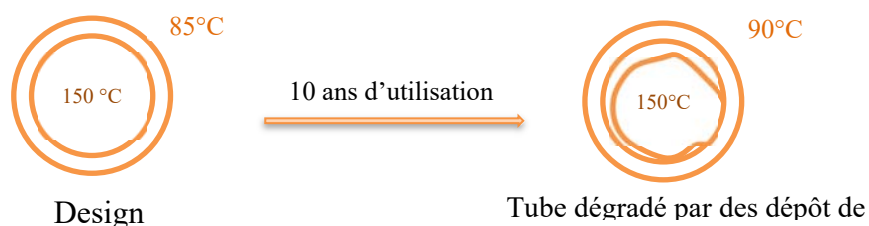
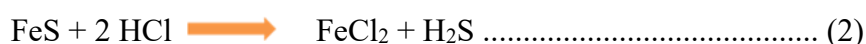
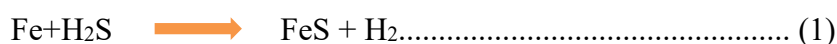


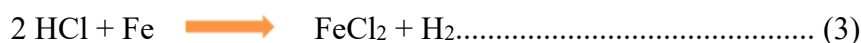
Figure II.4 : Encrassement d'un tube d'échangeur de chaleur

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivantes :

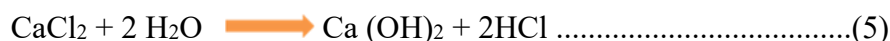
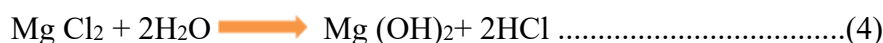
→ La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



→ L'acide chlorhydrique attaque le fer :



→ Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température pour donner de l'acide chlorhydrique :



En raison de ces problèmes, la teneur en sel de pétrole brut doit être réduite à de très faible niveaux avant le raffinage [4].

II.5. Traitement des émulsion eau/brut par le produit désémulsifiant

II.5.1 Désémulsifiant :

L'huile et l'eau sont deux liquides hétérogènes, qui se séparent en deux couches par une différence de densité.

L'eau en dessous, mais au niveau moléculaire il se déroule un phénomène au niveau de l'interface du contact (eau-huile), cette couche ne dépasse pas quelques centimètres dans le cas standard mais dans le cas où il y a un émulsifiant et certain paramètre qui permettent une dispersion totale, les émulsions qui ont une zone de dispersion dépassant le un mètre, peuvent constituer un problème dans le processus de séparation du pétrole brut.

L'épaisseur de la couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à près d'un mètre. Une épaisse couche d'émulsion peut provoquer un mauvais fonctionnement dans le procédé de dessalage électrostatique.

Le désémulsifiant est un des composés qui permet de faciliter la séparation entre ses trois espèces qui composent une émulsion totale, Un agent désémulsifiant peut être utilisé pour briser la couche d'émulsion ou pour prévenir l'épaississement de la couche

II.5.2. Condition de formation d'une émulsion :

L'émulsion la plus rencontrée dans le pétrole brut est de type eau dans huile (hydrophobe) (Figure II.6) ; la partie continue est huilée. Plus rarement on peut trouver les émulsions inverses de type huile dans l'eau (hydrophile).

Trois conditions sont nécessaires pour la formation d'une émulsion :

- La non-miscibilité des deux liquides
- Une énergie nécessaire pour la dispersion d'une phase dans l'autre
- La présence d'un agent émulsifiant.

L'agent émulsifiant à l'interface eau/brut se trouve sous forme d'une barrière autour des gouttes d'eau et empêche la coalescence (Figure II.5). Ces agents comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques, les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisées qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau ; Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer [5].

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence. Généralement, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires.

II.5.3. Théorie sur la structure de l'émulsion :

Voici un schéma qui présente le phénomène d'émulsion :

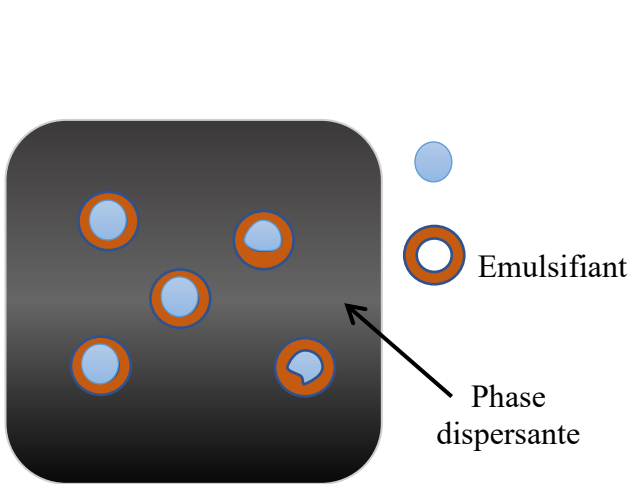


Figure II.5 Représentation d'une émulsion avec émulsifiant [7]

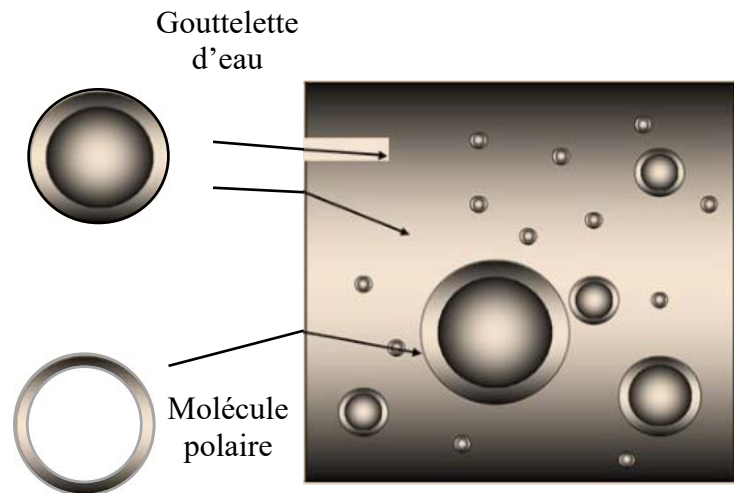


Figure II.6 Représentation d'une émulsion Eau / Huile [6]

Voici un schéma qui représente le rôle d'un agent désémulsifiant dans le procédé de dessalage électrique eau/brut :

