



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 20 août 1955 -SKIKDA

## Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Filière: Industries Pétrochimiques

Spécialité: Génie Pétrochimique

Thème:

***Vérification des performances de l'unité  
de dessalage de RA1K***

**Réalisé par:**

- **BOUGHAZI RANIA**
- **BOUAFIA Aridj**

**Encadré par:**

- **MECHATI Fadia**

**Année Universitaire 2022/2023**

# *Remerciement*

*En premier lieu, nous tenons à remercier ALLAH, le tout puissant qui nous a offert la bonne santé et le pouvoir pour réaliser ce modeste travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre docteur encadrant Dr.FADIA MECHATI pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses,*

*Nos remerciement et reconnaissance vont à tous les enseignements de departement de pétrochimique pour le s'avoir qu'ils nous ont transmis durant notre formation et aux membres de jurée qui ont accepté de juger notre travail.*

*A Tous nos collègues de la promotion 2018.*

*Toutes les personnes qui nous a aidée durant mon stage de la raffinerie de SKIKDA qui nous ont aidés à la réalisation de la partie pratique de notre mémoire.*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,*

*A mes très chers frères HAMZA AYOUB et GHAZALI*

*« Merci infiniment »*

*A ma chère sœur IBTISSEM Je te dis merci et mille fois merci pour ton courage et ton assistance pour moi.*

*Sans oublier Mon petit ange HAROUNE*

*A mes très chères amies à mon cœurs Rania et KHAOULA merci infiniment d'avoir été avec moi pendant les cinq ans « je t'aime »*

**ARIDJ**

# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à :*

*A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde pour nous, à toi mon père Houcine.*

*A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon coeur, ma vie et mon bonheur, maman que j'adore Saliha .*

*A mes chers frères ANIS et RAMI et DJAMEL*

*A ma chère sœur ASMA et son mari ABDELKARIM*

*A mes adorables BATOUL et LOUKMANE*

*A ma cher grand- mère, que dieu la protège*

*A mes oncles, mes tantes et leur famille.*

*A tous mes cousins et cousines.*

*A toute ma famille **Boughazi** et **Hadibi**, pour leurs soutient et encouragent*

*A ma binôme BOUAFIA ARIDJ et sa famille.*

*A mes chères : kaoula , israa , chams , Roufaïda , ilham , khouloud , Rayan , Malak , Yasmin , Rania , Soundes wissem....*

*A toute ma promotion. Et a tout ce qui me connaissent de prêt et de loin.*

**RANIA**

## **Résumé**

Le dessalage est une opération très importante pour assurer le bon fonctionnement des différents traitements pétroliers et éviter ses conséquences telles que la Corrosion des équipements. La commercialisation du brut, est régie par des contrats qui fixent en particulier les teneurs en sels et en eau (40 mg/l en sel, et d'ordre de 1% en eau) Nous consacrerons ce travail d'étude à l'unité de dessalage du pétrole brut dans le centre de Traitement « RA1K» ou nous traitons le problème des sels existant dans le brut. Nous nous concentrerons sur les unités de dessalage Electrostatique et sa vérification de calcul, notre objectif est d'étudier l'influence des paramètres clés de dessalage électrostatique sur le traitement

**Mots clés :** pétrole brut, dessalage, sels, eau, émulsion, paramètres opératoires .

## ملخص

تعد تحلية المياه عملية مهمة للغاية لضمان حسن سير المعالجات البترولية المختلفة ولتجنب عواقبها مثل تآكل المعدات. يخضع تسويق النفط الخام للعقود التي تحدد بشكل خاص محتوى الملح والماء. سنخصص هذه الدراسة لوحدة تحلية الزيت الخام في مركز المعالجة حيث نتعامل مع مشكلة الأملاح الموجودة في الخام. سنركز على وحدات التحلية الكهروستاتيكية والتحقق من حساباتها ، وهدفنا هو دراسة تأثير العوامل الرئيسية لتحلية المياه الكهروستاتيكية على المعالجة.

الكلمات المفتاحية: البترول الخام، التحلية، الماء، الأملاح، المستحلبات، معايير التشغيل

## **Abstract**

Desalting is a very important operation to ensure the proper functioning of the various petroleum treatments and to avoid its consequences such as equipment corrosion. The marketing of crude oil is governed by contracts which fix in particular the salt and water contents (40 mg / l in salt, and around 1% in water) We will devote this study to the crude oil desalination unit in the center of treatment "UTBS" where we treat the problem of salts existing in the crude. We will focus on the Electrostatic Desalting Units and its calculation verification , Our objective is to study the influence of the key parameters of electrostatic desalting in the traitement.

**Key words:** crude oil, desalting, water, salts, emulsions, operating parameters..

# Sommaire

---

Liste des figures	
liste des tableaux	
liste des symboles	
liste des abreviations	
Introduction generale .....	1
CHAPITRE I : Generalite sur le petrole brut et la distillation atmospherique .....	4
INTRODUCTION .....	5
I.1. GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT .....	5
I.1.1. Définition du pétrole brut.....	5
I.1.2. Origine du pétrole brut .....	5
I.1.3. Composition du pétrole brut .....	6
I.1.4. Substances minérales .....	8
I.1.5. Spécification du pétrole .....	8
I.2. DESCRIPTION DE L'UNITE TOPPING ( DISTILLATION ATMOSPHERIQUE) .....	9
I.2.1. Organigramme de l'unité de distillation atmosphérique .....	12
I.2.2. Description du procédé.....	13
I.2.3. Bilan de matière de l'unité de distillation atmosphérique .....	15
I.3. GENERALITES SUR LA DISTILLATION ATMOSPHERIQUE.....	15
I.3.1. Définition de la distillation Atmosphérique.....	16
I.3.2. Description de la colonne de distillation atmosphérique .....	16
CONCLUSION.....	17
Chapitre II : Dessalage electrostatique et phenomene d'emulsions.....	18
INTRODUCTION .....	19
II.1. DEFINITION DU DESSALAGE.....	19
II.2. BUT DE DESSALAGE .....	20
II.3. NATURE DES SELS .....	20
II.3.1. Inconvénients des sels .....	21
II.4. PHENOMENE D'EMULSION .....	21
II.4.1. Conditions de formation d'émulsion.....	23
II.4.2. Stabilité de l'émulsion.....	23
II.4.3. Types d'émulsion .....	25
II.5. LES EMULSIONS DANS L'INDUSTRIE PETROLIERE .....	26
II.6. ETAPES DE DESINTEGRATION DES EMULSIONS.....	27
II.6.1. Procédé mécanique .....	27

## Sommaire

---

II.6.3. Procédé électrique .....	28
CONCLUSION.....	29
Chapitre III : Dessaleur electrostatique .....	30
INTRODUCTION .....	31
III.1. MECANISME DU DESSALAGE ELECTROSTATIQUE.....	31
III.2. FONCTIONNEMENT .....	32
III.3.1. Le diffuseur d'entrée .....	33
III.3.2. Le distributeur .....	33
III.3.3. Les électrodes.....	34
III.3.4. Le casseur de Vortex .....	34
III.3.5. Le collecteur multi orifices .....	35
III.3.6. Un détecteur de niveau d'interface émulsion/eau.....	35
III.3.7. Des isolants.....	35
III.4. TUYAUTERIE INTERIEURE.....	35
III.4.1. Tuyauterie d'entrée et de distribution de l'émulsion .....	35
III.4.2. Tuyauterie de sortie de brut dessalé .....	36
III.4.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau.....	36
III.4.4. Tuyauterie vapeur .....	36
III.5. ENSEMBLE TRANSFORMATEUR-REACTANCE .....	36
III.6. ENSEMBLE DE L'ALIMENTATION ELECTRIQUE HAUTE-TENSION.....	37
III.7. TABLEAU ELECTRIQUE ET LIAISON ELECTRIQUE.....	37
III.8. INSTRUMENTATION.....	388
III.8.1. Vanne de mélange (21-PV-0X524) .....	388
III.8.2. Régulateur de niveau interface .....	388
III.8.3. Vanne automatiques de l'eau d'écoulement : .....	388
III.9. ACCESSOIRES ET EQUIPEMENTS DE PROTECTION .....	388
CONCLUSION.....	39
Chapitre VI : Calcul de dessaleur .....	40
INTRODUCTION .....	41
IV.1. RESULTATS DE SALINITE ENTRE /SORTIE DE DESSALEUR UNITE 10 DE RA1K.....	41
IV.2. CALCULE DES PARAMETRES OPERATOIRES DE DESSALEUR .....	42
IV.2.1. Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur .....	42
IV.2.2. Bilan matière.....	43
IV.2.3. Calcul de la quantité du brut dessalé .....	44

## Sommaire

---

IV.2.4. Détermination de la quantité d'eau de purge .....	44
IV.2.5. Calcul de la vitesse de décantation .....	44
IV.2.6. Calcul des caractéristiques d'un dessaleur .....	48
IV.2.7. Calcul des caractéristiques électriques de dessaleur .....	52
IV.2.8. Calcul du distributeur .....	55
IV.3. COMPARAISON ENTRE LE DESIGN ET L'ACTUEL .....	58
IV.4. INFLUENCES DES PARAMETRES OPERATOIRES SUR LE PROCEDE.....	59
IV.4.1. Variation de la viscosité en fonction de température .....	59
IV.4.2. Variation de la densité en fonction de la température .....	60
IV.4.3. Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température .....	61
IV.4.4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage.....	61
IV.4.5. Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température .....	62
IV.5. INTERPRETATION DES GRAPHES .....	63
IV.6. COMMENTAIRE.....	63
CONCLUSION.....	63
Conclusion generale.....	64
References bibliographiques .....	64

## Liste des figures

Figure	Titre	Page
<b>Figure.I.1</b>	Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1ère partie.	11
<b>Figure.I.2</b>	Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 2ème partie.	12
<b>Figure.I.3</b>	Organigramme de l'unité distillation atmosphérique.	12
<b>Figure.II.1</b>	Représentation d'une émulsion avec émulsifiant .	22
<b>Figure.II.2</b>	Émulsion d'eau dans l'huile	2
<b>Figure.II.3</b>	Représentation schématique d'un tensioactif .	25
<b>Figure.II.4</b>	Schématisation de la structure d'émulsion simple ( huile dans eau et eau dans huile)	26
<b>Figure.II.5</b>	Schémas d'émulsions doubles	31
<b>Figure.III.1</b>	dessaleur électrique	33
<b>Figure.III.2</b>	dessaleur électrostatique (VW-21-01)	34
<b>Figure.III.3</b>	Electrodes	35
<b>Figure.III.4</b>	Les tuyauteries de dessaleur	43
<b>Figure.IV.1</b>	Schéma explicative du bilan matière	45
<b>Figure.IV.2</b>	Variation du diamètre de gouttelette d'eau en fonction de la température [	51
<b>Figure.IV.3</b>	Les électrodes après nettoyage	51
<b>Figure.IV.4</b>	Schéma explicative de distance entre les électrodes	53
<b>Figure.IV.5</b>	Variation de coefficient de proportionnalité en fonction de la température	54
<b>Figure.IV.6</b>	Une partie de la rampe	54
<b>Figure.IV.7</b>	Représentation du distributeur.	55
<b>Figure.IV.8</b>	Schéma d'un trou dans le distributeur.	58
<b>Figure.IV.9</b>	Variation de la viscosité en fonction de la température.	59
<b>Figure.IV.10</b>	Variation de la densité en fonction de la température	60
<b>Figure.IV.12</b>	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage	60
<b>Figure.IV.13</b>	Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température	61

## Liste des Tableaux

---

<b>Tableau.I.1</b>	Bilan de matière de l'unité (U10)	15
<b>Tableau.IV.1</b>	Résultats de salinité entré /sortie de l'eau unité 10 de RA1K	41
<b>Tableau.IV.2</b>	Les données pour calcule du dessaleur.	41
<b>Tableau.IV.3</b>	Diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau	42
<b>Tableau.IV.4</b>	Coefficient de frottement ( $\phi$ ) en fonction du $R_e$ et le Régime d'écoulement.	45
<b>Tableau.IV.5</b>	La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (74°C)	46
<b>Tableau.IV.6</b>	Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage	48
<b>Tableau.IV.7</b>	Comparaison entre le désigne et l'actuel.	53
<b>Tableau.IV.8</b>	Viscosité en fonction de température	57
<b>Tableau.IV.9</b>	Variation de la densité en fonction de la température	58
<b>Tableau.IV.10</b>	Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température	59
<b>Tableau.IV.11</b>	Variation de vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage	60
<b>Tableau.IV.12</b>	Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température	61

## Liste des Symboles

Symbole	Designation	Unité
A	Facteur Relatif A La Phase Légère (Pétrole)	/
A	Coefficient De Proportionnalité	/
D	Diamètre De La Gouttelette D'eau En Cm	Cm
D	Diamètre De Dessaleur	M
D	Diamètre Intérieur De Trou	M
$E_{eff}$	Efficacité De Dessaleur	%
$E_c$	Champ Critique	V/C m
$E_i$	Electrode Inférieure	/
$E_d$	L'efficacité De Dessalage	%
$E_s$	Electrode Supérieure	/
$E$	Champ Electrique Entre Les Electrodes	V/C m
$E_1$	Champ Electrique Entre L'électrode Inférieur Et Le Niveau D'eau	V/C m
F	Surface De Passage D'un Trou	M <sup>2</sup>
G	Accélération De La Pesanteur	M/S <sup>2</sup>
L	Distance Séparant Les Deux Trous Extrêmes	M
L	Distance Séparant Les Deux Rampes	M
$L_d$	Longueur De Dessaleur	M
L	Distance Entre Les Électrodes	Cm
L1	Distance Entre L'électrode Inférieure Et Le Niveau D'eau	M
M	Distance Entre Les Deux Sections	M
N	Nombre Des Rampes De Distributeur	/
Q	Débit De La Charge	M <sup>3</sup> /H
$Q_b$	Quantité de brut à dessaler	m <sup>3</sup> /h
$Q_d$	Quantité de brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
$Q_w$	Quantité d'eau de lavage	m <sup>3</sup> /h
$Q'_w$	Quantité d'eau de purge	m <sup>3</sup> /h
$Q_{wext}$	Quantité d'eau dans le brut dessalé	m <sup>3</sup> /h
r	Rayon de la gouttelette d'eau	M
$S_{be}$	Salinité d'entrée	mg/l
$S_{bs}$	Salinité de sortie	mg/l
$S_{we}$	Teneur en sel dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
T	La temperature	°C
$T_d$	Temps de decantation	Sec
$T_s$	Temps de séjour	Sec
V	Volume de la capacité	m <sup>3</sup>
$V_d$	Vitesse de decantation	m/s
$\phi$	Viscosité cinématique de la phase continue (brut)	Cst
W	Vitesse d'écoulement	m/s
X	taux d'eau injectée par rapport au brut mesurée	%
Y	teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur	mg/l
$Z_{ext}$	Teneur en eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l

## Liste des Symboles

---

$\beta$	Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	mg/l
$\rho_d$	Masse volumique de la phase dispersée (eau)	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_c$	Masse volumique de la phase continue (brut)	kg/m <sup>3</sup>
$\epsilon$	Coefficient diélectrique	/

## Liste des abréviations

---

abréviation	Nomenclature
API	American petroleum institute
E/H/E	Emulsion eau dans huile dans eau
GPL	Gaz pétrole liquéfié
HGO	Gasoil lourd
HT	Haute tension
H/E/H	Emulsion huile dans eau dans huile
LGO	Gasoil léger

# *Introduction générale*

## Introduction générale

---

Le pétrole brut est un liquide avec une couleur foncée, plus ou moins visqueux et une odeur caractéristique. Sa composition peut varier en fonction de son origine, mais elle est d'environ 84% carbone, 14% hydrogène, 1 à 3% soufre, et moins de 1% d'azote, d'oxygène, de métaux (nickel, fer, vanadium, etc.) et de sels divers ( $\text{NaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{CaCl}_2$ ) [1].

Le pétrole est considéré comme une source d'énergie, il représente la matière première essentielle pour le développement économique énergétique et technologique. Ce dernier n'a pas d'utilisation pratique tant qu'il n'a pas été bien traité et bien raffiné; afin d'obtenir des produits dont les usages conviennent à une application particulière (en produits énergétiques tels que carburants et combustibles, et en produits non énergétiques telles que les matières premières pétrochimiques, lubrifiant paraffines et bitumes) [1]. Avant le raffinage le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un pétrole qui répond aux normes exigées, et de diminuer leurs conséquences sur les installations pétrolières (la présence d'eaux est les sels dans le brut, diminue sa qualité ainsi il peut provoquer la corrosion et d'autres effets pour les équipements). Pour ces raisons, toute une opération de dessalage est nécessaire ; qui consiste à éliminer les impuretés existants dans ce dernier, par un lavage avec l'eau afin de dissoudre les sels qui se trouvent sous forme de cristaux dans le brut.

Nous avons effectué un stage de 15 jours au niveau de la raffinerie de Skikda; nous avons remarqué que les unités 10 et 11 de topping de RA1K ont des problèmes de corrosion au niveau de la tête de la colonne de distillation atmosphérique quoique le brut ait subi un traitement de dessalage. Il a été constaté que l'existence d'une quantité de sel provoque la formation de l'acide chlorhydrique menant à une corrosion des équipements.

Les sels prédominant dans le brut sont les Chlorures de sodium ( $\text{NaCl}$ ) 70%, chlorures de magnésium( $\text{MgCl}_2$ ) 20%, et chlorures de calcium ( $\text{CaCl}_2$ ) 9%, et de certaines particules solides ( $\text{SiO}_2$ , Argile, Résine, Sable, Sédiment). Elles se trouvent sous forme de cristaux ou dissous dans des fines gouttelettes d'eaux disposées dans le brut et forment ainsi une émulsion [2].

La présence de ces sels a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique, par conséquent une corrosion du circuit de tête de colonne est observée.

Nous avons structuré notre mémoire en quatre chapitres: le premier chapitre destiné au pétrole ; son origine, son exploitation extraction... etc .

## **Introduction générale**

---

Le deuxième chapitre englobe des généralités sur le dessalage et les émulsions et le troisième chapitre parle sur le dessaleur électrostatique qui est utilisée dans l'unité 10 et 11 (Topping) de la raffinerie de Skikda. Le chapitre quatre décrit en utilisant des calculs la source du problème trouvé par des vérifications..

Nous terminons ce manuscrit par une synthèse globale des chapitres, donnée sous forme de conclusion générale.

## *Chapitre I*

# *Généralité sur le pétrole brut et la distillation atmosphérique*

## **Introduction**

Le pétrole brut a une importance capitale dans le monde moderne puisqu'il constitue avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60 % des besoins énergétiques mondiaux ou autres, les hydrocarbures qui composent permettent la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété ne cesse d'augmenter (les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et détergents) [3].

## **I.1. Généralités sur le pétrole brut**

### **I.1.1. Définition du pétrole brut**

Le mot «Pétrole» est issu des deux mots latins «Petra» et «oléum» et signifié «huile de pierre»; dès l'antiquité il pouvait être utilisé comme revêtement étanche, médicament miracle ou arme de guerre .

Le pétrole brut est un mélange liquide complexe d'hydrocarbures, c'est-à-dire de combinaisons chimiques de carbone (C) et d'hydrogène (H). Le pétrole est généralement extrait du sous-sol «bassins sédimentaires» où il occupe les vides de roches poreuses appelés «roches réservoirs».

Le pétrole brut contient de faibles quantités de soufre, ainsi que des traces d'azote, d'oxygène et de métaux [4].

### **I.1.2. Origine du pétrole brut**

Certains chercheurs de l'ex-Union soviétique ont eu recours à la théorie de l'univers quels hydrocarbures sont des vestiges de l'atmosphère primitive de la Terre. En fait, L'hypothèse de l'univers est difficile à tenir car quel que soit le mécanisme chimique considéré dans le sous-sol, presque tout le carbone de la croûte est représenté par la substance

Matière organique contenue dans les roches sédimentaires. De plus, des traces d'origine organique le pétrole brut peut être détecté ; premièrement, il existe des espèces optiquement actives. En fait, il ne peut être synthétisé que par la biologie. donc ça ressemble

La plupart des gisements de pétrole proviennent directement ou indirectement d'organismes vivants incorpore les sédiments lors du déchargement [5].

### I.1.3. Composition du pétrole brut

Les éléments de base qui composent le pétrole sont le carbone (83 à 87 %) et l'hydrogène (11 à 14%), formant divers hydrocarbures.

Les composants pétroliers comprennent également les composés oxygénés, le soufre et l'azote (jusqu'à 6 ou 7% au total) peut également être noté dans les cendres de pétrole Chlore, phosphate, silicium et métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni...etc.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole sont répartis dans les trois catégories suivantes :

- Les paraffines (alcanes).
- Les naphènes.
- Les hydrocarbures aromatiques [6].

#### I.1.3.1. Les hydrocarbures paraffinés (Alcanes)

Ces hydrocarbures sont saturés et répondent à la formule générale  $C_nH_{2n+2}$ ; ces teneurs des hydrocarbures dans le pétrole brut sont variables.

Si la teneur est supérieure ou égale à 50%, l'huile est dite cirée, clairement:

- Paraffine gazeuse.
- Paraffine liquide.
- Paraffine.

Ils sont constitués de chaînes d'atomes de carbone et d'atomes d'hydrogène

Peut-être linéaire ou ramifié ; leur général est  $C_nH_{2n+2}$  [6].

#### I.1.3.2. les naphènes ( les hydrocarbures cyclique saturé)

Dans ces hydrocarbures, toute partie du squelette carboné est cyclisée ; nombre

Le nombre d'atomes de carbone dans le cycle ainsi formé peut varier. Ce sont la température d'ébullition et les densités sont plus élevées que les alcanes avec le même nombre d'atomes de carbone.

Dans les pétroles bruts, les cycles les plus couramment rencontrés sont ceux à cinq ou six atome de carbone [6].

Dans ces cycles, chaque atome d'hydrogène peut être remplacé par une chaîne de paraffine droite ou ramifiée. Leur formule générale est :  $C_nH_{2n}$ .

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés de formule générale  $C_nH_{2n}$ , ces

Les hydrocarbures existent dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane, et cyclopentane est divisé en cycloalcanes monocycliques, bicycliques et polycycliques. S'ils constituent environ 50 % du pétrole, ils sont appelés naphènes [7].

### **I.1.3.3. Hydrocarbures aromatiques**

Ce sont des hydrocarbures cycliques insaturés de formule générale  $C_nH_{2n-6}$ , ces hydrocarbures existent dans le pétrole, comme le benzène, le toluène, le xylène et leur dérivé. Si ces hydrocarbures constituent environ 35 % du pétrole, on peut dire aromatique [6].

Ce sont des concentrations élevées d'hydrocarbures cycliques polyinsaturés a au moins un cycle avec trois doubles liaisons dans sa formule moléculaire des combinaisons leur confèrent des propriétés extraordinaires. En effet, le premier terme (benzène, Toluène, xylène) sont des matières premières de base pour l'industrie pétrochimique [7].

### **I.1.3.4. Les hydrocarbures insaturés (oléfines)**

Le pétrole est majoritairement dépourvu d'hydrocarbures insaturés, ces derniers étant principalement générés ailleurs Processus de traitement des produits pétroliers par des méthodes thermiques et thermo catalytiques [6].

### **I.1.3.5. Composés oxygénés**

Le pétrole contient du phénol et des acides naphéniques, qui sont des composés chimiques [6].

### **I.1.3.6. Substances résineuses et Asphalteuse**

Le pétrole contient une combinaison diversifiée de composés hétérocycliques, notamment du soufre, de l'azote, de l'oxygène et des métaux. Ces substances se présentent sous la forme d'un mélange complexe et leur concentration peut fluctuer entre 10 et 20 % [6].

### **I.1.4. Substances minérales**

Lorsque le pétrole brut se mélange à l'eau, il crée une émulsion stable, mais il contient également des sédiments [6].

### **I.1.5. Spécification du pétrole**

#### **I.1.5.1. La densité (spécifique gravité)**

Les prix du pétrole sont basés sur cet attribut, généralement exprimé en degrés API, donc connaître la densité a une valeur commerciale importante. La densité du pétrole brut varie d'un champ à l'autre, même au sein d'une même région. Il a également été observé que différents puits ont des densités différentes même dans le même champ [6].

#### **I.1.5.2. Point d'écoulement**

Lorsque le pétrole brut a été exposé à de basses températures, aucun canal liquide-solide clair n'a été observé comme dans le produit pur. Le brut s'arrête si la viscosité est élevée et la température suffisamment basse devient un fluide et se rapproche d'un solide.

Le point d'écoulement du pétrole brut est mesuré pour donner une indication approximative de la palpabilité.

En effet, l'agitation du fluide provoquée par le pompage empêche ou perturbe la formation de cristaux de paraffine, conférant ainsi une fluidité constante au pétrole brut en dessous de la température d'écoulement mesurée.

Le point d'écoulement du pétrole brut est généralement compris entre  $-60^{\circ}\text{C}$  et  $+30^{\circ}\text{C}$  [6].

#### **I.1.5.3. La viscosité**

Les pétroles bruts ont des mesures de viscosité particulièrement faibles à différentes températures, contrairement aux pétroles bruts naphténiques ou mélangés, qui ont tendance à augmenter la viscosité plus lentement.

Important pour le calcul de la perte de charge dans la tuyauterie et pour le dimensionnement des pompes et des échangeurs de chaleur. Si la viscosité du pétrole brut cireux augmente rapidement d'autre part, une diminution de la température entraîne une lente augmentation de la viscosité des pétroles bruts naphténiques ou mélangés [6].

#### **I.1.5.4. Tension de vapeur et point d'éclair**

La teneur en hydrocarbures légers peut être estimée en mesurant la pression de vapeur et le point d'éclair du pétrole brut.

Les pétroles bruts dont la pression de vapeur est supérieure à 0,2 bar à 37,8°C sont généralement considérés comme ayant un point d'éclair inférieur à 20°C [6].

### **I.1.5.5. Teneur en soufre**

Le pétrole brut contient du sulfure d'hydrogène, du sulfure d'hydrogène dissous et parfois même en suspension dans du soufre.

D'une manière générale, la teneur totale en soufre du pétrole brut est comprise entre 0,05 % et 5 %. Poids, proportion compatible avec la teneur en soufre des débris organiques dans le pays d'origine brut [6].

### **I.1.5.6. Teneur en azote**

Le pétrole brut contient des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoline, isoquinoléine, pyridine) ou neutre (pyrrole, indole, caracol). Ces composés peuvent être malodorants ou avoir une odeur agréable décomposé thermiquement pour produire une base organique ou de l'ammoniac réduire l'acidité des catalyseurs dans les unités de traitement[6].

### **I.1.5.7. Teneur en eau sédiments et sels**

Le pétrole brut contient de très petites quantités d'eau, de sédiments et de sels minéraux dont la majeure partie se dissout dans l'eau, le reste existe sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent endommager les équipements : corrosion, dépôts et colmatage partiellement soluble dans l'eau brute ou sous forme d'émulsion plus ou moins stable.

Cette stabilité est due à la présence de bitume ou de certains tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

Les sédiments sont des produits solides insolubles dans les hydrocarbures ou l'eau, peut être transporté avec du pétrole brut. Ce sont de fines particules de sable, de boue de forage ou de déblais. La présence de tels produits dans le pétrole est gênante car ils peuvent obstruer les conduites et réduire la qualité du carburant.

La présence de sels minéraux dans les huiles peut poser de sérieux problèmes lors du traitement, mais ils sont présents en quantités relativement faibles, de l'ordre de dizaines de parties par million [6].

## **I.2. Description de l'unité Topping ( distillation atmosphérique)**

La distillation atmosphérique du brut, appelée aussi distillation initiale du brut ou topping, est la base du traitement du pétrole brut qui est constitué d'une série d'hydrocarbures ayant des

## **Chapitre I Généralité sur le pétrole brut et la distillation atmosphérique**

---

caractéristiques différentes. Elle consiste à fractionner le brut en une série de coupes (ou fractions) élémentaires ayant des caractéristiques bien définies et plus homogènes afin d'être utilisés comme bases énergétiques du marché. Ces coupes sont généralement définies par leurs points de distillation. Le procédé de la distillation atmosphérique de la raffinerie de Skikda (RA1K) est schématisé dans les figures I.1 et I.2.

L'unité de distillation atmosphérique (U10) a été rénovée pour traiter 27.000 t/j, l'équivalent de 9.000.000 t/an de pétrole brut provenant de Hassi Messaoud. Les fractions pétrolières obtenues sont :

- Le gaz combustible
- Les gaz de pétrole liquéfiés(GPL)
- La coupeC6
- Le naphta A
- Le naphta B
- Le naphta C
- Le kérosène
- Le gasoil léger(LGO)
- Le gasoil lourd(HGO)
- Le résidu atmosphérique

La capacité design, après la rénovation de l'unité de distillation atmosphérique (U10), est de 8.250.000 t/an pour 8000 h/an de marche selon la garantie. Cependant, la capacité actuelle design est de 9.000.000 t/an [8].

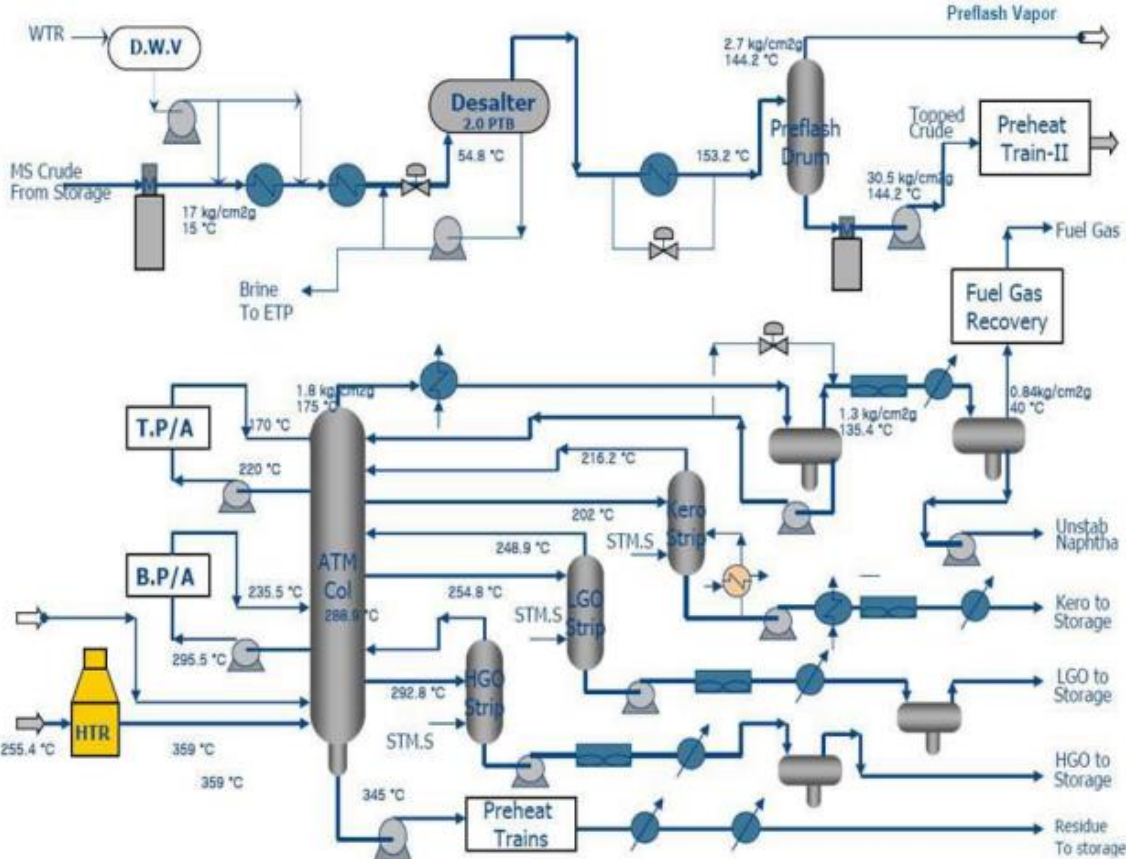


Figure. I.1 : Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) – 1ère partie [8].

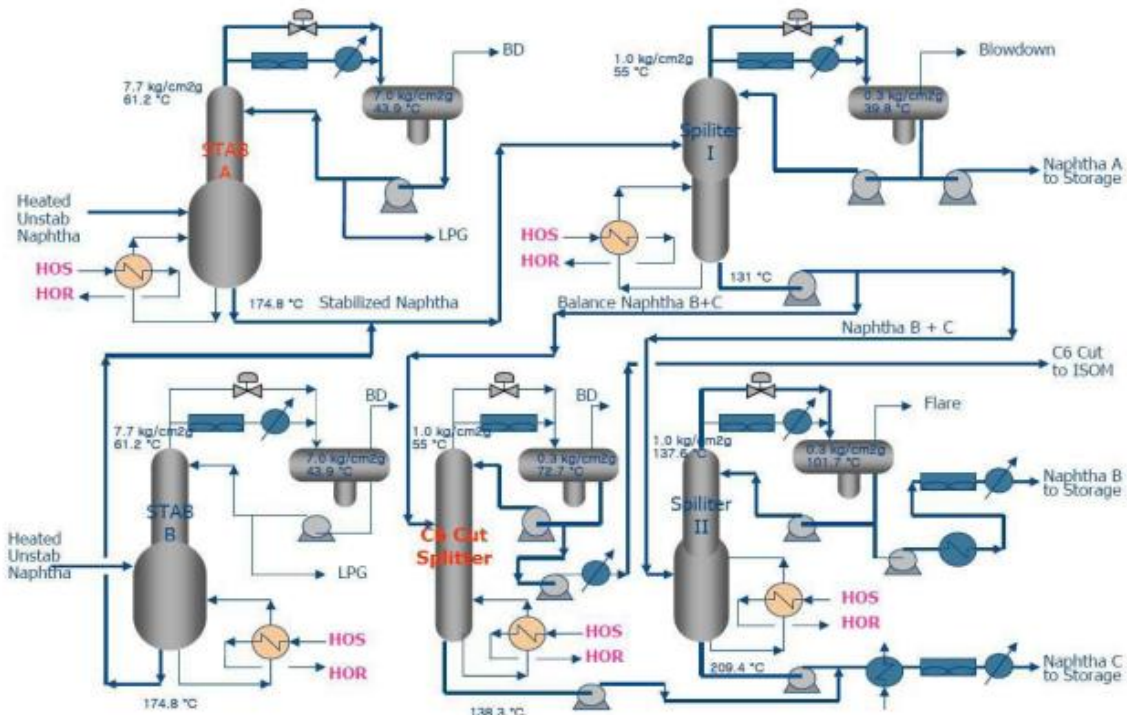


Figure.I.2: Schéma du procédé de l'unité de distillation atmosphérique (U10) –2<sup>ème</sup> partie[8].