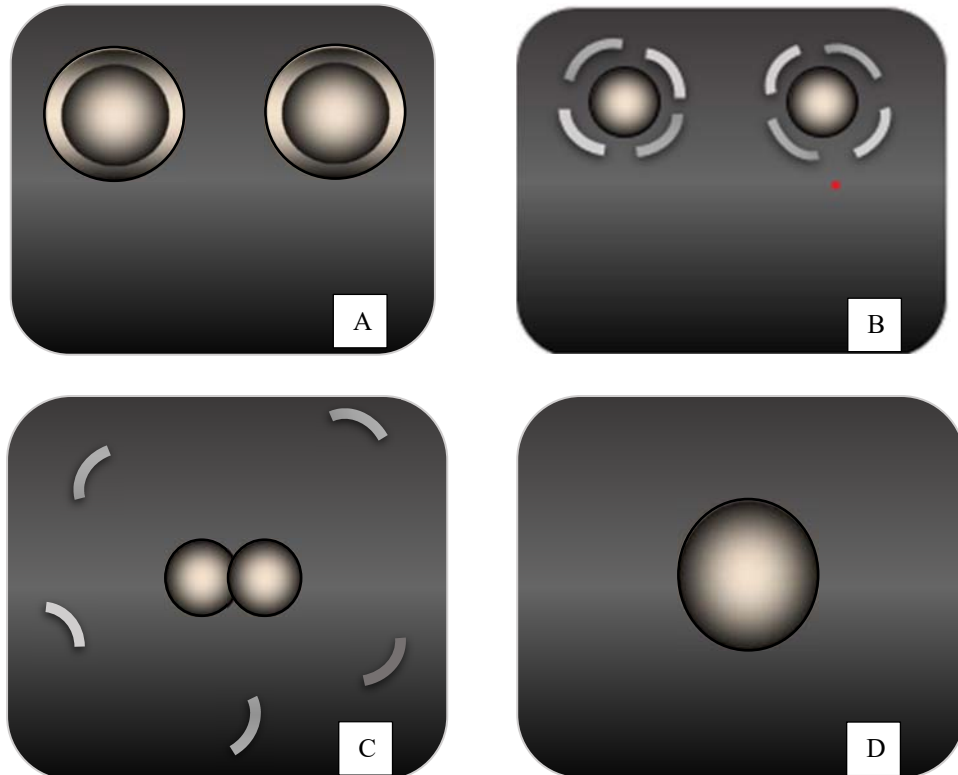


Figure II.7 Principe de la désintégration d'une émulsion [9].

A : Deux forces s'opposent : les tensions inter faciales des deux liquides qui tendent à faire homogénéiser chaque phase et la résistance du film inter facial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

B : Élimination des film interfaciaux par des forces électriques et une action chimique en présence de désémulsifiant pour réduire le niveau de cette phase d'émulsion.

C : Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. Les forces électriques des électrodes provoquent les gouttes dispersées pour avoir un fusionnement plus rapide entre elles.

D : Une fois que les gouttelettes d'eau se sont heurtées, gouttes tombent sous l'effet de gravité.

Augmenter la température pour diminuer la viscosité de la phase continue (brut) [8].

II.6. Dessalement électrostatique

Le dessalement c'est le deuxième procédé dans les stations de traitement et le premier parmi l'enchaînement des unités dans la raffinerie car la première étape de raffinage consiste à éliminer tous les impuretés et contaminants indésirables. Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. Le dessalage chimique, la séparation électrostatique et la filtration sont trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

Dans le dessalement chimique on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (désémulsifiant) au pétrole brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante.

Dans le dessalage électrostatique on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. On ajoute les tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut renferme beaucoup de solides en suspension.

Dans les dessalements chimiques et électrostatiques on chauffe la matière première jusqu'à une température comprise entre 66°C et 177°C pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau, la température est limitée par la pression de vapeur du pétrole brut. Ces méthodes de dessalement sont réalisées en continu.

Une base ou un acide sont parfois ajoutés pour ajuster le pH de l'eau de lavage, on peut ajouter de l'ammoniac pour réduire la corrosion, Les eaux usées et les contaminants qu'elles contiennent sont repris à la partie inférieure du bac de décantation et acheminés vers l'unité

d'épuration des eaux huileuses, Le pétrole brut dessalé est récupéré en continu à la partie supérieure du bac de décantation et envoyé à la tour de distillation atmosphérique.

Si le dessalage est imparfait, il y aura encrassement des tubes réchauffeurs et des échangeurs de chaleur dans toutes les unités de production de la raffinerie, ce qui se traduira par une diminution des débits dans les circuits et une réduction de la vitesse de transfert de chaleur et causera des défaillances en raison d'une augmentation de la pression et de la température, Toute surpression dans l'unité de dessalage provoquera une panne.

La corrosion est due à la présence de sulfure d'oxygène, de chlorure d'hydrogène, d'acide naphthénique (organique) et d'autre contaminants.

Il y a corrosion lorsque des sels neutralisés (chlorure et sulfure d'ammonium), entrent en contact avec de l'eau de condensation.

Comme le dessalement est un procédé en circuit fermé, il y a peu de risque d'exposition à du pétrole brut ou à des produits chimiques, sauf en cas de fuite ou de rejet.



Figure II.8 Enchaînement des unités raffinerie



Figure II.9 Dessaleur

II.6.1 Définitions du dessalage :

C'est une opération utilisée pour éliminer les sels et de la saumure contenants dans le pétrole brut par un lavage avec une eau douce.

On effectue le dessalement pour plusieurs raisons :

Pour obtenir un produit fini conforme aux normes

Pour protéger les unités de la raffinerie et ses éléments

Pour économiser l'énergie et augmenter l'efficacité et la capacité de traitement

CHAPITRE III

III.1. Fonctionnement d'un dessaleur

III.1.1. Explication des étapes :

Le brut émulsionné doit être lavé avec une eau douce pour dissoudre les molécules de sel qui sont diffusées dans les gouttelettes de la saumure.

Après le lavage la nouvelle émulsion entre dans le dessaleur et est distribuée, elle est ensuite soumise à des pulsations de champ électrique.

Les gouttelettes d'eau polarisées coalescentes s'accumulent, puis elles tombent décantées.

III.1.2. La procédure :

Après le chauffage de pétrole on injecte l'eau douce avec une vanne mélangeuse, ensuite le mélange passe en bas du dessaleur, ensuite il va se dispatchée dans tout le bac du dessaleur par un distributeur, et il va soumis à des pulsations électrostatiques que fait les gouttelettes d'eau de la saumure se polarisée, s'accumulent puis coalescentes et décantées.

Le système de dessaleur a des grids des électrodes chargées au minimum 3000 (v/cm) par un réseau du transformateur, ces électrodes polarisent les gouttelettes d'eau et le champ électrostatique brise les forces interfaciales entre l'eau avec l'émulsifiant et l'huile.

Le brut dessalé remonte vers le haut de bac du dessaleur et destiné vers la colonne de distillation. Les eaux usées sortent de la partie inférieure du bac et est destiné vers une station de traitement des eaux huileuse.