I.2.1. Organigramme de l'unité de distillation atmosphérique

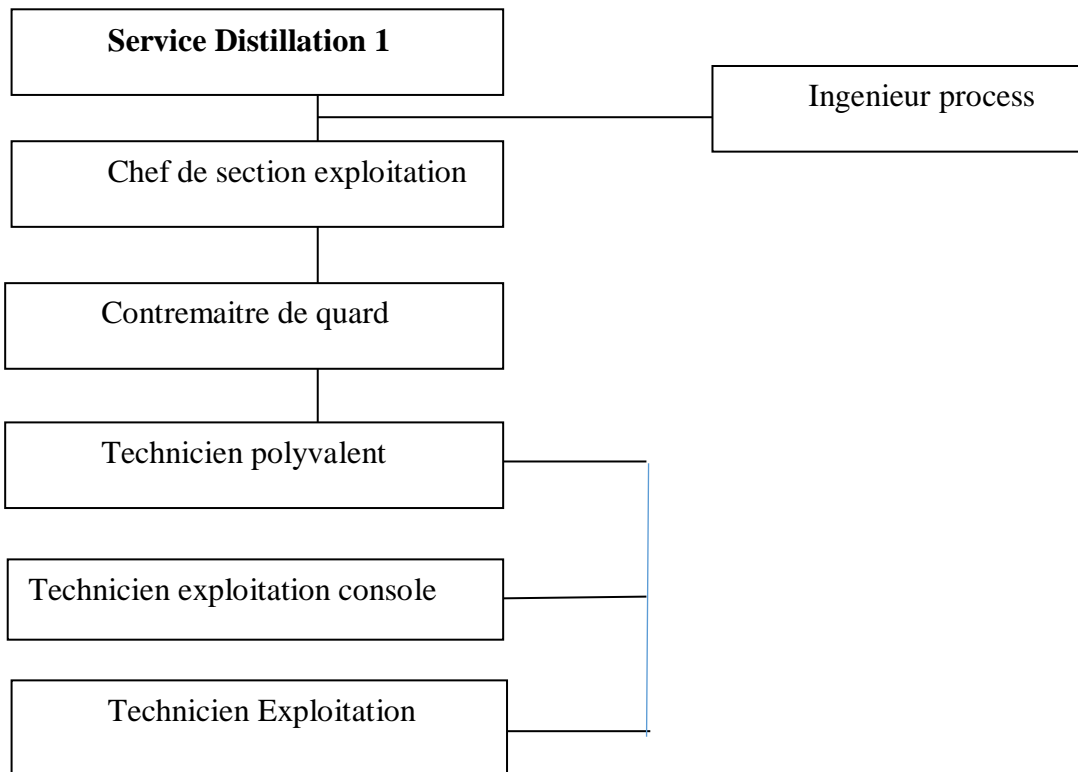


Figure. I.3 : Organigramme de l'unité distillation atmosphérique [8].

### **I.2.2. Description du procédé**

L'unité de distillation atmosphérique (U10) est conçue pour fractionner le brut en coupes pétrolières, soit finies et envoyées directement au stockage, soit utilisées comme charge pour d'autres unités. Elle comprend les parties suivantes :

- Le dessalage du brut.
- Le préchauffage de la charge.
- La colonne de fractionnement du brut.
- Les colonnes de stripping des soutirages latéraux.
- Les colonnes de stabilisation de la coupe naphta.
- La colonne de séparation de la coupe C6.
- Les colonnes de séparation des coupes naphta (A, B et C) [8].

#### **I.2.2.1. Dessalage du brut**

La charge (brut de Hassi Messaoud) de l'unité de distillation atmosphérique (U10) est aspirée des bacs de stockage par une pompe de charge. Le brut est ensuite chauffé, dans des échangeurs à la température de 33°C puis, à la température de 55 °C. Le brut, est envoyé dans le dessaleur afin d'éliminer les sels. L'eau provenant du ballon est mélangée avec le brut avant l'entrée au dessaleur. Cette eau de lavage provient de l'unité ETP. Le dessaleur fonctionne à une température de 50 °C et une pression absolue de 11,7 kg/cm<sup>2</sup> . En fonctionnement normal, 90 % environ des sels contenus dans le brut sont éliminés par le dessaleur [8].

#### **I.2.2.2. Préchauffage du brut**

Le brut dessalé, est envoyé, aux échangeurs, et sort à la température 148°C , ensuite envoyé, au ballon de flash où il est séparé en deux phases : une phase vapeur de la charge et une phase liquide. Les vapeurs de tête du ballon sont chauffées dans l'échangeur puis vers la zone d'expansion de la colonne de distillation atmosphérique. Le liquide de fond est envoyé par les pompes à la zone d'expansion de la colonne en passant par un ensemble d'échangeurs puis deux (02) fours où il est partiellement vaporisé puis acheminé à la température de 356 °C vers la zone d'expansion de la colonne de distillation atmosphérique[8].

#### **I.2.2.3. Fractionnement du brut**

Le fractionnement du brut est réalisé dans une colonne de distillation atmosphérique (C1) fonctionnant sous une pression absolue de 2,8 kg/cm<sup>2</sup> . La hauteur de la colonne (C1) est de 50,55 m, le diamètre de la section d'enrichissement est de 8,1 m et celui de la section

d'épuisement est de 3,8 m. Elle est équipée de 52 plateaux et subdivisée en trois zones : la zone d'alimentation ou de flash comprise entre le 5<sup>ème</sup> et le 6<sup>ème</sup> plateau, la zone d'enrichissement ou de fractionnement comprise entre le 6<sup>ème</sup> et le 52<sup>ème</sup> plateau et la zone d'épuisement ou zone de stripping comprise entre le 1<sup>er</sup> et le 5<sup>ème</sup> plateau. Le brut chauffé à la température de 356° C et les vapeurs de tête (HCl légers et vapeur d'eau) du ballon de flash (V1) sont envoyés dans la zone de flash de la colonne (C1) [8].

### **I.2.2.4. Stripage et refroidissement des coupes latérales**

Les prélèvements latéraux : Kérosène, Gasoil léger (LGO) et Gasoil lourd (HGO) sont stripper dans la colonne de stripping C2, C3 et C4 pour éliminer les légers, après le refroidissement, kérosène, LGO et HGO sont envoyés vers le stockage [8].

### **I.2.2.5. Stabilisation de la coupe naphta**

Le naphta non stabilisé, provenant du ballon (V3A) à la température de 39 °C, le naphta non stabilisé, après préchauffage, est divisé en deux parties. L'une, contenant 70 % du naphta non stabilisé, est envoyée dans la colonne de stabilisation (C5) et l'autre, contenant 30 % du naphta non stabilisé, est envoyée dans la colonne de stabilisation (C62). Dans ces deux colonnes on sépare le naphta non stabilisé en deux, les GPL qui sont récupérés en tête de colonne et le naphta A, B et C du fond de colonne [8].

### **I.2.2.6. Séparation de la coupe naphta A**

Le naphta stabilisé, provenant des deux colonnes de stabilisation (C5 et C62), est envoyé à la colonne de séparation (C63). La colonne (C63) comporte 36 plateaux et fonctionne à une pression absolue de 2,0 kg/cm<sup>2</sup> [8].

### **I.2.2.7. Séparation de la coupe C6**

Une partie du résidu de la colonne de séparation (C63), constituée par le mélange naphta (B+C), est envoyée à la colonne (C6) de séparation de la coupe C6 (principalement les C6 paraffiniques). La colonne (C6) comporte 36 plateaux et fonctionne à la pression absolue de 2 kg/cm<sup>2</sup>. La charge est introduite au niveau du 13<sup>ème</sup> plateau [8].

### **I.2.2.8. Séparation de la coupe naphta B et naphta C**

Cette nouvelle colonne (C61) a été installée lors de la rénovation pour séparer le naphta B du naphta C. Elle comporte 36 plateaux et fonctionne avec une pression absolue de 2,0 kg/cm<sup>2</sup>. L'alimentation est introduite au niveau du 27<sup>ème</sup> plateau [8].

### I.2.3. Bilan de matière de l'unité de distillation atmosphérique

Tableau.I.1 : Bilan de matière de l'unité (U10) [8]

Désignation	Débit massique (kg/h)
Brut provenant du stockage	1.130.618
Eau dessaleur	70.004
Vapeur de stripping du résidu atmosphérique	8.498
Vapeur de stripping du gasoil léger	4.396
Vapeur de stripping du gasoil lourd	1.527
<b>Débit total de charge</b>	<b>1.215.043</b>
Eau contenant les sels sortie dessaleur	72.892
Gaz combustible	173
GPL vers l'unité de traitement et séparation des gaz(U30)	43.091
Naphta A vers stockage	43.942
Naphta B vers stockage	157.130
Naphta C vers stockage	128.347
Coupe C6 vers l'unité d'isomérisation	9.855
Kérozène traité vers stockage	93.751
Gasoil léger + kérozène excès	259.599
Gasoil lourd vers stockage	90.629
Résidu atmosphérique vers stockage	299.001
Eau acide et huileuse	16.632
<b>Débit total des produits</b>	<b>1.215.042</b>

### I.3. Généralités sur la distillation atmosphérique

La distillation est un procédé physique de la séparation des mélanges liquides, qui utilise la différence des points d'ébullition entre des produits qui se trouvent mélangés et même dissous les uns dans les autres dans la matière première. Elle est l'opération fondamentale du raffinage du pétrole brut. On distingue deux types de distillation:

- La distillation atmosphérique
- La distillation sous vide [9].

### **I.3.1. Définition de la distillation Atmosphérique**

A l'issue de cette étape, on obtient des produits appelés (bases). Le brut est chauffé à environ 350°C, puis distillé dans une colonne de 40 à 60 m de hauteur. Dans cette colonne, les produits sont séparés en fonction de leurs températures d'ébullition et sous une pression de 1 à 3 atmosphères. Les produits les plus légers (basse température d'ébullition environ 30°C) sont récupérés en haut de la colonne tandis que les plus lourds (haute température d'ébullition, plus de 375°C) se concentrent en bas de la colonne.

A chaque étage de la colonne de distillation correspond à une température moyenne située entre les points de rosée (condensation) et de bulles (vaporisation) des produits que l'on souhaite récupérer. La pression dans la colonne diminue de bas en haut .

A partir de la colonne de distillation on obtient :

- Un produit de tête (gaz non condensable, GPL, essence totale).
- Trois coupes latérales (kérosène, gasoil léger, gasoil lourd).
- Un résidu atmosphérique au fond.

Chacun des produits latéraux de la colonne principale a sa propre colonne de stripping où sont éliminés les plus légers. Le stripping s'effectue à l'aide de la vapeur à basse pression, surchauffée pour le gasoil léger et lourd, et par rebouillage pour le kérosène [10].

### **I.3.2. Description de la colonne de distillation atmosphérique**

La colonne de distillation est un appareil cylindrique vertical avec une hauteur qui varie entre 40 et 50 m. Elle est munie de cloisons horizontales appelées plateaux qui ont pour rôle d'assurer un contact intime entre le liquide et la vapeur de façon à permettre l'équilibre des phases à la suite des transferts de chaleur et de matière, Elle se divise en trois zones :

#### **I.3.2.1. Zone d'alimentation ou zone de flash**

C'est la zone d'injection de la charge chauffée à une température de 350°C, où s'effectue la séparation en phase liquide et en phase vapeur. Elle doit assurer une bonne séparation des phases et protéger les parois contre l'érosion, pour cela, la matière première entre par des tubulures tangentielles et se dirige vers le centre en spirale grâce une plaque métallique placée verticalement [11].

### **I.3.2.2. Zone de rectification**

Elle contient des plateaux pour permettre la rectification. Le nombre de plateaux dépend de la nature de la charge à traiter et des fractions qu'on veut obtenir (entre 22 et 45) [11].

### **I.3.2.3. Zone d'épuisement**

Dans cette zone s'accumule la partie la plus lourde du pétrole. C'est le résidu atmosphérique qui servira de charge pour la distillation sous vide dans lequel on injecte la vapeur d'eau pour éliminer les constituants légers volatils. Cette zone comprend aussi des plateaux dont le nombre varie de 6 à 8 [12].

## **Conclusion**

Le but essentiel de ce chapitre est l'initialisation au domaine pétrolier, et de comprendre le départ de raffinage de pétrole brut .

Le pétrole brut destiné au traitement contient toujours des sels en plus d'autres impuretés. Ces sels se produisent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois aussi sous forme cristalline dans le pétrole brut. En raison des effets corrosifs des sels sur les métaux, des dommages peuvent être causés aux équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production et les raffineries de réduire la teneur en sel et en eau du pétrole brut.

## *Chapitre II*

# *Dessalage électrostatique et phénomène d'émulsions*

**Introduction**

Le pétrole brut contient généralement de l'eau, des sels inorganiques, des solides suspensions et traces de métaux solubles dans l'eau. Depuis la production, la plupart des puits ont fourni du pétrole de salinité variable : le chlorure de sodium prédomine, mais il est toujours associé à de grandes quantités de sels alcalino-terreux. Cette salinité est causée par l'eau stagnante ou l'eau qui s'infiltré, dépend de l'emplacement structurel du puits et des propriétés physiques de la roche réservoir, et variera au cours de la durée de vie du puits. En 1908, COTTRELL, connu pour ses travaux sur l'électro précipitation des aérosols, découvre le dessalement du pétrole brut en présence d'un champ électrique. La première application industrielle de ce procédé dans le raffinage du pétrole débute en 1935 aux États-Unis. En France, en revanche, n'a utilisé des dessaleurs électrostatiques dans les raffineries que dans les années 1960. Presque toutes les raffineries aujourd'hui Dessalinisateur électrostatiques.

Ce chapitre passe en revue les informations générales sur le dessalement du pétrole, et explique quelques concepts connexes [3].

**II.1. Définition du dessalage**

Le dessalement est l'opération d'élimination des sels minéraux par lavage à l'eau. existent dans le pétrole brut. Ces sels peuvent en effet provoquer corrosion et encrassement dans les unités de traitement du pétrole brut. Séparation des matières premières. le dessalement s'effectue dans un grand bassin de décantation horizontal : le dessaleur.

Le premier traitement que le pétrole brut entre dans la raffinerie est le processus de dessalement en élimine l'eau et le sel.

La présence de sels de magnésium et de sodium dans le pétrole brut est due à

Opérations de production et d'expédition. La présence d'eau salée peut provoquer la corrosion des équipement de raffinerie de pétrole. Par exemple, les sels de chlorure de magnésium forment des acides l'acide chlorhydrique (HCl) à des températures supérieures à 150°C peut provoquer une corrosion sévère.

La méthode moderne d'électro dessalage élimine simultanément l'eau et les sels dissous du pétrole brut [13].

## II.2. But de dessalage

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir des quantités variables de composés organiques tels que des sels solubles dans l'eau, du sable, de la rouille et d'autres solides, tous connus sous le nom de sédiments de fond. Le sel dans le pétrole brut est principalement dissous en suspension sous forme de cristaux de sel ou dissous dans une émulsion aqueuse avec du pétrole brut. Ces impuretés, en particulier les sels, peuvent provoquer l'encrassement et la corrosion des échangeurs de chaleur (préchauffeurs de brut), en particulier les systèmes de tête des unités de distillation de brut [14].

Trois raisons pour le dessalement :

- Dans certains cas, le sel cristallise dans les plaques des canalisations installations de traitement. Ces dépôts entravent la production continue.
- Le sel provoque la corrosion.
- Les ventes de pétrole brut nécessitent une salinité inférieure ou égale à 40 mg Chlorure par litre.
- Par conséquent, l'objectif sera d'éliminer :
  - Dessalement et addition de sel.
  - Conforme aux normes commerciales (salinité inférieure ou égale à 40 mg/l).
  - Limiter le transport et le stockage de l'eau (perte de charge et corrosion).

## II.3. Nature des sels

Le pétrole brut peut être trouvé dans les réservoirs, associé au gaz et à l'eau dans les formations salines, et la production de pétrole s'accompagne de la production d'eau dans les gisements.

Les sels du pétrole brut sont principalement des chlorures, et leur répartition est la suivante :

- NaCl (chlorure de sodium) : 70 %.
- MgCl<sub>2</sub> (chlorure de magnésium) : 20 %.
- CaCl<sub>2</sub> (chlorure de calcium) : 10 %.

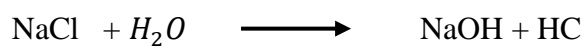
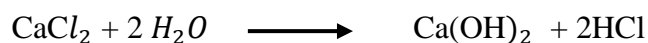
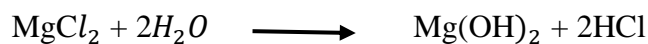
Ces sels sont soit présents sous forme de cristaux soit ionisés dans l'eau présente dans le pétrole brut, une simple décantation devrait éliminer les sels ionisés.

Dans le cas des cristaux, ils peuvent être éliminés par lavage à l'eau : les cristaux s'ionisent puis s'hydratent ; ces sels hydratés présentent l'avantage d'une plus grande solubilité dans l'eau [15].

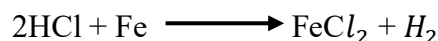
### II.3.1. Inconvénients des sels

Les sels dissous dans l'eau brute se déposent sur les parois des tubes de l'échangeur de chaleur et four, et présente les inconvénients suivants :

- Une chute de pression accrue signifie un débit réduit ou en raison de la réduction de la section transversale du canal, la vitesse du canal augmente.
- Coefficient de transfert de chaleur réduit car le sel est nocif conducteur de chaleur.
- Encrassement des échangeurs et des fours.
- Corrosion dans la boucle de tête de la colonne de distillation atmosphérique le chlorure de magnésium et le chlorure de calcium sont produits selon les réactions suivantes :



- Obtenir des résidus atmosphériques riches en sodium qui encrassent les catalyseurs de craquage catalytique.
  - L'acide chlorhydrique (HCl) (aqueux) attaque le fer ( surtout en tête de la colonne de stabilisation de topping et dans les condenseur de tête ) suivant la réaction:



La corrosion devient plus importante en présence de sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

Le (HCl) précédemment formé réagit avec le (FeS) insoluble dans l'eau :



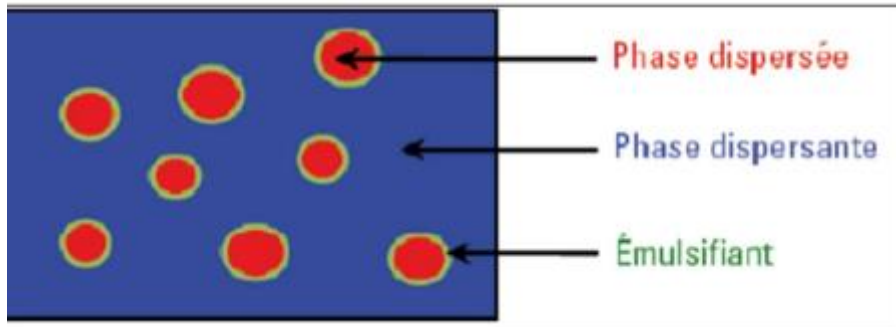
La présence de ces deux acides augmente la corrosion [16].

## II.4. Phénomène d'émulsion

Les émulsions sont des dispersions de deux phases non miscibles dont l'une est dispersée sous forme de gouttelettes dans l'autre. La phase qui existe sous forme de gouttelettes est

appelée « phase dispersée » et la phase qui constitue la matrice dans laquelle les gouttelettes sont en suspension est appelée « phase continue ». La phase continue est parfois appelée phase externe, milieu de dispersion ou milieu de suspension.

Les émulsions contiennent souvent aussi un troisième ingrédient appelé agent Émulsifiant ou émulsifiant, a généralement pour fonction de stabiliser le système lotion. Comme le montre la figure ci-dessous [17].

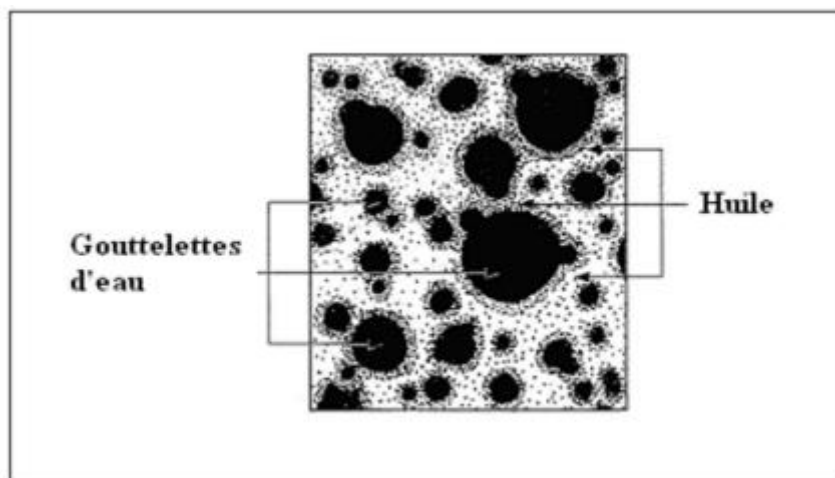


**Figure.II.1** : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant [19].

Une émulsion de pétrole brut est définie comme deux liquides non miscibles.

La première (eau) est dispersée dans l'autre (pétrole brut) sous forme de petites gouttelettes (phase interne), constituant la phase continue ou externe.

Les émulsions stables ne peuvent pas être séparées par simple décantation, mais peuvent être séparées par traitement (physique, chimique et électrique) en injectant des désémulsifiants pour séparer les couches d'émulsion.



**Figure.II.2** :Émulsion d'eau dans l'huile[18].

La stabilité de l'émulsion est liée aux facteurs suivants :

- densité du pétrole brut ;
- tension superficielle de l'eau ;
- Impuretés et contaminants.
- Paraffine dans le pétrole brut.
- Acides organiques.

#### **II.4.1. Conditions de formation d'émulsion**

Les trois conditions nécessaires à la formation d'émulsions stables sont :

- Miscibilité de l'eau et du pétrole brut.
- Il existe suffisamment d'énergie pour disperser les deux phases.
- Présence d'émulsifiants.

Les émulsifiants présents dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, résines, acides organiques et paraffines solubles dans le pétrole brut.

Les émulsifiants naturels présents dans le pétrole brut sont des molécules polaires présentes dans le pétrole. surface rugueuse à l'eau pour empêcher la coalescence des gouttelettes d'eau [18].

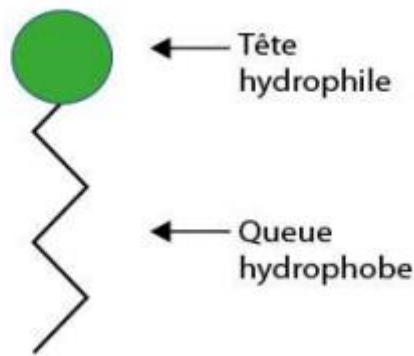
#### **II.4.2. Stabilité de l'émulsion**

La stabilité de l'émulsion ou sa résistance aux dommages dépend de plusieurs facteurs les paramètres les plus importants sont :

##### **II.4.2.1. Solubilité de l'agent émulsifiant**

C'est en effet un facteur important dans la stabilité de l'émulsion, sans qu'il n'en résulte une émulsion stable, l'activité de l'émulsifiant est déterminée par sa rapidité migration à l'interface et son pouvoir émulsifiant. Cependant, ce n'est pas possible prédisez quel type d'émulsifiant produit l'émulsion la plus stable.

La présence de produits chimiques appelés tensioactifs facilite la formation d'émulsions en diminuant la tension inter faciale entre les deux phases présentes [18].



**Figure.II.3:** Représentation schématique d'un tensioactif [18].

#### II.4.2.2. Agitation

La taille des gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole brut est directement liée à type de gravité de l'exécution de l'attrition. L'agitation des gouttelettes est plus élevée avec très peu d'eau, la vitesse de migration est réduite, on obtient une émulsion plus stable [18].

#### II.4.2.3. Viscosité de l'huile

La viscosité de l'huile joue deux rôles importants dans la stabilité de l'émulsion ; l'un

Empêcher les émulsifiants de migrer vers l'interface et limiter la formation de petites molécules des gouttelettes d'eau sont créées par agitation. D'autre part, une viscosité élevée est un facteur indésirable signale la sédimentation de fines gouttelettes d'eau.

Le taux d'augmentation de la viscosité, la limite d'élasticité est Concentration d'émulsifiant en solution [18].

#### II.4.2.4. Teneur en eau dans l'émulsion

Dans une émulsion stable où la phase dispersée (eau) est entourée par l'agent le pourcentage d'eau dans la phase émulsifiante et dispersante (huile) augmente, ce qui rend très l'émulsification de l'eau nécessite une agitation vigoureuse. La stabilité de l'émulsion diminue avec l'augmentation du pourcentage d'eau [18].

#### II.4.2.5. Age de l'émulsion

Vieillesse des émulsions et émulsifiants et solidesinterface. La mobilité ne dépend pas seulement du composé.

Le tensioactif lui-même, mais aussi la viscosité de la phase continue et sa densité (d'où la température).

L'émulsion se réveille donc plus lentement dans le brut lourd que dans le brut léger. Pétrole brut léger, il est donc important d'utiliser des échantillons frais, en particulier pétrole brut avec un API supérieur à 30° ; plus l'émulsion est ancienne, plus elle est dure il faut s'en occuper [18].

#### II.4.2.6. Taille des particules de la phase dispersée

La taille des gouttelettes est une mesure de la stabilité ; le type et la gravité de l'agitation détermine la taille des gouttelettes. Plus l'effet de cisaillement est important, plus les gouttelettes sont divisées en gouttelettes plus petites et plus l'émulsion devient stable.

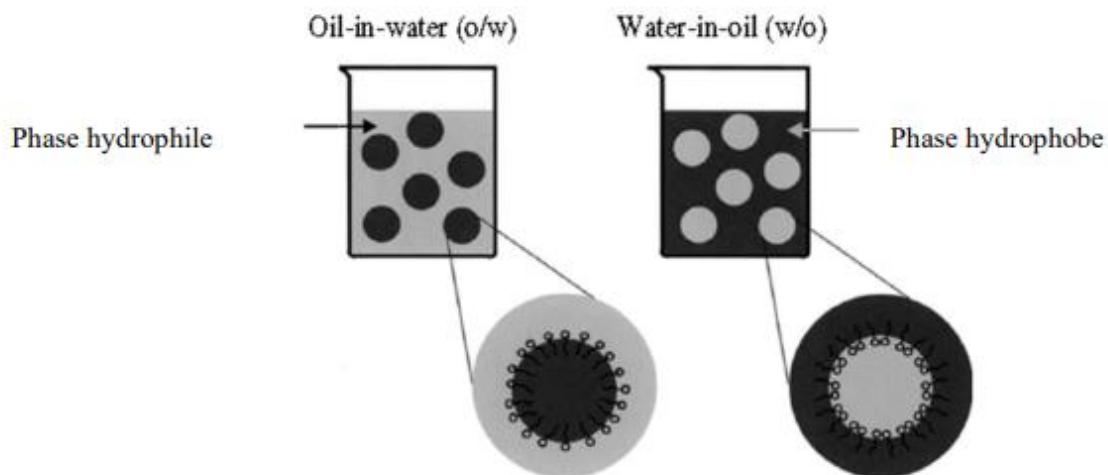
Les émulsions stables contiennent des gouttelettes de tailles différentes, mais les grosses gouttelettes d'eau sont petites [18].

#### II.4.3. Types d'émulsion

L'émulsion (huile\ eau) peut être de deux types :

##### II.4.3.1. Emulsion simple ou Uniques

- Emulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée et l'eau c'est la phase continue (traitement de déshuilage).
- Emulsion eau dans huile : lorsque l'eau est la phase dispersée et l'huile c'est la phase continue. (traitement de dessalage de brut) [17].



**Figure.II.4** : Schématisation de la structure d'émulsion simple (huile dans eau et eau dans huile)[17].

### II.4.3.2. Emulsion double

Les émulsions multiples sont des systèmes complexes appelés « émulsions d'émulsions ».

Deux grands types d'émulsions doubles peuvent être distingués :

- Emulsions eau-dans-huile-dans-eau (e/h/e) : les émulsions e/h sont dispersées dans sous forme de gouttelettes dans la phase aqueuse, c'est une émulsion très difficile à séparer. S'il y a beaucoup d'émulsifiant et d'âge, il peut se former le temps d'émulsification est plus long.
- Émulsions huile-dans-eau-dans-huile (H/E/H) : les émulsions H/E sont dispersées dans phase huileuse [17].

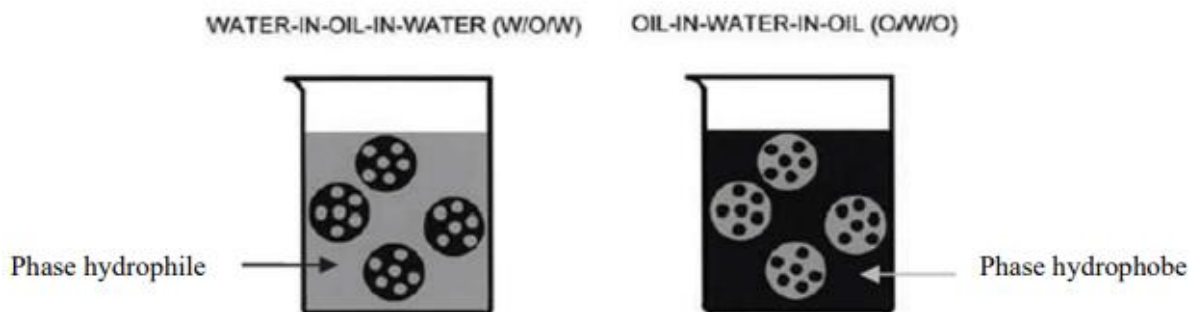


Figure.III.5: Schémas d'émulsions doubles [17].

## II.5. Les émulsions dans l'industrie pétrolière

Dans l'industrie pétrolière, certaines émulsions sont idéales et d'autres non désirables. Des exemples d'émulsions souhaitables sont les fluides de forage, les émulsions utilisées pour transporter le pétrole brut lourd.

Les émulsions indésirables sont principalement des émulsions formées lors de la production de pétrole brut depuis le fond du puits jusqu'à la surface. Il s'agit souvent d'émulsions huile dans eau contenant des gouttelettes de saumure, qui peuvent causer des problèmes de corrosion pendant le transport et le raffinage.

Le processus dit de déshydratation vise à réduire la teneur en eau et en solides en dessous d'un seuil, généralement inférieur à 1 %. Formation d'émulsions E/H très stables et particulièrement difficiles en mer dues à l'agitation des vagues de toute nappe de produit pétrolier déversé accidentellement en mer par un tanker. Ces lotions, parfois appelées "mousse au chocolat" en raison de leur couleur brune, contiennent généralement un pourcentage élevé d'eau

(70-80%) et est donc très visqueux, d'autant plus que leurs phases externes sont généralement des résidus lourds.

Les émulsions eau de mer/huile sont généralement matériaux lourds, semi-solides et très visqueux difficiles à recycler et à traiter mécaniquement la chimie, et encore plus la combustion, ce qui complique grandement l'opération récupération et nettoyage de l'huile.

Dans toutes les émulsions pétrolières, les principaux tensioactifs "naturels" sont Les asphaltènes et les résines existent plus ou moins sous forme de floculation à l'interface eau-huile [18].

## **II.6. Etapes de désintégration des émulsions**

La phase de désintégration d'une émulsion repose sur trois processus principaux :

- Procédé mécanique.
- Procédé chimique.
- Procédé électrique [17].

### **II.6.1. Procédé mécanique**

On peut distinguer

- a. La décantation :** Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile[20].
- b. La centrifugation (l'essorage) :** Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 p% d'eau à des températures supérieures à 80°C[20].
- c. La filtration :** La séparation de l'eau contenue dans le pétrole par filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif [3].

### **II.6.2. Procédé chimique**

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agents désémulsifiants) peut être obtenue par :

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensioactif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).

- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix des dés émulsifiants dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc.

Le réactif choisi pour une émulsion donnée n'est pas efficace pour d'autres émulsions Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

- Dans le réservoir de décantation.
- Dans la tuyauterie qui relie le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification.
- Directement dans les puits de pétrole.

Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité au cours du stockage.

La désintégration des émulsions par des procédés chimiques est très largement appliquée. Ces procédés se distinguent par leur grande souplesse et simplicité.

Les meilleurs réactifs sont plus faciles à obtenir, efficaces et ne modifient pas la propriété du pétrole. L'émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de désémulsification chimique. Dans les raffineries on chauffe l'émulsion dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires [20].

### **II.6.3. Procédé électrique**

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable, le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée.

Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir.

Le principe de ces procédés est de rassembler les gouttelettes d'eau en grosse goutte susceptible de se décanter rapidement au fond de décanteur [20].

**Conclusion**

Au cours de ce chapitre, nous avons constaté que le dessalage est une opération indispensable dans le processus de raffinage et les paramètres qui influent sur cette dernière sont: la température, pression, perte en charge, taux d'injection et la qualité d'eau, et le niveau d'interface.

## *Chapitre III*

### *Dessaleur électrostatique*

## Introduction

Après les séparateurs, le brut contient des sels dissous dans l'eau accompagnant le brut mais aussi éventuellement et simultanément sous forme de cristaux plus ou moins protégés de l'eau par une enveloppe de brut. L'eau est d'ailleurs sous forme d'une émulsion stable.

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement, cette eau peut être de l'eau douce en cas de disponibilité (en pratique, on ne peut pas utiliser de l'eau dont la salinité est supérieure à 50 mg/l). Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur, l'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut [8].

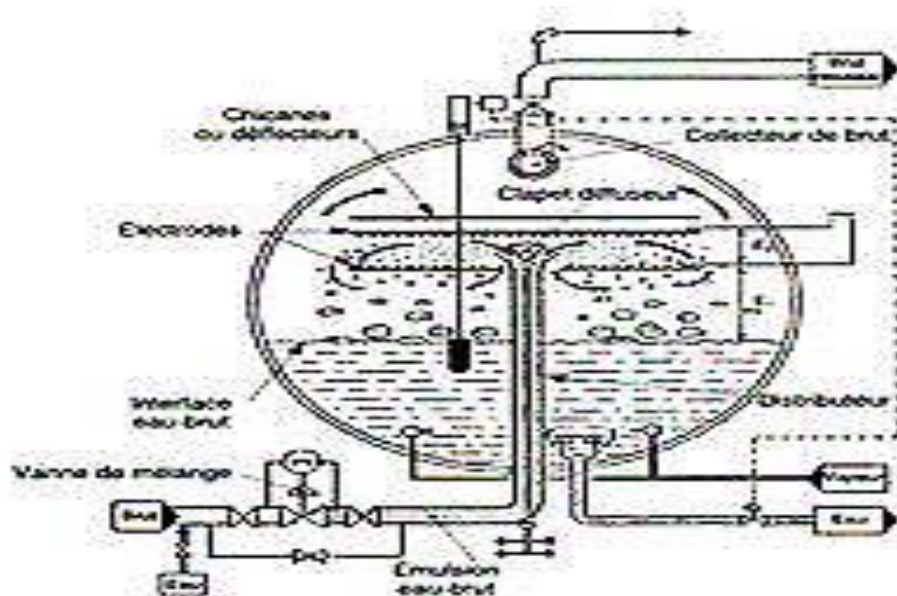


Figure.III.1.dessaleur électrique [13]

### III.1. Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés, on lave le pétrole brut par l'eau déminéralisée et on purge le par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- La coalescence des gouttelettes d'eau par électro coalescence.
- La décantation par gravité [8].

**III.2. Fonctionnement**

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant. Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion. L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle ( $\Delta P$ ) à travers la vanne de mélange. Le mélange entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion.

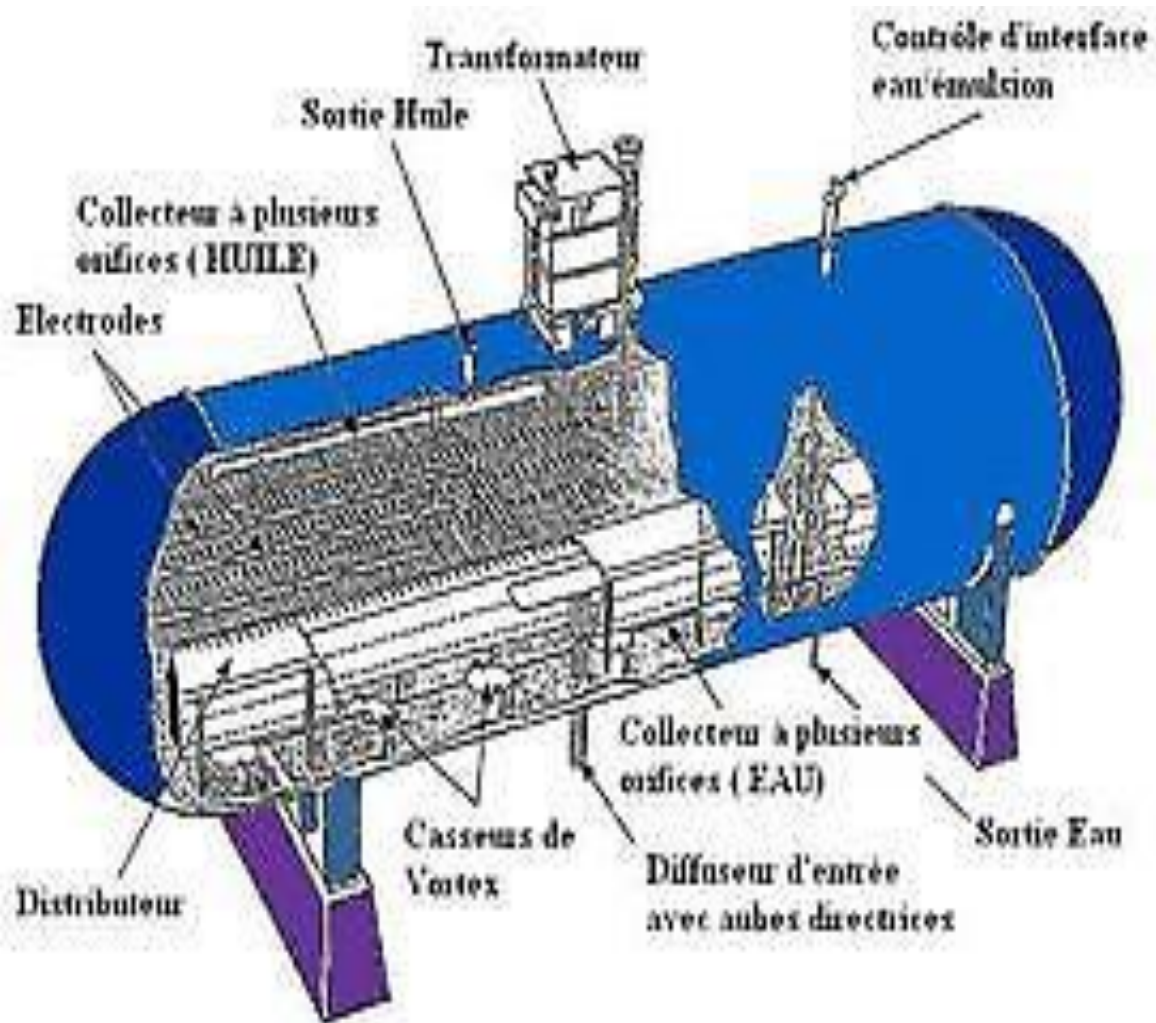
Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire. Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur. Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur. L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau.

Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur. Les 2 sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur [14].

**III.3. Parties interne du dessaleur**

L'élimination par lavage à l'eau des sels minéraux présents dans les pétroles bruts se fait grâce à un équipement appelé le Dessaleur. Le dessaleur est un gros ballon décanteur horizontal où s'effectue la séparation brut dessalé/eau. Un dessaleur électrostatique est typiquement équipé avec les parties internes suivantes :

- Un diffuseur d'entrée.
- Un distributeur.
- Des électrodes.
- Un casseur de vortex.
- Des collecteurs multi-orifices.
- Un détecteur de niveau d'interface émulsion/eau.
- Des isolants [12].



**Figure.III.2** : dessaleur électrostatique (VW-21-01) [12].

### III.3.1. Le diffuseur d'entrée

Le diffuseur d'entrée est adapté avec des aubes directrices. Le but de ces aubes est de redresser et de produire un écoulement laminaire dans l'émulsion lorsqu'elle entre dans le dessaleur. Le flux laminaire est un flux lisse, stable qui ne causera pas de vagues ou des ondulations dans les liquides qui sont déjà à l'intérieur du dessaleur. Ceci afin d'aider les liquides à se séparer de l'émulsion. Le diffuseur d'entrée alimente l'émulsion arrivant dans le distributeur [12].

### III.3.2. Le distributeur

Le distributeur ressemble à une boîte avec un sommet pointu qui dirige le fluide sur , la pleine longueur du ballon. Le long du distributeur, on peut remarquer la présence d'une multitude de petits trous qui permettent à l'émulsion d'entrer dans la partie principale du

dessaleur. Les trous dans le distributeur permettent au liquide d'entrer dans le dessaleur lentement et ainsi de ne pas créer un mélange avec les liquides déjà en place dans le dessaleur. Cet équipement permet de bien répartir l'émulsion entrant dans le dessaleur [12].

### III.3.3. Les électrodes

Il y a deux électrodes, chacune faite de tiges d'acier. Une électrode est alimentée en électricité par le transformateur, l'autre est mise à la terre. Le transformateur reçoit l'électricité à une tension basse (480 volts) et le transforme à une haute tension (20000 volts) pour l'utilisation à l'intérieur du dessaleur.

Quand le courant électrique est en service il passe d'une électrode à l'autre pour que l'espace entre les électrodes devienne un champ électrostatique [12].



**Fig.III.3 :** Electrodes [12]

### III.3.4. Le casseur de Vortex

Un Vortex ressemble à un petit tourbillon. Cela arrive quand une grande quantité de liquide s'écoule par un petit trou. Le Vortex crée une succion dans l'eau du dessaleur et ainsi fait descendre l'émulsion dans l'eau. L'anti vortex sont adaptés sur les sorties d'eau pour empêcher la formation de tourbillon. En empêchant un tourbillon l'émulsion ne sera pas entraînée dans l'eau et donc il ne quittera pas le ballon avec l'eau.

Chaque anti vortex ressemble à une plaque plate montée sur les sorties d'eau empêchant la formation de tourbillon [12].

### III.3.5. Le collecteur multi orifices

Un collecteur multi orifices est une conduite, fermée à chaque extrémité, avec une multitude de trous disposés sur toute sa longueur. Le liquide entre dans le collecteur par ces trous. En ayant tous ces trous, le liquide se rassemble uniformément sur toute la longueur du dessaleur. Cela évite la formation de courants qui pourraient mélanger les couches liquides dans le ballon. Dans un dessaleur il y a un collecteur pour l'huile et un pour l'eau [12].

### III.3.5. Un détecteur de niveau d'interface émulsion/eau

Un détecteur de niveau est placé à l'intérieur du dessaleur pour contrôler le niveau d'interface émulsion/eau. Ce détecteur est dont le signal pour l'ouverture de la vanne de sorti d'eau salée [12].

### III.3.6. Des isolants

Les isolants sont fixes sur les branches qui relie les transformateurs aux électrodes afin d'éviter des courts circuits dans le dessaleur. Les deux électrodes ne doivent pas être en contact d'où la nécessité des isolants. [12]

## III.4. Tuyauterie intérieure

L'unité de dessalage est équipée à l'intérieur de plusieurs ensembles de tuyauteries chacune à sa propre fonction dans le procédé de dessalage[12].



**Figure. III.4.** Les tuyauteries de dessaleur [12]

Les ensembles sont décrits ci-dessous :

### III.4.1. Tuyauterie d'entrée et de distribution de l'émulsion

La ligne d'alimentation du brut se raccorde à la tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution qui est constituée par un collecteur monté à la partie inférieure du ballon,

Longitudinalement entre les deux lignes de tangence. Tout au long de ce collecteur, il y a des dérivations horizontalement sur lesquelles viennent se raccorder des « tés », avec une extrémité ouverte et dirigée vers le haut. Au-dessous, de chaque extrémité, des « tés » il prévu un écran distributeur.

L'émulsion eau-brut est d'abord véhiculé dans le collecteur horizontal puis dirige vers le haut dans le champ électrique défini par la zone des deux électrodes par les systèmes de distribution décrits ci-dessus [12].

#### **III.4.2. Tuyauterie de sortie de brut dessalé**

Un deuxième collecteur horizontal est disposé à la partie supérieure du ballon parallèlement au collecteur d'entrée. Ce collecteur de sortie n'est pas équipé de « tés » mais dans sa partie supérieure sont percés de larges trous par lesquels s'écoule le brut dessalé, ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut de dessaleur [12].

#### **III.4.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau**

Cette tuyauterie est constituée par un collecteur fixé à la partie inférieure du réservoir. Tout au long de ce collecteur est fixé des coudes de façon que leur extrémité libre soit dirigée vers le haut. Au –dessous de chaque extrémité libre du coude est fixé un écran horizontal.

La fonction de cette tuyauterie est d'évacuer L'eau accumulée au fond du réservoir à la suite de la séparation de l'émulsion brut-eau par le champ électrique [12].

#### **III.4.4. Tuyauterie vapeur**

Cette tuyauterie permet d'injection dans le réservoir de la vapeur pour dégazer le réservoir avant démarrage ou lors de l'arrêt de l'unité avant inspection [12].

### **III.5. Ensemble transformateur-réactance**

L'ensemble transformateur-réactance est de type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve. La réactance montée en série sur le circuit primaire du transformateur a pour fonction de limité le courant à la valeur nominale dans les conditions de court-circuit. Les connections basse-tension sont effectuée dans une boite antidéflagrante montée sur la cuve de l'ensemble transformateur réactance. Dans la cuve sont aussi prévus un transformateur de tension et un transformateur d'intensité :

La première alimente un voltamètre et une lampe de signalisation, le deuxième alimente un ampèremètre. Ces instruments sont montés sur un tableau électrique faisant partie de l'unité

de dessalage. La prise haute tension du transformateur est ramenée à la sortie de la cuve dans la poche haute tension grâce à une douille électrique spéciale [12].

### **III.6. Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension**

La sortie haute-tension du circuit secondaire de chaque ensemble transformateur du ballon par l'ensemble d'alimentation haute-tension.

Cette ensemble est constitué par :

- La tubulaire et bride de raccordement de la sortie HT du transformateur.
- Le « té » de retordement (ou chambre de traverse) qui relie le transformateur au réservoir dessaleur.
- La tubulure supporte té sur le réservoir.
- La tige en cuivre par le raccordement de douille haute tension du transformateur avec l'extrémité supérieure de la traversée électrique.
- Les câbles Monel de raccordement entre l'extrémité supérieure de la traversée électrique avec l'électrode correspondante.
- Les trous de poings, l'un en tête de la chambre de traversée, l'autre sur la dérivation horizontale de la tubulure du réservoir, pour pouvoir exécuter le raccordement du câble Monel avec la traversée HT à sa partie inférieure.

L'ensemble d'alimentation électrique est rempli d'huile isolante. L'indicateur de niveau prévu sur la poche isolante, l'indicateur de niveau d'huile [12].

### **III.7. Tableau électrique et liaison électrique**

L'unité de dessalage de SKIKDA est prévue avec un tableau électrique local Antidéflagrant qui est alimenté par le circuit triphasé.

Ce tableau comprend :

- Les presse-étoupes et bornes d'arrivée de l'alimentation électrique.
- Les presse-étoupes et bornes de départ des liaisons entre le tableau et les ensembles transformateur-réactance.
- Les presse-étoupes et bornes de connexion avec l'interrupteur de niveau bas.
- Le bouton de marche-arrêt relié au disjoncteur.
- Les lampes de signalisation.
- Les voltmètres

- Les ampèremètres [12].

### **III.8. Instrumentation**

Les trois instruments nécessaires au fonctionnement de dessaleur sont :

- Vanne de mélange.
- Régulateur de niveau d'interface.
- La vanne automatique de l'eau d'écoulement [12].

#### **III.8.1. Vanne de mélange (21-PV-0X524)**

Cette vanne a pour rôle d'améliorer le contact entre les cristaux de sels et l'eau de lavage. La commande de cette vanne est en général pneumatique grâce à un régulateur monté sur la vanne elle-même [12].

#### **III.8.2. Régulateur de niveau interface**

Ce régulateur est utilisé pour commander la vanne pneumatique de l'eau d'écoulement [12].

#### **III.8.3. Vanne automatiques de l'eau d'écoulement :**

La manœuvre de la vanne est effectuée automatiquement grâce à un régulateur de niveau interface. Pour une augmentation de niveau interface, la vanne s'ouvre pour une diminution de niveau, la vanne se ferme [12].