III.2. Éléments et pièces d'un dessaleur

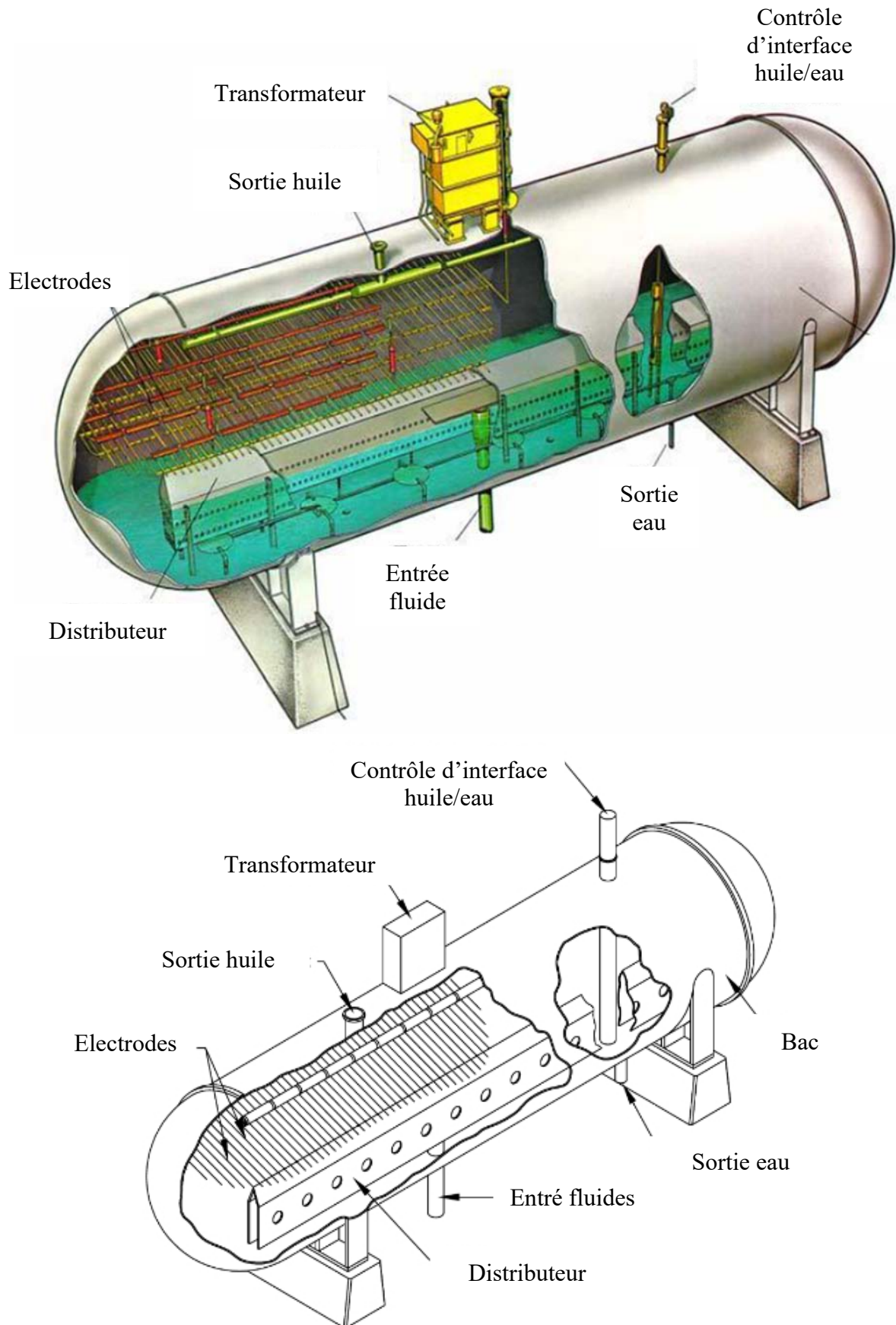


Figure III.1 Coupe interne du Dessaieur

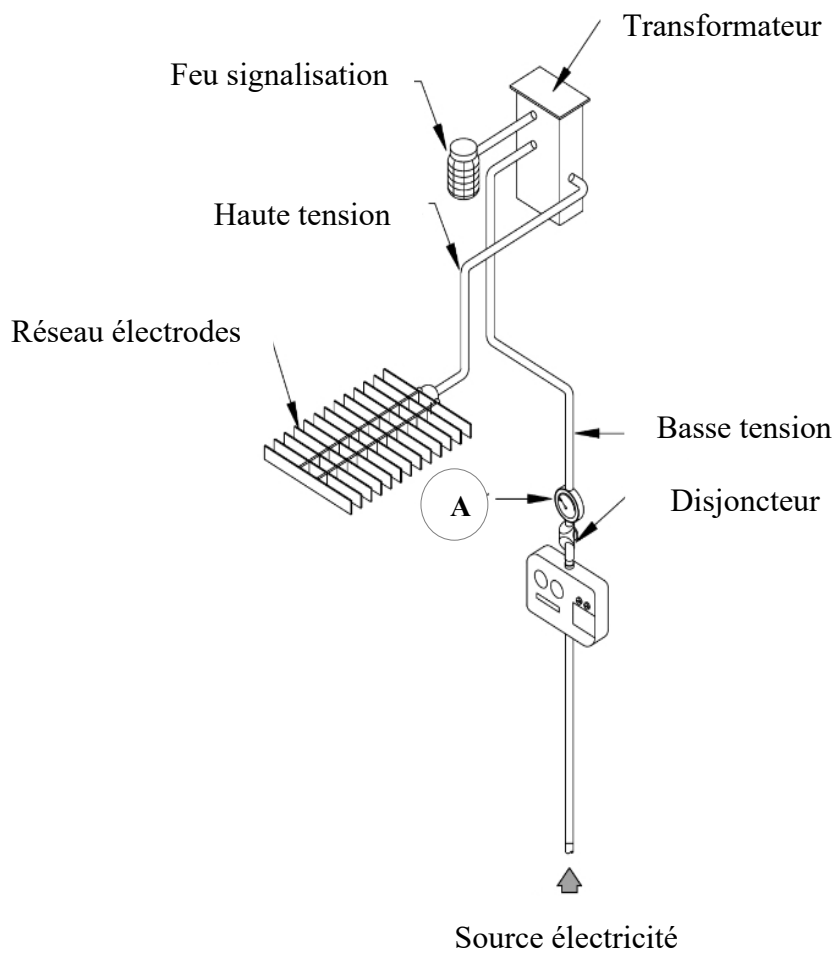
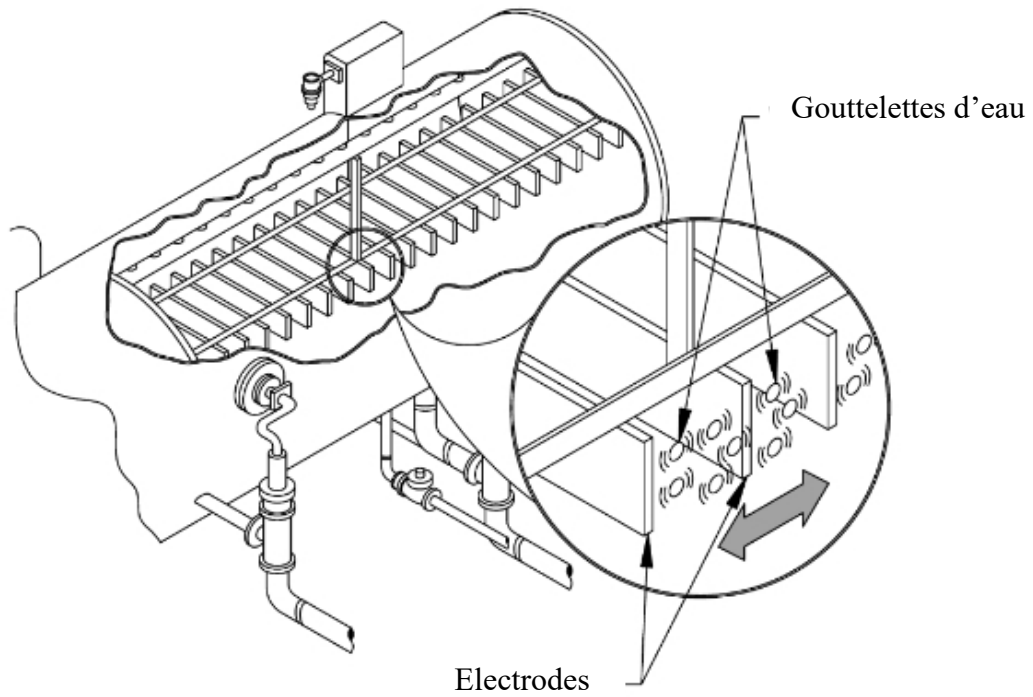


Figure III.2 Coupe interne présente les éléments de Dessaieur

III.3. Etapes de dessalement électrostatique

III.3.1. Lavage ou diffusion des sels dans l'eau de lavage

La présence du sel dans le pétrole brut est sous forme des cristaux ou dans la molécule d'eau dispersées dans l'huile, L'eau de lavage sert à dissoudre les cristaux de sel contenus dans le brut, pour assurer le meilleur contact eau/huile, cette eau doit être une eau douce injectée par une vanne mélangeuse avant l'entrée du dessaleur.

L'opération de lavage, dissolution et dilution, consiste à faire passer les sels contenus dans l'émulsion eau/huile vers les molécules d'eau douce, dont le réglage est effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible [8].

III.3.2. Coalescence des gouttelettes d'eau

L'émulsion eau/huile est fortement stabilisée par des molécules polaires, telles que les asphaltées et des solides finement divisés. Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiant. Le champ électrique du dessaleur provoque et déstabilise la barrière des molécules polaires entourant les gouttelettes d'eau, ce qui facilite leur coalescence [8].

III.3.2.1. Deux mécanismes provoquent la coalescence :

- Les forces d'attraction des gouttelettes d'eau entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à se regrouper.
- L'agitation créée par le champ électrique

Les gouttelettes sont soumises à des forces d'attraction, dont l'équation est de la forme :

- a : est le rayon des gouttelettes (cm)
- E : est le champ électrique (Volt/cm)
- d : est la distance entre les centres des gouttelettes en coalescence (cm)
- k : est une constante

La coalescence dépend aussi du taux de lavage, ainsi que de la vitesse de coalescence.

$$V_d = k \frac{x^{4/3}}{\mu} \text{ (m/s)} \quad (1)$$

- X : Est le taux de lavage (%)
- μ : Est la viscosité dynamique du brut (kg/ h.m)
- k est un constante.

Pour augmenter la coalescence, il faut :

Augmenter le champ électrique E qui ne doit pas dépasser la valeur de 20000(Volt/cm)

- Diminuer la distance « d » entre les gouttelettes, et augmenter le rayon de la gouttelette « a ». Ces deux grandeurs sont fonction du taux d'eau de lavage.
- Augmenter la température pour diminuer la viscosité de la phase continue (brut)

[8].

III.3.3. Décantation

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, décantent au fond du dessaleur, sous l'effet de la densité qui est supérieure à celle du brut. La vitesse de décantation est donnée par la loi de Stokes [5]

$$V_d = \frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_b) D_p^2}{\nu} \text{ (m/s)} \quad (2)$$

- V_d : Est la vitesse décantation (m/s)
- g : Est l'accélération de l'apesanteur (m/s^2)
- ρ_e : La densité de l'eau (kg/m^3)
- ρ_b : La densité du brut (kg/m^3)
- ν : Est la viscosité cinématique du brut (cst)
- D_p : Est le diamètre des gouttelettes d'eau (m)
- L'amélioration de la décantation est obtenue par :
 - L'augmentation de poids des gouttelettes d'eau en élevant la quantité d'eau injectée et
- L'utilisation des désémulsifiants ;
 - L'utilisation d'une température plus élevée possible dans le dessaleur $\leq 177^\circ C$, pour diminuer la viscosité de la phase continue [11].

Schéma présentant les phénomènes qui se passent lors de la décantation :