### **III.9. Accessoires et équipements de protection**

Le dessaleur comprend :

- Un thermomètre qui indique la température et un niveau à glace.

Equipement de protection :

- Une soupape de sécurité tarée à une pression de 23 bars.
- Une mise à la terre en cas d'excès du courant dans le transformateur.
- Interrupteur flottant au sommet du ballon

1. Vanne de mélange
2. Sortie brut dessalé
3. Distributeur
4. Electrodes

5. Purge interface
6. Régleur niveau eau
7. Purge eau + sels
8. Déflecteur
9. Trous d'homme
10. Transformateur
11. Interrupteur flottant
12. Soupape de sécurité [12].

**Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons parlé sur le dessaleur électrostatique et son fonctionnement en plus de son équipements interne. Le dessalage s'effectue avec un dessaleur électrostatique qui a comme avantages ; la facilité et la possibilité de réglage, la consommation de produits chimiques limités, une bonne efficacité. Les inconvénients du dessaleur sont; une grande consommation électrique, limitation de la quantité d'eau d'entrée ...etc.

*Chapitre VI*  
*Calcul de dessaleur*

## Introduction

Quoique que le brut subit un dessalage afin d'éliminer les sels existants, mais d'après les résultats des analyses de salinité du brut et d'eau d'injection au niveau de laboratoire de raffinerie de skikda nous avons remarqué que la teneur en sel à la sortie du dessalage est un peu élevée ce qui est à l'origine du phénomène de corrosion dans la tête de la colonne de distillation atmosphérique. Pour ces raisons et au cours de ce chapitre et à l'aide des calculs nous allons vérifier la source de ce problème en se basant sur les donnée suivantes.

### IV.1. Résultats de salinité entré /sortie de dessaleur unité 10 de RA1K

Les résultats obtenus pour les deux unités U10 et U11 de RA1K sont résumés dans les tableaux suivant :

**Tableau. IV.1 :** Résultats de salinité entré /sortie de brut unité 10 de RA1K.

Date	Eau entré ( Cl en ppm)	Eau sortis ( Cl en ppm)
09/04/2023	10.5	4.25
11/04/2023	10.4	4.4
16/04/2023	9.7	4.3
18/04/2023	8.9	3.2
23/04/2023	10.2	4.6
25/04/2023	8.6	3
30/04/2023	10.8	4.4
02/05/2023	8.8	4.3
07/05/2023	7.4	3.7
09/05/2023	7.2	3.32
16/05/2023	8.8	3.8
21/05/2023	9.6	3.1

**Tableau. IV.2:** Résultats de salinité entré /sortie de l'eau d'injection (unité 10 de RA1K).

Date	Entrée (Cl en ppm)	Sortie (Cl en ppm)
23/04/2023	236	279
30/04/2023	218	284
02/05/2023	191	284
07/05/2023	183	296

09/05/2023	202.35	295
16/05/2023	272.8	389.4
21/05/2023	183	297

## IV.2. Calcule des paramètres opératoires de dessaleur

À l'aide des calculs nous allons vérifier la source de ce problème en se basant sur les données suivantes :

**Tableau. IV.3 :** Les données pour calcule du dessaleur.

	Grandeur	Valeur
<b>Pétrole brut</b>	Densité	0.825
	teneur en sel d'entrée (ppm)	6.6
	teneur en sel sortie (ppm)	2.1
	débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	1250
<b>Eau</b>	taux d'eau de lavage	0.02
	teneur en sel d'entrée (ppm)	183
	teneur en sel sortie (ppm)	297
	Quantité de désumilsifiant (ppm)	0
	Débit d'injection d'eau de lavage (m <sup>3</sup> /h)	25
<b>Dessaleur</b>	Pression de service (bar)	7.82
	Température de service (°C)	74

### IV.2.1. Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur

La formule suivante relie les teneurs en sel dans le brut et la quantité d'eau a injecté :

$$S_{be} (Y+X)=S_{bs} \cdot Y \quad (\text{Eq IV.1})$$

$$X = \frac{Y (S_{be}-S_{bs})}{S_{bs}} \quad (\text{EqIV.2})$$

Où :

- $S_{be}$  : teneur en sel du brut avant le dessalage (g/m<sup>3</sup>) ;
- $S_{bs}$  : teneur en sel du brut après le dessalage (g/m<sup>3</sup>) ;
- $Y$  : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%) ;

- X : taux d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol).

$$S_{be} = 9.6 \text{ mg/l}$$

$$S_{bs} = 3.1 \text{ mg/l}$$

$$X = \frac{Q_w \cdot 100}{Q_b}$$

$$X = \frac{25 \cdot 100}{1250}$$

$$X = 2 \%$$

$$Y = X \cdot S_{bs} / (S_{be} - S_{bs})$$

(Eq IV.3)

$$Y = 0,02 \cdot 3,1 / (9,6 - 3,1)$$

$$Y = 0,0095$$

$$Y = 0,95\%$$

#### IV.2.2. Bilan matière

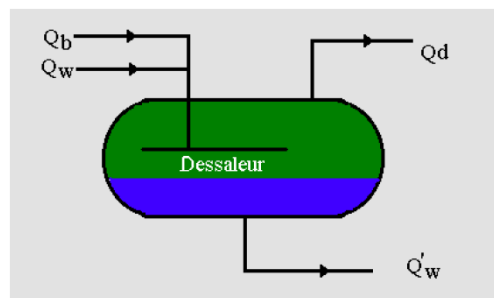


Figure .IV.1 : Schéma explicative du bilan matière [21].

- $Q_b$  : débit de brut à dessalé.
- $Q_w$  : quantité d'eau de lavage.
- $Q_d$  : quantité de brut dessalé.
- $Q'_w$  : quantité d'eau de purge.
- $Q_{wext}$  : quantité d'eau dans le brut dessalé.

$$Q_T = Q_b + Q_w$$

(Eq IV.4)

$$Q_T = 1250 + 25$$

$$Q_T = 1275 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w$$

(Eq IV.5)

On a:

$$Q_b = 1250 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.2.3. Calcul de la quantité du brut dessalé

- Quantité d'eau contenue dans le brut est inférieure à 0.1%
- $Q_{W_{ext}}$  : Quantité d'eau dans le brut dessalé

$$Q_{W_{ext}} = Q_b \times 0,001 = 1,25 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{W_{ext}} = 1250 \cdot 0,001$$

$$Q_{W_{ext}} = 1,25 \text{ m}^3/\text{h}$$

- La quantité de brut net (sans eau)

$$Q_d = Q_b - Q_{W_{ext}} \quad (\text{EqIV.6})$$

$$Q_d = 1250 - 1,25$$

$$Q_d = 1248,75 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.2.4. Détermination de la quantité d'eau de purge

D'après (IV.5)

$$Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d$$

AN :

$$Q'_w = 1250 + 25 - 1248,75$$

$$Q'_w = 26,25 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.2.5. Calcul de la vitesse de décantation

On peut calculer la vitesse de décantation par la formule suivante :

$$V_d = \left[ \frac{4}{3} \cdot \frac{(\rho_d - \rho_c)}{d_c} \cdot \frac{r \cdot g}{\phi} \right]^{\frac{1}{2}} \text{ m/s} \quad (\text{Eq IV.7})$$

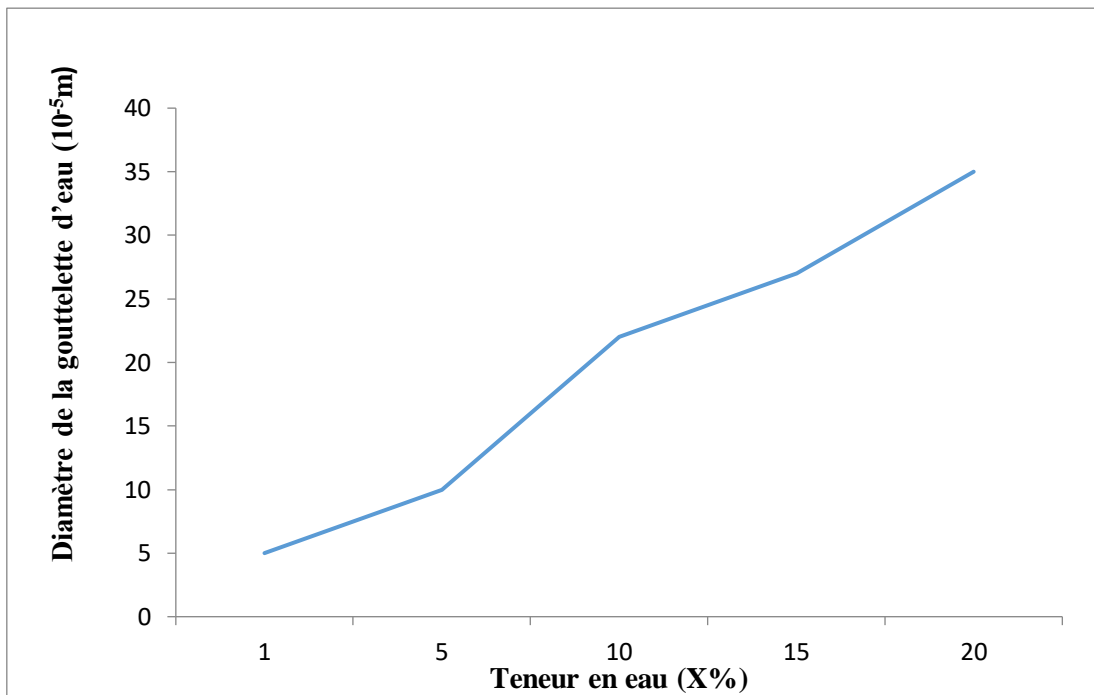
Où :

- $V_d$ : vitesse de décantation (m/s) ;

- $\rho_d$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau) ;
- $\rho_c$  : Masse volumique de la phase continue (brut) ;
- r: Rayon des gouttelettes d'eau (m) ;
- g : accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>) ;
- $\phi$  : Coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

**Tableau. IV.4 :** Diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau [22].

Teneur en eau (X%)	1	5	10	15	20
Diamètre de la gouttelette d'eau (10 <sup>-5</sup> m)	5	10	22	27	35



**Figure. IV.2:** Variation du diamètre de gouttelette d'eau en fonction de la température (X=2%).

D'après la figure IV.2 on trouve que le diamètre de la gouttelette d'eau est égale à  $6,2 \cdot 10^{-5} \text{m}$

Donc  $r=3,1 \cdot 10^{-5} \text{ m}$

$$R_e = \frac{v_d \cdot r}{\nu} \tag{Eq IV.8}$$

Où :

- $V_d$ : vitesse de décantation (m/s);
- $R$  : rayon de la particule d'eau (m) ;
- $\nu$  : viscosité cinématique du pétrole (Pa/s).

On a ainsi en régime :

- Turbulent :  $\phi = 44/R_e$ ,
- Intermédiaire :  $\phi = 18,5.R_e^{0.6}$
- Laminaire :  $\phi = 24/R_e$

**Tableau. IV.5:** Coefficient de frottement ( $\phi$ ) en fonction du  $R_e$  et le Régime d'écoulement.

Valeur du nombre de Reynolds	$R_e \leq 0,2$	$0,2 < R_e < 500$	$R_e > 500$
Régime d'écoulement	Laminaire	Intermédiaire	Turbulent
Coefficient de frottement ( $\phi$ )	$\phi = 24/R_e$	$\phi = 18,5.R_e^{0.6}$	$\phi = 44/R_e$

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation (IV.4) la valeur «  $\phi$  », Correspondant au régime hydraulique , le régime lui-même est en fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation ; Pour sortir de ce cercle, on fixe le régime provisoirement et après avoir calculé la vitesse de décantation, on vérifie si le régime fixé est bien, celui qui convient.

Donc ;

Le régime choisi est un régime laminaire d'après le tableau IV.4:

On trouve :

$$\phi = 24/R_e \quad \text{avec : } R_e = \frac{V_d \cdot r}{\nu}$$

Alors, l'équation (IV.7) devient :

$$V_d = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{d_d - d_c}{d_c} \cdot \frac{r^2}{\nu} \right] \quad m/s \tag{Eq IV. 9}$$

#### IV.2.5.1. Détermination de la viscosité à la température 74°C

Pour pouvoir déterminer la viscosité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer la viscosité de cette dernière à deux températures différentes :

$$\nu_{20^\circ C} = 2.76 \text{ cst}$$

$$\nu_{38^\circ C} = 2 \text{ cst}$$

D'après GROSS :

$$\log \frac{v_{t1}}{v_{t2}} = R \cdot \log \frac{t_2}{t_1} \quad (\text{Eq IV. 10})$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \frac{\log \frac{v_{t1}}{v_{t2}}}{\log \frac{t_2}{t_1}}$$

$$R = \frac{\log \frac{2,76}{2}}{\log \frac{38}{20}}$$

$$R = 0,5$$

Donc, la viscosité du brut à la température de dessalage sera :

$$\log \frac{v_{t1}}{v_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log v_{t2} = \log v_{t1} - R \cdot \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log v_{74^\circ\text{C}} = \log v_{20^\circ\text{C}} - R \cdot \log \frac{74}{20}$$

$$\log v_{74^\circ\text{C}} = \log 2,76 - 0,5 \log \frac{74}{20}$$

$$\log v_{74^\circ\text{C}} = 0,156$$

$$v_{74^\circ\text{C}} = 1,17 \text{ mm}^2/\text{s}$$

#### IV.2.5.2. Détermination de la densité de la phase continue à la température 74°C

Pour déterminer la densité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord connaître sa densité à 20°C  $d_{20^\circ\text{C}} = 0,08025$ .

La densité à une température quelconque est donnée par la formule suivante :

$$d_t = d_{20^\circ\text{C}} - \alpha(t-20) \quad (\text{Eq IV. 11})$$

$\alpha$ : Coefficient caractérisant la variation de la densité en fonction de la température.

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132(d_{20}) \quad (\text{Eq IV. 12})$$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 \cdot 0,8025$$

$$\alpha = 7,6 \cdot 10^{-4}$$

Donc, la densité à 74°C sera :

$$d_{74^{\circ}\text{C}} = 0,8025 - 7,687 \cdot 10^{-4} (74-20)$$

$$d_{74^{\circ}\text{C}} = 0,76$$

A la température 74°C, la densité de l'eau sera égale à :

$$d_{74^{\circ}\text{C}-\text{eau}} = 1,002 - 7,687 \cdot 10^{-4}(74-20)$$

$$d_{74^{\circ}\text{C}-\text{eau}} = 0,96$$

On prend les résultats dans le tableau ci-dessous:

**Tableau. IV.6 :** La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (74°C)

Température (°C)	Masse volumique du brut : $\rho_c$ (kg/m <sup>3</sup> )	Masse volumique de l'eau: $\rho_d$ (kg/m <sup>3</sup> )	La viscosité $\nu$
74	760	960	1.17

Donc, la vitesse de décantation d'après l'équation (2) sera :

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \frac{(960-760)}{760} \cdot \frac{(3,1 \cdot 10^{-5})^2}{1,17 \cdot 10^{-6}}$$

$$V_d = 1,18 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

#### IV.2.6. Calcul des caractéristiques d'un dessaleur

Le dessaleur (V-51) de la raffinerie de SKIKDA (RA1K) a les caractéristiques principales suivantes :

- Diamètre intérieur : 3,556 m ;
- Longueur : 33,18 m ;
- Fond : hémisphérique ;
- Pression de calcul : 7,4 bars ;
- Température de calcul : 74°C ;
- Surépaisseur de corrosion: 3 mm [53].

**IV.2.6.1. Calcul du volume de dessaleur**

$$V_T = V_1 + V_2 \quad (\text{Eq IV. 13})$$

- $V_T$  : volume du dessaleur (m<sup>3</sup>).
- $V_1$  : volume de la partie cylindrique du dessaleur (m<sup>3</sup>).
- $V_2$  : volume de deux calottes sphériques (m<sup>3</sup>).

Tel que :

$$V_1 = \frac{\pi D^2}{4} \cdot L_d \quad (\text{Eq IV. 14})$$

$$V_2 = \frac{\pi D^3}{8} \cdot \frac{4}{3} \quad (\text{Eq IV. 15})$$

A.N :

$$V_1 = \frac{\pi \cdot 3,556^2}{4} \cdot 33,18$$

$$V_1 = 329,52 \text{ m}^3$$

$$V_2 = \frac{\pi \cdot 3,556^3}{8} \cdot \frac{4}{3}$$

$$V_2 = 23,54 \text{ m}^3$$

$$V_T = 329,52 + 23,54$$

$$V_T = 353,06 \text{ m}^3$$

**IV.2.6.1. Calcul du temps de séjour**

Pour éviter l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé, il faut que le temps de décantation soit inférieur au temps de séjour. Pour cela on calcule le temps de séjour et le temps de décantation et on compare les résultats.