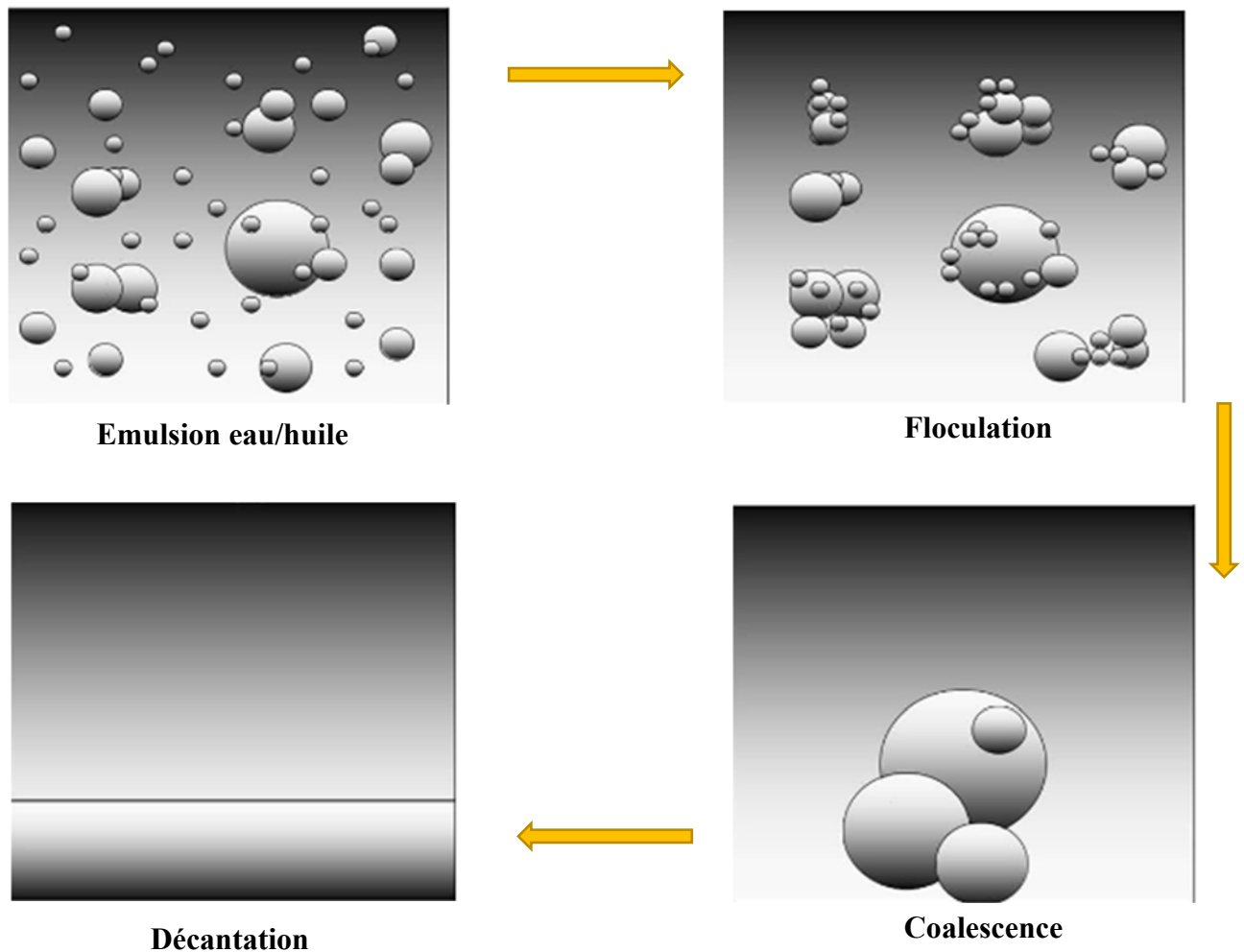


Figure III.3. Principe schématique du dessalage [9]

III.4. Influence des paramètres de marche

III.4.1. Champ électrique et champ critique :

Au niveau du dessaleur les gouttelettes d'eau sont influencées par un champ électrique sans atteindre un champ critique afin d'éviter la déformation de ces gouttelettes qui provoquera par la suite un dysfonctionnement du dessaleur.

Soumettre les gouttelettes d'eau à un champ électrique provoquera une augmentation de leurs tailles et par la suite leur collision. Une fois qu'un volume suffisant est atteint, les particules d'eau décanteront jusqu'au fond de la colonne. Les deux champs électriques sont calculés par les lois suivantes [10] :

III.4.1.1. Champ électrique :
$$E = \frac{U}{L} \quad (3)$$

- **U** : La tension du courant (Volt)
- **L** : La distance entre les électrodes (Cm)

III.4.1.2 Champ électrique critique :
$$E = A \sqrt{\frac{2 \sigma}{\epsilon Dp}} \quad (4)$$

- **A** : Le coefficient de proportionnalité
- **ϵ** : La constante diélectrique (s^{-2})
- **σ** : La tension superficielle entre l'eau et le pétrole (g/cm^2)
- **Dp** : le diamètre de la gouttelette de l'eau

Le champ électrique (E) entre les électrodes doit être inférieur au champ critique.

$$E < EC$$

III.4.2. Niveau d'interface

Il faut toujours régler et suivre le niveau d'interface car il est un des paramètres importants pour un bon dessalage, ne peut pas dépasser les deux tiers du volume de dessaleur.

Si le niveau trop élevé suscitera l'augmentation du champ électrique puis la diminution du temps de décantation ce qui peut engendrait de mauvaise déshydratation. et si le niveau d'interface est trop bas le temps de lavage sera insuffisant et par conséquent un entraînement du brut dans l'eau aura lieu, ce qui provoquera un court-circuit au niveau dessaleur [10]. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique [5].

III.4.3. Régime d'écoulement

Le régime d'écoulement doit être précisé pour pouvoir par la suite déterminer le temps de décantation. Ce régime est défini par le calcul du nombre de Reynolds donné par la relation suivante :

$$Re = \frac{V_d D_p}{\nu} \quad (5)$$

- V_d : La vitesse de décantation (m/s)
- D_p : Le diamètre de la particule d'eau (m)
- ν : La viscosité cinématique du brut (cst)

V_d étant la vitesse de décantation, elle est calculée par la loi suivante :

$$V_d = \sqrt{\frac{4}{3} \frac{D_p g}{\varphi} \frac{d_e - d_b}{d_b}} \quad (6)$$

- d_e : La densité de l'eau (kg/m³)
- d_b : La densité du brut (kg/m³)
- D_p : Le diamètre de la particule d'eau (m)
- g : l'accélération de l'apesanteur (m/s²)
- φ : Le coefficient de frottement

III.4.4. Temps de décantation et temps de séjour

Le calcul du temps de décantation est primordial, car un temps de décantation inférieur au temps de séjour indique l'absence d'entraînement des particules d'eau dans le brut. La formule suivante permet de calculer le temps de décantation :

$$t_d = \frac{L_1}{V_d} \quad (7)$$

- t_d : Le temps de décantation (min)
- V_d : La vitesse de décantation (m/s)
- L_1 : La distance entre l'électrode basse et l'interface (m)

III.4.5. Temps de séjour

$$t_s = \frac{V}{Qt} \quad (8)$$

- t_s : Le temps de séjour (m)
- V : Le volume de la capacité du dessaleur (m³)
- Qt : Le débit total de la charge (m³/h)

III.5. Efficacité du dessaleur

$$Ef (\%) = \frac{S_e - S_s}{S_e} 100 \quad (9)$$

- **Ss** : Le taux de salinité à la sortie du dessaleur (ppm)
- **Se** : Le taux de salinité à la sortie du dessaleur (ppm)
- **Ef** : L'efficacité du dessaleur (%)

III.6. Calcule d'efficacité du dessaleur en cas d'actuel

On a la salinité d'une semaine : 16 au 22 mai 2023

Tableau III.1: Salinité et viscosité des échantillons pendant une semaine

Jours	Salinité E (mg/L)	Salinité S (mg/L)	Densité	Viscosité (cSt)
16	32	14	0.8015	/
17	34	16	0.7989	/
18	32	16	0.8008	/
19	34	12	0.8016	2.0002
20	35	14	0.7981	/
21	34	12	0.7998	/
22	32	14	0.7929	/

On a : $E_f = \frac{\text{Salinité E} - \text{Salinité S}}{\text{Salinité E}} 100$

$E_{f1} = 56.25\%$

$E_{f2} = 52.94\%$

$E_{f3} = 50.01\%$

$E_{f4} = 64.71\%$

$E_{f3} = 60\%$

$E_{f4} = 64.69\%$

$E_{f5} = 56.28\%$

III.7. Paramètres de marche en cas actuel :

Calcule du temps de séjour :

$$t_s = \frac{V}{Q_t} = \frac{30,5}{177,5 \cdot 3600} = 618,592 (s) \Rightarrow 10,31 (min)$$

Calcul de champ électrique :

$$E = \frac{U}{L} = \frac{380}{0,127} = 2992,126 \text{ (v/cm)}$$

Pour calculer la viscosité on utilise la loi de GOSS :

$$\log \frac{\nu_{T_1}}{\nu_{T_2}} = R \log \frac{T_1}{T_2} \quad (10)$$

La température à 37,8°C est : 2,0004 (cSt) ; $T_2 = 75,76^\circ C$

$$\nu_{T_2} = 2,0002 \text{ (cSt)}$$

Calcul de du temps de décantation :

$$t_d = \frac{L1}{V_d}$$

D'abord on va calculer la vitesse de décantation :