Le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation suivante :

$$T_s = V/Q \quad (\text{Eq IV. 16})$$

Où :

- $T_s$  : temps de séjour (h) ;
- $V$  : volume de la capacité (m<sup>3</sup>) ;

- $Q$  : débit volumique de la charge (m<sup>3</sup>/h);

$$Q = Q_b + Q_w ; \quad (\text{IV.17})$$

- $Q_b$ : débit volumique du pétrole brut. ;
- $Q_w$ : débit volumique de l'eau de lavage.

$$Q_b = 1250 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 25 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$Q = 1250 + 25$$

$$Q = 1275 \text{ m}^3/\text{h}$$

On a :

$$V_T = 353,06 \text{ m}^3$$

AN :

$$T_s = \frac{353,06}{1275}$$

$$T_s = 0,277 \text{ h}$$

$$T_s = 997 \text{ s}$$

#### IV.2.6.2. Calcul du temps de décantation :

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante :

$$T_d = L_1 / V_d \quad (\text{Eq IV.18})$$

Où :

- $L_1$  : distance entre l'électrode basse et l'interface en (m);
- $V_d$ : vitesse de décantation (m/s).
- $T_d$ : temps de décantation (min) ;

On a  $L_1 = 280 \text{ mm} = 0,28 \text{ m}$

A.N

$$T_d = \frac{0,28}{1,18 \cdot 10^{-4}}$$

$$T_d = 2372,88 \text{ s}$$

D'après les calculs nous avons conclu que  $T_d = 2372,88 \text{ s}$  alors que  $T_s = 997 \text{ s}$  donc  $T_s < T_d$  dans ce cas y a un entrainement de l'eau séparée avec le brut dessalé.

### IV.2.7. Calcul des caractéristiques électriques de dessaleur

Pour avoir un bon fonctionnement du dessaleur, il faut que le champ électrique ( $E$ ) entre les électrodes (Figure IV.3), soit inférieur au champ critique ( $E_c$ ).

#### IV.2.7.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes



Figure. IV.3 : Les électrodes après nettoyage [24]

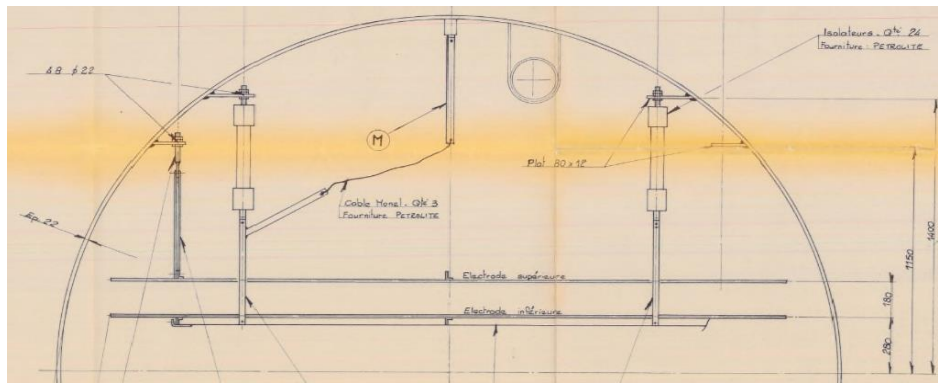


Figure. IV.4 : Schéma explicative de distance entre les électrodes [24]

- $E_s$ : Électrode supérieure
- $E_i$ : Électrode inférieure

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par la formule suivante :

$$E = \frac{U}{L} \quad (\text{Volt/Cm}) \quad (\text{Eq IV. 19})$$

Où :

- $E$  : champ électrique entre les électrodes (volts/cm) ;
- $U$  : tension du courant en volts,  $U = 19200$  volts ;

➤ L : distance entre les électrodes. L = 18 cm.

A.N :

$$E = 19200 / 18 = 1066.7 \text{ Volts/ cm.}$$

#### IV.2.7.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure

$$E_1 = \frac{U}{L_1} \text{ (Volt/Cm)} \quad (\text{Eq IV.19})$$

- $E_1$  : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface) (Fig. IV.4).
- U : tension du courant. (U = 19200 volts) ;
- $L_1$  : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau ( $L_1 = 28$  cm).

Donc :

A.N

$$E_1 = \frac{19200}{28}$$

$$E_1 = 685.714 \text{ volts/cm}$$

#### IV.2.7.3. Calcul du champ critique

$$E_c = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\varepsilon \cdot D}} \quad (\text{Eq IV.20})$$

Où :

- $\delta$ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en  $\left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^2}\right)$  ;
- $\varepsilon$ : Coefficient diélectrique ;
- D : diamètre de la gouttelette d'eau (cm) ;
- A : coefficient de proportionnalité.

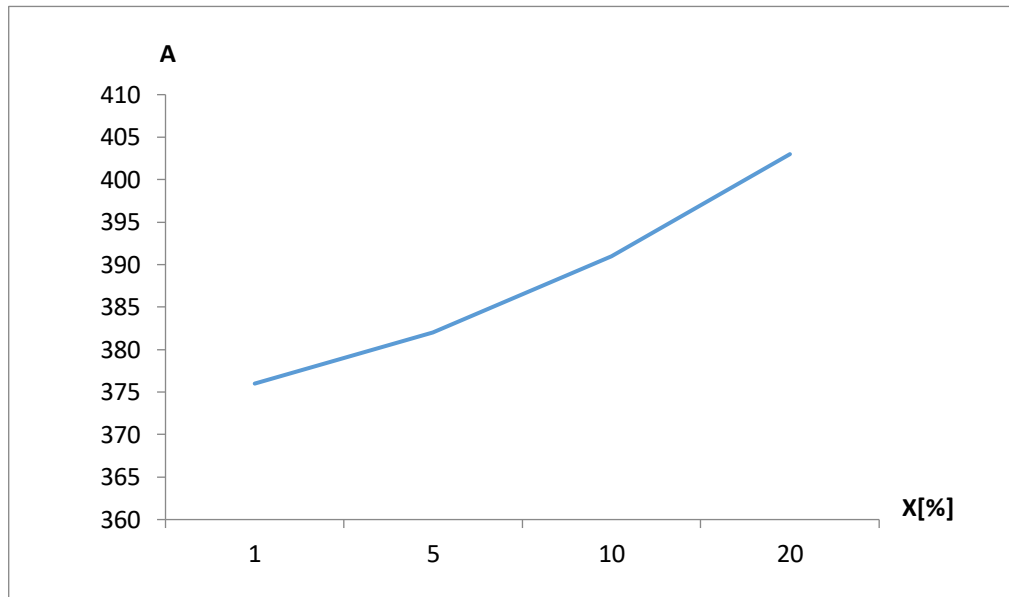
On a :

- $D = 6,2 \cdot 10^{-5} \text{ m} = 6,2 \cdot 10^{-3} \text{ cm}$  ;
- $\varepsilon = 16$  ;
- $\delta = 15 \text{ g/cm}^2$  ;
- X = Taux d'eau de lavage (X = 2% vol) ;

D'après le tableau, on trace la courbe  $A = f(X)$  et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

**Tableau. IV.7 :** Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage [22]

X[%]	1	5	10	20
A	376	382	391	403



**Figure. IV.5 :** Variation de coefficient de proportionnalité en fonction de la température [23].

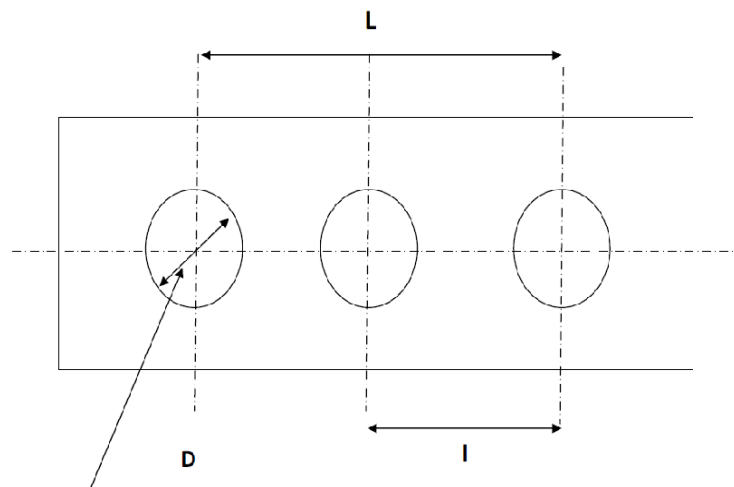
Donc, d'après la courbe IV.5 on a :  $X = 2\% \rightarrow A = 378$

A.N:

$$E_c = 378 \sqrt{\frac{2.15}{16.6 \cdot 2 \cdot 10^{-3}}} = 6573,47 \text{ volt/Cm}$$

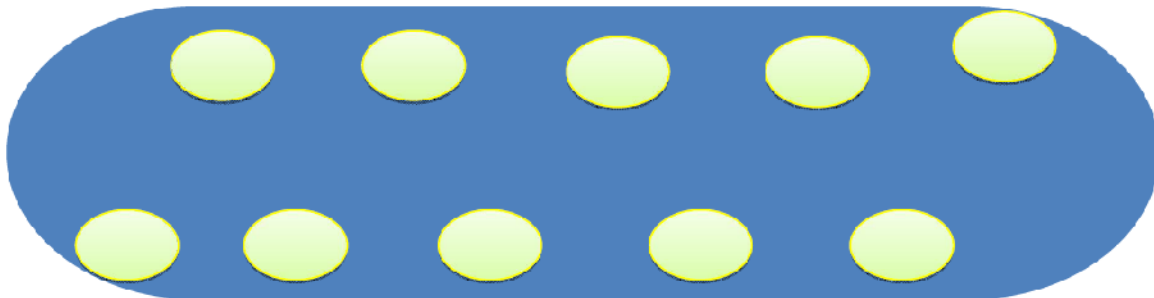
- Après avoir calculé le champ électrique (E) et le champ critique ( $E_c$ ) entre les deux électrodes, nous avons remarqué que le champ électrique entre les électrodes est inférieur au champ critique.
- $E < E_c$  donc, d'un point de vue électrique notre dessaleur fonctionne bien.

## IV.2.8. Calcul du distributeur



**Figure. IV.6 :** Une partie de la rampe [24].

Sur la rampe de distribution nous avons deux rangées de trous, le calcul de ce dernier a pour but de connaître la vitesse de décantation et la vitesse admissible du brut, à travers les trous du distributeur. L'augmentation de la vitesse améliore le degré de distribution de pétrole sur la longueur du dessaleur, mais les grandes vitesses donnent lieu à une haute turbulence à l'émulsion ; pour le calcul du distributeur, il faut suivre les étapes suivantes :



**Figure. IV.7 :** Représentation du distributeur [24].

## IV.2.8.1. Calcul du nombre de rampes de distribution

Le nombre des rampes de distribution est donné par la formule suivante :

$$n = \frac{L}{l} + 1 \quad (\text{EqIV.21})$$

- L : la distance séparant les deux trous extrêmes ( $L=32000\text{mm}$ ) ;
- l : la distance séparant les deux rampes ( $l = 3000\text{mm}$ ) ;

- (+1) : Correspond aux deux moitiés des trous à l'extrémité ;

Donc, d'après la formule de n, on applique numériquement

AN :

$$n = \frac{32000}{3000} + 1$$

$$n = 12$$

Dans chaque rampe de distribution, il y a 2 trous. Donc, le nombre total des trous sera égal à 24

#### IV.2.8.2. Calcul de la vitesse d'écoulement

Le pétrole possède une vitesse d'écoulement que l'on peut calculer par la formule

$$W = \frac{Q}{3600.n.f} \quad m/s \quad (\text{Eq IV.21})$$

Où :

- W : Vitesse d'écoulement (m/s)
- Q : Débit de la charge (m<sup>3</sup>/h) ;
- n : Nombre de trous ;
- f : surface de passage d'un

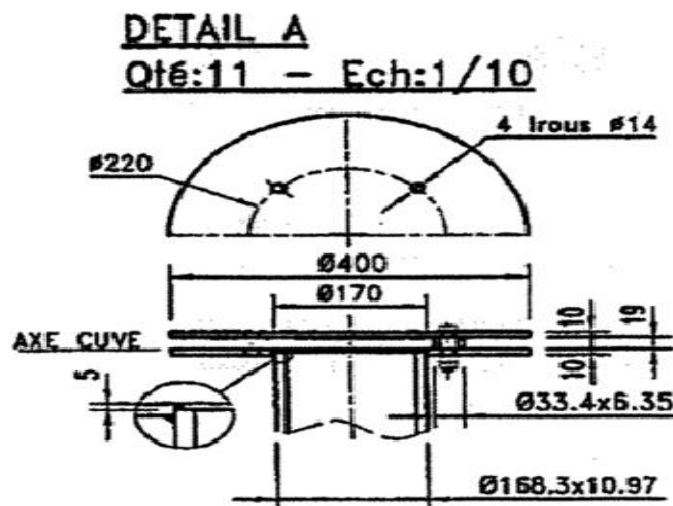


Figure. IV.8 : Schéma d'un trou dans le distributeur [21].

D'après la figure, on peut calculer f par la formule suivante :

$$f = \frac{\pi}{4}(D^2-d^2).A \quad \text{m}^2 \quad (\text{Eq IV.22})$$

Où :

- D : Diamètre extérieur (m) ;
- d : Diamètre intérieur (m) ;
- M : Distance entre la section supérieure et la section inférieure (M=192 mm) ;
- f : Surface de passage d'un trou (m<sup>2</sup>) ;

AN

$$f = \frac{\pi}{4}(0,4^2 - 0,17^2).0,22$$

$$f = 0,022 \quad \text{m}^2$$

$$w = \frac{1250}{3600.24.0,022}$$

$$w = 0,657 \quad \text{m/s}$$

#### IV.2.8.3. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage

L'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur. Ces deux termes peuvent être exprimés mathématiquement

en fonction des différents paramètres intéressés dans le dessalage [23].

$$\beta = \frac{Z_{\text{ext}}(S_{pe} + \frac{X.S_w}{100})}{Y+X} \quad \text{mg/l} \quad (\text{Eq IV.23})$$

Où :

- $\beta$  : teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l ;
- $S_{pe}$  : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l) ;
- $S_{we}$  : teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l) ;
- Y : teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%) ;
- X : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol) ;
- $Z_{\text{ext}}$  : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).

On a comme données de départ :

- $S_{pe} = 9,6 \text{ ppm}$
- $S_{we} = 183 \text{ ppm}$
- $X = 2\%$
- $Y = 0.95 \%$
- $Z_{ext} = 0.1 \%$

$$\beta = \frac{0,1(9,6 + \frac{2.183}{100})}{0.95 + 2}$$

$$\beta = 0.44$$

L'efficacité du dessaleur est exprimée par la formule suivante :

$$E_{ff} = \frac{S_{pe} - S_{ps}}{S_{pe}} \cdot 100 \tag{IV.24}$$

Où :

- $E_{ff}$  : Efficacité de dessaleur en %.

D'après le tableau de calcul de l'efficacité du dessaleur :

$$E_{ff} = \frac{9,6 - 3,1}{9,6} \cdot 100$$

$$E_{ff} = 67,70\%$$

L'efficacité de dessalage est donnée par la formule suivante :

$$E_d = \frac{S_{pe} - S_{ps}}{S_{pe} - \beta} \cdot 100$$

$$E_d = \frac{9,6 - 3,1}{9,6 - 0,44} \cdot 100$$

$$E_d = 71\% \tag{IV.25}$$

### IV.3. Comparaison entre le design et l'actuel

D'après les résultats de nos calculs, on peut faire la comparaison avec le désigne

**Tableau. IV.8 :** Comparaison entre le désigne et l'actuel.

	GRANDEURS	DESIGN	ACTUEL
<b>Pétrole brut</b>	densité (g/cm3)	0,8025	0,76

	teneur en sel d'entrée (mg/l)	Max 40	6,6
	teneur en sel de sortie (mg/l)	< 3	3,1
	débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	1407	1250
<b>Eau procès</b>	taux d'eau de lavage (% vol)	5	2
	Débit de l'Eau de Dessaleur (m <sup>3</sup> /h)	70,9	25
	quantité de désumilifiant (ppm)	0	/
<b>Dessaleur</b>	pression de service (bar)	10.9	7.4
	température de service (°C)	55	74
	efficacité du dessaleur (%)	100	67,70%

Le calcul montre que l'efficacité du système de dessalement RA1K est acceptable, environ 67,70%, les valeurs actuelles sont inférieures à celle prévue par le design., et les résultats du calcul montrent que la salinité de sortie est de 3.1 ppm. Dans ce cas, on peut dire que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement, puisque l'on constate que  $E < E_c$ , mais que le problème est dû à des changements de paramètres de fonctionnement : (température, vitesse de lavage, pression, propriétés, viscosité de l'eau de lavage)

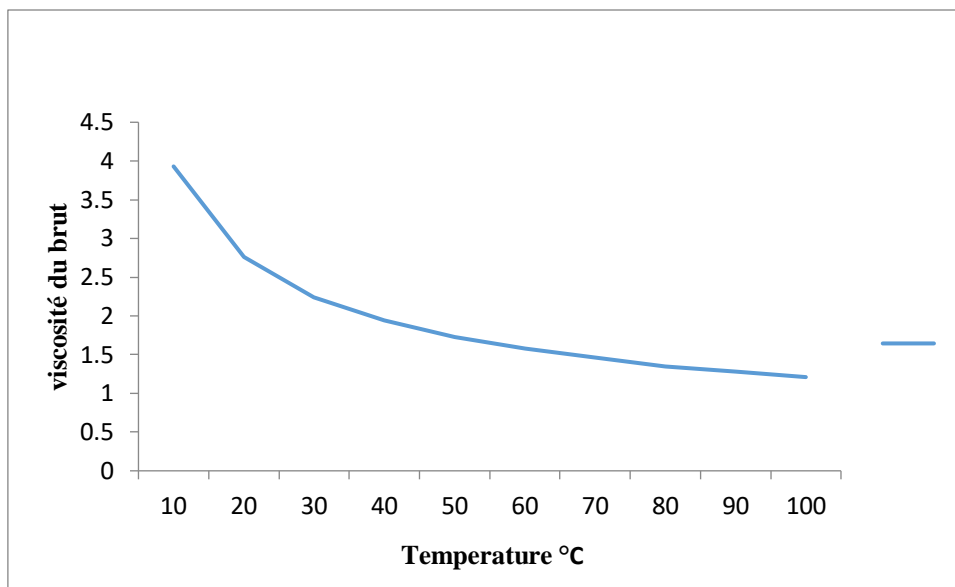
#### IV.4. Influences des paramètres opératoires sur le procédé

Pour voir l'influence des paramètres opératoires (température, viscosité, vitesse de décantation, vitesse de coalescence) sur le procédé, on trace les courbes suivantes :

##### IV.4.1. Variation de la viscosité en fonction de température

**Tableau. IV.9 :** Viscosité en fonction de température [23]

T(°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\vartheta(cst)$	3,93	2,76	2,24	1,94	1,73	1,58	1,46	1,35	1,28	1,21



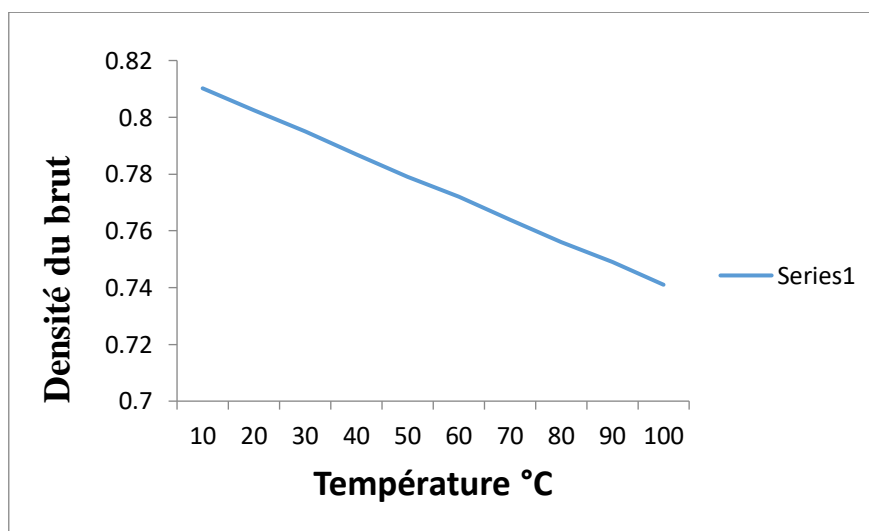
**Figure. IV.9:** Variation de la viscosité en fonction de la température [23].

D’après la Figure IV.9 on remarque que la viscosité diminue en fonction de la température, plus que la température augmente plus que la viscosité diminue.

**IV.4.2. Variation de la densité en fonction de la température**

**Tableau. IV.10 :** Variation de la densité en fonction de la température [22]

T (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$d_b$	0,8102	0,8025	0,795	0,787	0,779	0,772	0,764	0,756	0,749	0,741



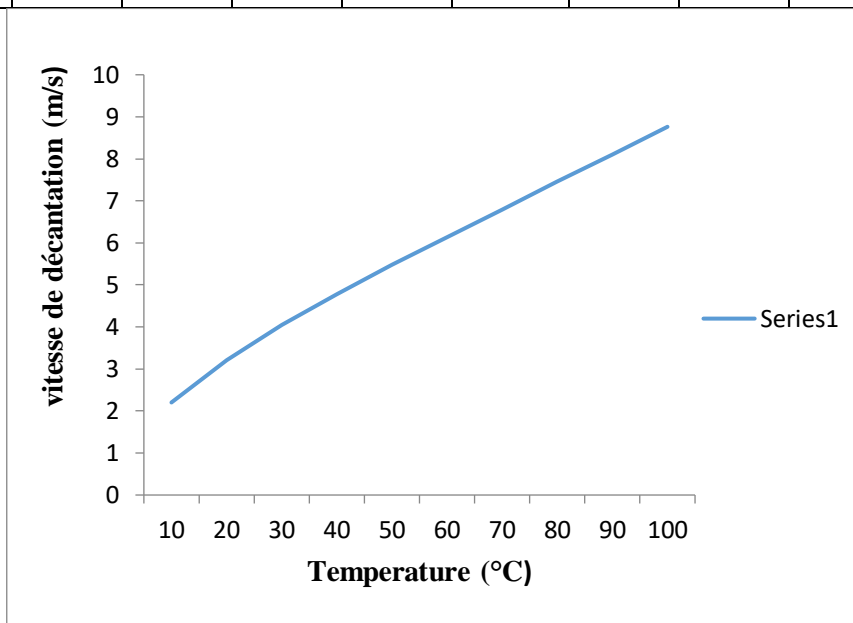
**Figure. IV.10 :** Variation de la densité en fonction de la température [23].

D'après la Figure IV.10 on remarque que la densité diminue en fonction de la température.

**IV.4.3. Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température**

**Tableau. IV.11 :** Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température [23].

T(°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$v_d(m/s)$	2,202	3,208	4,044	4,776	5,478	6,1351	6,790	7,455	8,1	8,762



**Figure. IV.11 :** Variation de la densité en fonction de la température [23]

D'après la Figure IV.11, on remarque que la vitesse de décantation augmente en fonction de la température.

**IV.4.4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage**

**Tableau. IV.12:** Variation de vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage [23]

X (% vol)	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6
$v_c (m/s) 10^{-4}$	0,848	1,363	1,799	2,191	2,553	2,893	2,991	3,215	3,246	3,523	3,819	4,105

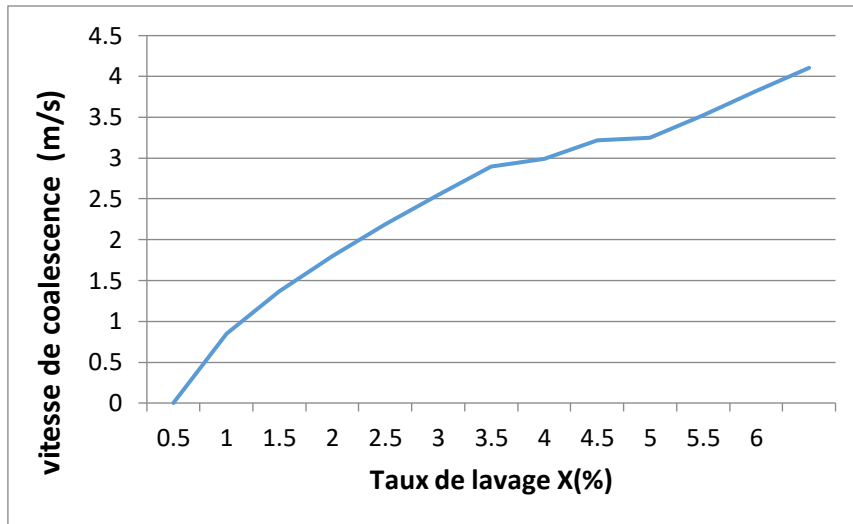


Figure. IV.12 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage [23].

D’après la Figure IV.12, on remarque que la vitesse de décantation augmente avec l’augmentation de taux de lavage.

**IV.4.5. Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température**

Tableau. IV.13 : Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température [23]

T (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$v_c$ (m/s)	0,342	0,487	0,6	0,693	0,777	0,851	0,921	0,989	1,05	1,11

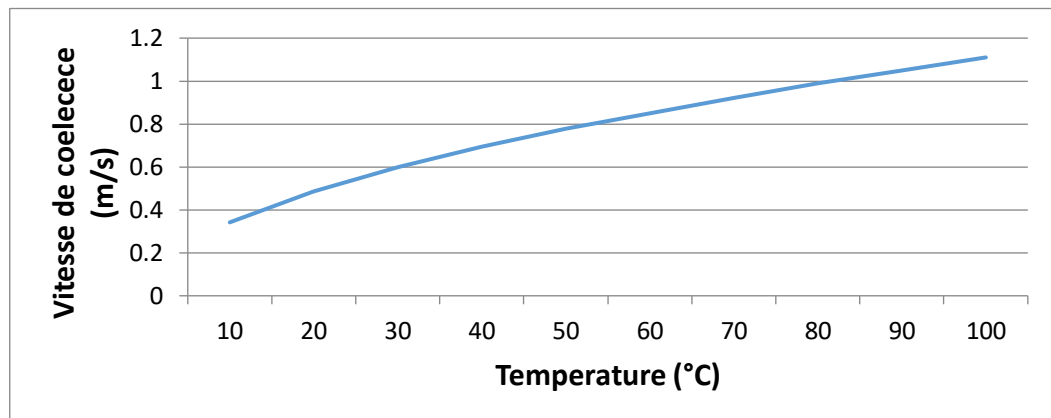


Figure. IV.13 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température [23]

D’après la Figure IV.13, on remarque que la vitesse de coalescence augmente avec l’augmentation de température

#### IV.5. Interprétation des graphes

Quand la température augmente, la viscosité de la charge ainsi que la densité diminuent et les deux vitesses de coalescence et de décantation augmentent. Autrement dit diminue les forces opposées au déplacement des gouttelettes ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, entraînant avec elles des sels, d'où la diminution de la salinité du brut à la sortie du dessaleur, et amélioration de l'efficacité du dessaleur.

L'augmentation de la quantité d'eau de lavage augmente la force d'attraction des gouttelettes d'eau, ceci se fait par l'augmentation de la taille des gouttelettes d'eau ce qui conduit à l'augmentation de la vitesse de décantation.

#### IV.6. Commentaire

D'après l'interprétation des graphes, on constate que lorsque la température et la quantité d'eau de lavage augmentent les deux vitesses augmentent, car l'élévation de la température augmente l'agitation moléculaire, et la probabilité de rencontrer des gouttelettes d'eau augmente (coalescence) et par conséquent la viscosité de la couche inter-faciale diminue ; Cette coalescence provoque une augmentation du diamètre des gouttelettes d'eau, elles acquièrent alors une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur (décantation).

#### Conclusion

D'après les calculs on peut conclure que le dessaleur fonctionne très bien, et en faisons une comparaison entre les paramètres actuels et ceux du désigne. L'étude de l'influence des paramètres opératoires sur le dessalage a montré que le problème est dans le changement de ces paramètres.

## *Conclusion générale*

## Conclusion générale

---

Notre stage a été effectué aux unités de distillations atmosphériques de la raffinerie de SKIKDA (*RAIK*), qui nous a permis d'approfondir nos connaissances et les différentes théories que nous avons acquises durant notre formation théorique, et de les appliquer sur le terrain.

Ce stage nous a permis aussi de voir de plus près les différents équipements et machines constituant le procédé de traitement du pétrole à savoir les dessaleurs, train de préchauffage (les échangeurs), les fours, les colonnes de distillation atmosphérique, les pompes, compresseurs,... etc.

Le dessalage est une opération très importante dans l'industrie de raffinage, il consiste à minimiser les sels et les impuretés (sédiment et l'eau chargée) pour avoir un bon fonctionnement des unités de distillations atmosphériques.

Un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de l'unité de distillation atmosphérique : dépôt des sels sur les parois des tubes de train préchauffé ce qui provoque le bouchage au niveau de ces tubes, limitation du taux de marche, la corrosion surtout dans le circuit de tête des colonnes (causée par la formation de HCl), Altération de la qualité des produits (teneur élevée en sédiment dans le résidu), l'augmentation du coût de la maintenance.

D'après les calculs effectués au niveau du dessaleur (V-51), on constate une efficacité acceptable de ce dernier de 95% (désigne) à 68%, on peut expliquer cette diminution par l'influence des paramètres opératoires ; le taux de lavage(x), La nature de l'eau de lavage, la température, et le taux desémulsifiants...etc.

## *Références bibliographiques*

## Références bibliographiques

---

- [1] (Wauquier, Jean-Pierre. Raffinage du pétrole (Le). Tome 1. Pétrole brut. Produits pétroliers. Schémas de fabrication. Vol 1, page 168..EditionsTechnip, 1998)
- [2] J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP ; Tom 2 ; 1998 ; pp 240-260.
- [3]: « Manuel sur les désémulsionnants prochinor » édition CECA (1984) 23 –69
- [4] N.HAMIDOUCHE ; T .TAZARART, Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'ouroud (Hassi messaoud), Mémoire fin d'études master, Université A .MIRA B2JAIA.
- [5] B.KECHIDA ; A.BENKHELIFA, Etude d'extraction des hydrocarbures et comparaison entre deux solvants utilisés, Mémoire fin d'étude master, Université KASDI MARDAH Ouargla (2014-2015).
- [6] N.HAMIDOUCHE ; T .TAZARART, Etude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'ouroud (Hassi messaoud), Mémoire fin d'études master, Université A .MIRA B2JAIA.
- [7] B.KECHIDA ; A.BENKHELIFA, Etude d'extraction des hydrocarbures et comparaison entre deux solvants utilisés, Mémoire fin d'étude master, Université KASDI MARDAH Ouargla (2014-2015).
- [8] K.TOUIKER, Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur Spécialisé en raffinage, Ecole d'ingénieurs de Boumerdes (IAP), (2017).
- [9] L.MESSAI AHMED, L'étude De La Possibilité D'utilisation D'une Colonne De Pré distillation Avec L'augmentation De La Capacité 20% De L'unité 11 De La Raffinerie De Skikda, Mémoire fin d'études master, Université Echahide Hamma Lakhdar-EL-Oued, (2014-2015)
- [10] J.P. WAUQUIER, le raffinage de pétrole brut, (Tome 2), Procédés séparation, Edition TECHNIP 1998, Paris p (213-228)
- [11] A.C.KOUAKOU, Etudes Approfondie de la cristallisation des carburants et des combustibles impacts des nouvelles bases. Thèse de doctorat, Université de PAU et des PAYS de l'ADOUR (2014).
- [12] A.D.BACHIR ; B.AMOR , Optimisation des paramètre de fonctionnement d'un procédé de dessalage de l'unité traitement brut sud à Hassi mesaoud (UTBS) , Mémoire fin d'études master ,université Mohamed khider Biskra (2013) .

## Références bibliographiques

---

- [13] BAHAMOUI ABDENNASSER, Etude de dessalage du pétrole brut (généralités sur les sels, traitement du pétrole brut sur le champs) [mémoire de master]. Adrar : université Adrar, faculté des sciences et de la technologie, 2017.
- [14] Mémoire de fin d'étude ; ETUDE DE L'AMILIORATION DU RENDEMENT DE L'UNITE DE DESALAGE CIS/HMD ; 2009/2010.
- [15] Document de référence sur les meilleurs techniques disponibles, Raffinerie de pétrole et de gaz, Commission Européenne, 2003, p 20.
- [16] Jean Pierre WAUQUIER, Le raffinage du pétrole, Tome 2, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP 1998, Paris, p 240-253.
- [17] H. Laiche, S.ElHachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala ; Mémoire d'ingénieur ; Université de KasdiMerbah Ouargla ; 2005 ;102p.
- [18] Document de Total, Manuel de formation exploitation et production, les équipements, les dessaleurs, 2007, p 4-8-17-15-18-25-27-40-97.
- [19] Sofiane SALHI, Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement d'Ourhoud, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2006, p 50-51-52.
- [20]: Manuel sur les désémulsionnant CHIMEC édition SPA. mars 1994.
- [21] Chimie GCI 190, dosage des ions chloruresw, (2011)
- [22] BENAOUA ILYES; Etude de système de dessalage au champ OURHOUD; université
- [23] olivier doumeix. Opération unitaire et génie biologique. P11 kasdi merbah ouargla (2013).
- [24] TEMMAR Mounir et NAAM Ridha; le dessalage du pétrole : redimensionnement et paramètres clés, Université Kasdi-Merbah Ouargla, 2013, p 14-19.