Tableau III.2: Coefficient de résistance en fonction du régime d'écoulement

On a :

$$V_d = \sqrt{\frac{4}{3} \frac{d_e - d_b}{d_b} \frac{D_p - g}{\varphi}}$$

$$Re = \frac{V_d D_p}{\nu}$$

À la température de 75,76 °C

la viscosité du brut est :

$$\nu = 2,0004 \text{ (mm}^2/\text{s)}$$

Régime d'écoulement	Rep	ϕ
Laminaire	Rep ≤ 0,2	$\frac{24}{Re}$
Transitoire	0,2 < Rep < 500	$\frac{18.5}{Re^{0.6}}$
Turbulent	Rep ≥ 500	44

La vitesse de décantation

On a aussi :

$$V_d = \frac{1}{18} g \frac{\rho_e - \rho_b}{\rho_b} \frac{D_p^2}{\nu} \quad (1)$$

$$V_d = 1,0877 \cdot 10^{-3} \text{ (m/s)}$$

$$t_d = \frac{L_1}{V_d}$$

$$t_d = 1,946 \text{ (min)} < t_s = 10,31 \text{ (min)}$$

III.8. Analyse de salinité :

III.8.1 Méthode de détermination de la salinité au niveau du laboratoire

III.8.1.1. Matériels utilisés :

Ampoule à décanter

Burette graduée

Erlen Meyer

Bécher

Pipette graduée

Pissette d'eau distillée

Produits utilisés

Permanganates de potassium

Ag NO₃

Échantillon de brut 1(L)



Figure III.4. Matériels et produits utilisées

III.8.1.2. Mode opératoire :

On prend un échantillon à la sortie du dessaleur 1(L), après un moment de refroidissement on mélange ce litre avec de l'eau distillée dans une ampoule de décantation on agite bien, ensuite après décantation, on tire l'eau de cette décantation 100 (ml) et on le fait un titrage avec Ag NO_3 : 14.533 (g/L)

On ajoute l'indicateur coloré permanganate de potassium (jaune)

Au point d'équilibre la couleur de solution devient orange, on calcule donc la salinité

$$n_1 = n_2 \text{ (échantillon)} \quad (11)$$

$$C_1 V_1 = C_2 V_2$$

$$C_2 = \frac{C_1 V_1}{V_2} \Rightarrow C_m = C_2 V_2 M_{H_2O}$$

Remarque : avant cette analyse il faut titrer l'eau distillée de lavage du brut (les 100mL)

toute seule pour déterminer sa salinité : $C_m \text{ (eau distillée)}$

Après l'analyse on calcule la concentration C_m et puis on en soustrait la valeur de salinité de l'eau distillée de lavage pour un résultat plus précis :

$$\text{Salinité de brut} \Rightarrow S = C_m - C_m \text{ (eau distillée)}$$

III.9. Différent analyse quotidienne au niveau de laboratoire

Les laboratoires ont pour tâche de déterminer les caractéristiques physique et chimique des charges de pétrole brut et de contrôler la qualité des produits finis. Le personnel de laboratoire, devrait avoir reçu la formation nécessaire pour reconnaître les dangers que comportent la manipulation et le mélange de produits chimiques toxiques et de liquides inflammables et pour assurer sa protection et celle des autres.

III.9.1. Analyse :

Le point d'éclair, la TVR, la salinité, la distillation atmosphérique, Bilan des produits finis et semi finis, mesure de pH, mesure de Fer ect.....

III.9.1.1. La TVR



Figure III.5. Appareille de mesure la TVR

III.9.1.2. Vérification de rendement de distillation de l'unité :



Figure III.8. Appareille de distillation ASTM

III.9.1.3. Point d'éclair et la pureté :



Figure III.6. Appareil de mesure le point d'éclair



Figure III.7. Colorimètre de qualité des produits ASTM

III.9.2. Différents produits finis et semi-finis de la raffinerie :



Figure III.9. Produits hydrocarbures

III.10. Conclusion

Dans ce chapitre on a exposé d'une façon explicite fonctionnement du dessaleur et son mécanisme d'action interne, par la même, l'opportunité nous à été donnée et nous l'avons saisie pour pratiquer toutes les analyses qui s'imposent dans ce cas de figure, au niveau de laboratoire, en prenant en considération, les facteurs qui entrent dans les paramètres de marche, sachant que les facteurs d'ajustement étudiés ; taux de lavage, niveau d'interface, régime d'écoulement, champ électrique.

On déduire une optimisation par une fixation de température à 79°C, ainsi que la pression suffisante et relative avec le champ électrostatique.

En fin les désémulsifiants, ne sont pas utilisés dans l'unité de dessalement au niveau de la RHM2, ils sont utilisés juste dans les centres de traitement.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le dessalement dans les raffineries et les centres de traitement, est d'une importance capitale. De ce fait, il impose donc en continue, des recherches pour trouver des désémulsifiants plus efficaces. Un autre aspect non moins important, qui peut améliorer les performances de l'unité, est l'expérience et le professionnalisme des techniciens exploitants, en matière d'adaptation des paramètres de marche, ce qui peut contribuer dans l'efficacité et le rendement et la durée de vie des installations de traitement en général.

Dans ce travail, on a étudié et examiné les facteurs d'ajustement en prenant en considération les paramètres de marche. Aussi nous avons calculé la salinité à l'aide des échantillons relevés pendant une semaine avec une optimisation des constantes.

Il est à souligner, que le paramètre le plus important dans le procédé est le temps de décantation, qui doit être supérieur à celui du séjour et ce en plus de la qualité d'eau utilisée, pour baisser la salinité, et atteindre un meilleur rendement possible.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

[1] **D. ARGA**, Acides naphthéniques-hydrates de gaz : influence de l'interface eau/huile sur les propriétés dispersantes d'un brut acide, Thèse de doctorat, université de Pau et des Pays de l'Adour, (2006).

[2] **R. DAVID**, Handbook of chemistry and physics, CRD, édition 89eme, (2008), (ISBN 142006 ET 978-140066791) p 9-50.

[3] **B. BOUCECRIMA**, Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants, I.C.I.C.U. Ouargla et C.R.D de HASSIMESSAOUD, (2006).

[4] **H. Laiche, S. El Hachemi**, conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala, Mémoire d'ingénieur, Université de Kasdi Merbah Ouargla, (2005), p102.

[5] **J.-P, WAUQUIER**, Le raffinage de pétrole brut, procédés de séparation, EDITIONS TECHNIP, Tom 2, (1998), p 240-260.

[6] **Document de TOTAL**, Manuel de formation, Cours exp-pr-eq090, (2007), p 4-97.

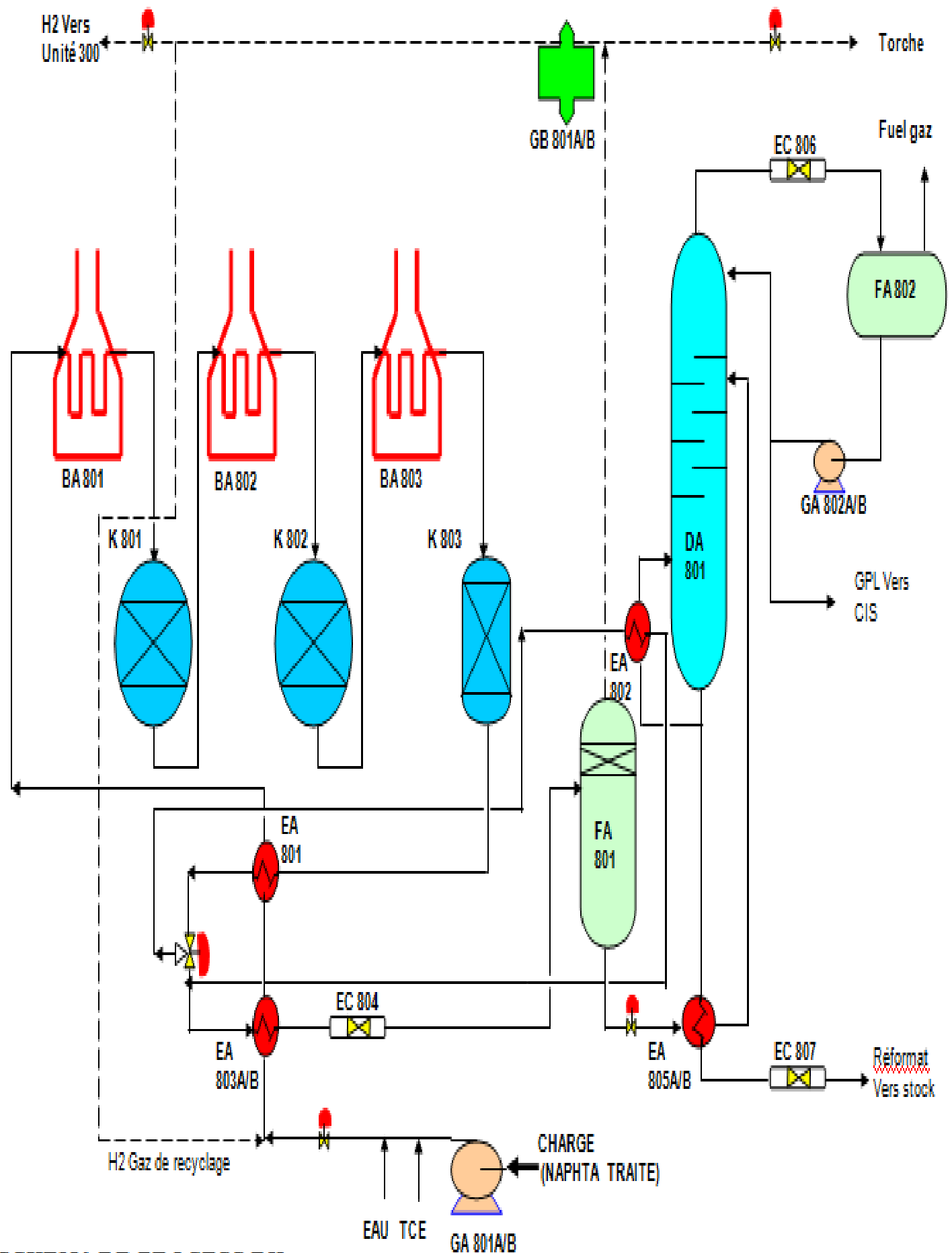
[7] **AD BACHIR&AMOR BACHIR**, Optimisation des paramètres de fonctionnement d'un procédé de dessalage de l'unité traitement brut sud à Hassi Messaoud (UTBS), Mémoire présentée en vue de l'obtention du diplôme de Master en: Génie des Procédés; Université Mohamed Khider –Biskra; (2013).

[8] Manuel opératoire, Raffinerie de pétrole et de gaz. Février 2003.

[9] **Ken Arnold et Maurice Stewart**, Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre 7, Surface Production Operations, AMEC Paragon, Houston, Texas, (2008) p351–456.

[10] **C. TOUATI**, Dessalage de l'unité de distillation atmosphérique, Mémoire fin d'études master, université de Boumerdès, (2017).

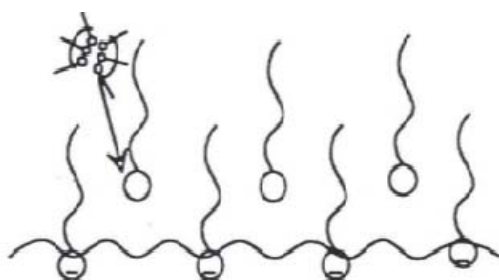
[11] **B. DORBAN**, Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques, MAGISTER : Raffinage, Université de Boumerdes, (2003).



**SCHEMA DE PROCESS DU
REFORMING CATALYTIQUE**

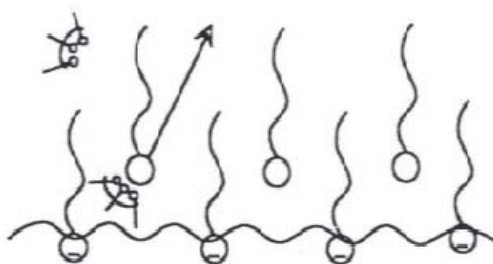
Principaux surfactants

Forme polaire		Forme ionique
R - SO ₃ H	\rightleftharpoons	R - SO ₃ [⊖]
R - COOH	\rightleftharpoons	R - COO [⊖]
R - SH	\rightleftharpoons	R - S [⊖]
R - ØOH	\rightleftharpoons	R - ØO [⊖]
R - NH ₂	\rightleftharpoons	R - NH ₃ [⊕]
R - OH		
R - OR		
R - COR		
R - COOR		



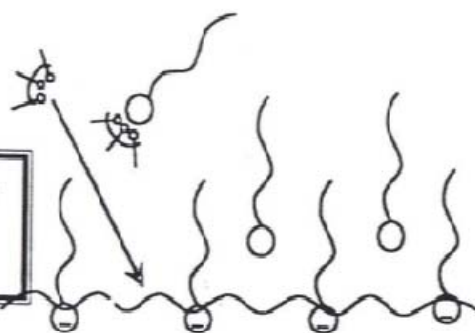
Brut
Eau

Désémulsifiant Primaire
-injection dans le brut-



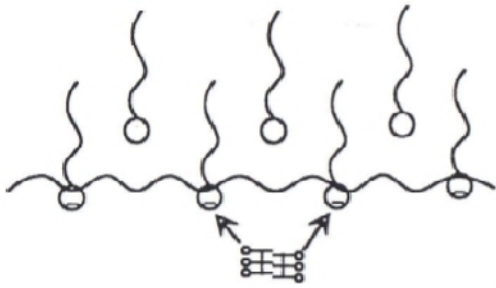
Brut
Eau

Neutralisation totale des surfactants
non ioniques, partielle des ioniques

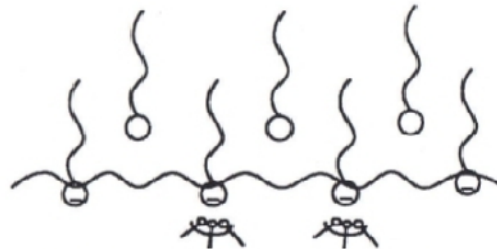


Brut
Eau

Désémulsifiant Secondaire
-Injection dans l'eau-

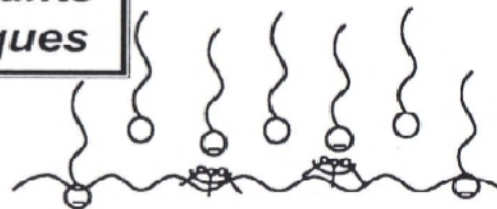


Brut
Eau



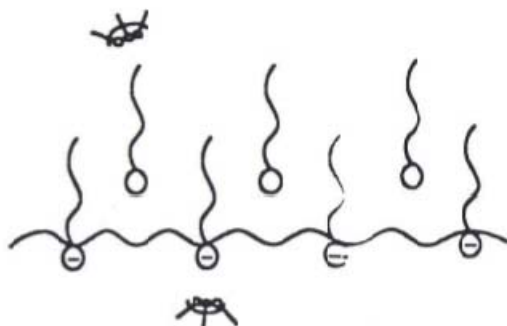
Brut
Eau

Neutralisation totale des surfactants
ioniques, partielle des non ioniques

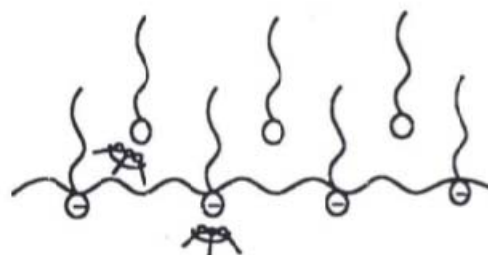


Brut
Eau

Désémulsifiants Primaire et
Secondaire

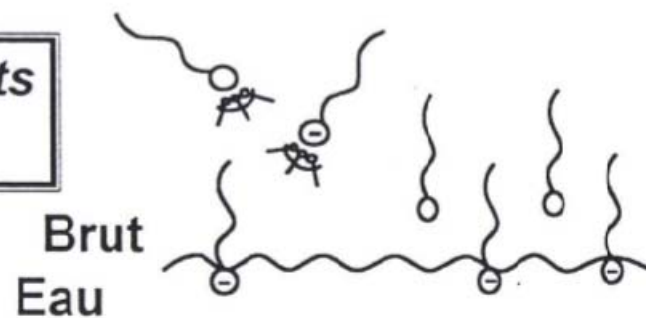


Brut
Eau

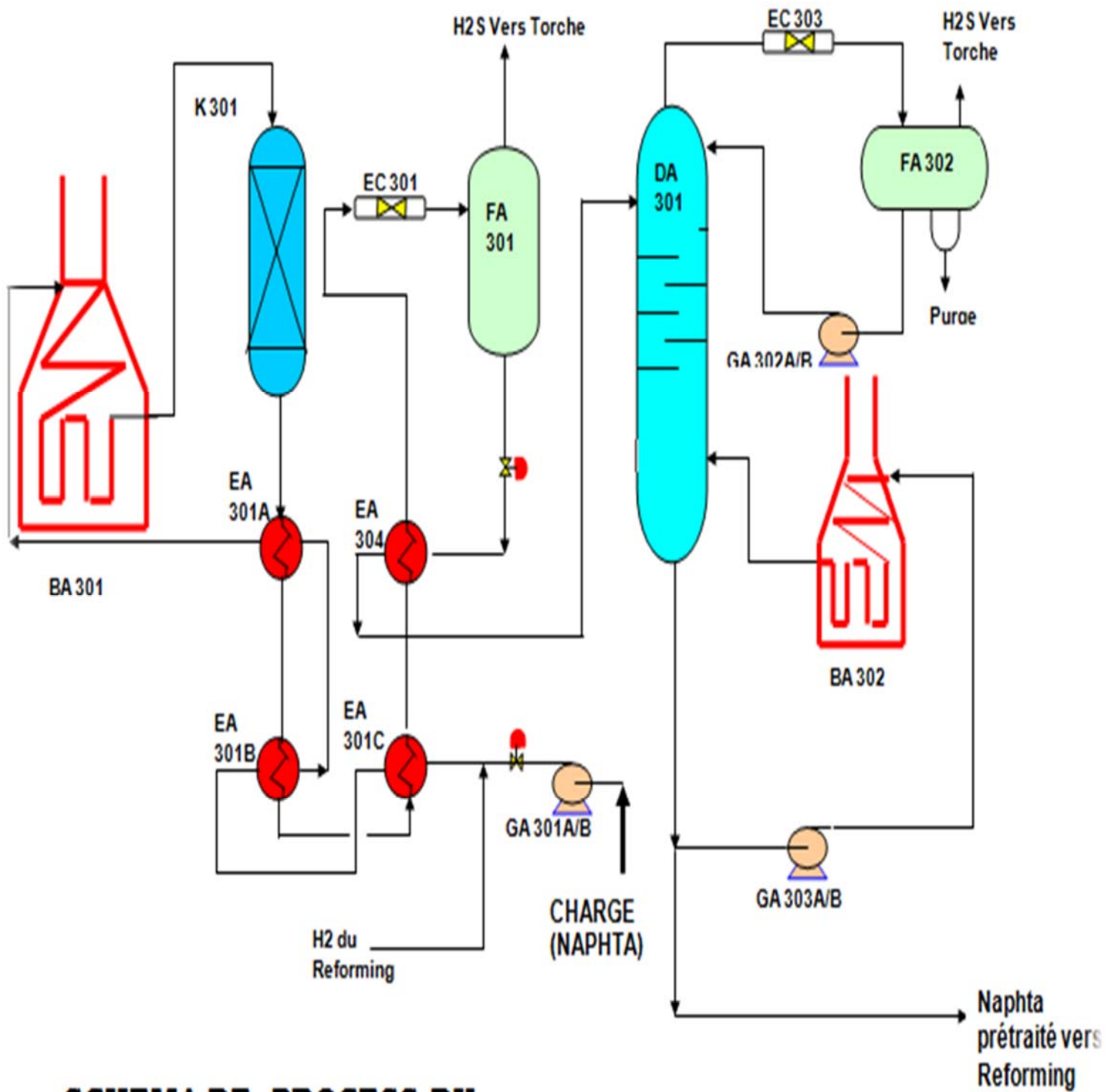


Brut
Eau

Neutralisation de tous les surfactants
(ioniques+non ioniques)



Brut
Eau



**SCHEMA DE PROCESS DU
PRETRAITEMENT DE NAPHTA**