



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

# *Memoire de Fin d'Etudes*

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Valorisation des Ressources Minérales

*Présenté par*

*Allaoua Nacera*

*Allouche Nour elhouda*

**Thème**

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

Soutenu le / /2017 devant le jury composé de:

Président:	Mme Sadouki Samia	M.A.A	UAMB
Promotrice:	Mme SOUCI zahia	M.C.B	UAMB
Examineur:	Mr Abdelghani Akdim	M.A.A	UAMB

*Année Universitaire: 2016-2017*

## *Remerciements*

Nous rendons grâce tout d'abord à Dieu le tout-puissant de nous avoir donné le courage, la patience, la santé et la volonté pour achever ce travail.

Nous adressons nos remerciements à notre promotrice, Madame Zahia SUOICI, maître de conférences à l'université de Bejaia, sans elle ce travail n'aurait pu aboutir. Nous la remercions pour sa patience, sa disponibilité, son aide inestimable ainsi que la liberté que nous a donné afin d'exploiter et d'employer nos capacités au complet, ceci a rendu ce travail plus facile à réaliser.

Nous sommes sensibles à l'honneur que nous fait Mme Sadouki Samia enseignant-chercheur à l'université de Bejaia, d'avoir accepté de présider le jury de notre soutenance.

Nos grands remerciements vont à Monsieur Abdelghani Akdim, enseignant-chercheur à l'université de Bejaia pour l'honneur qu'il nous a fait, en acceptant d'examiner et de juger notre travail.

Nous tenons à remercier tous les enseignants et le personnel du département Mines et Géologie.

Il est judicieux de présenter nos remerciements à l'administration du complexe de raffinerie "Skikda" qui nous a permis d'effectuer notre stage pratique. Nous adressons nos sincères remerciements à Monsieur ARKOUB Hamid et Monsieur GUEMOUNI Said pour leur aide.

Nos remerciements vont également à Monsieur Sassan Lamin, chef de service de l'unité Topping, et le responsable du laboratoire pour leurs suivis continus et pour leurs soutiens.

Nous adressons nos vifs et sincères remerciements aux équipes du laboratoire, topping et technique de RA1K, merci pour votre gentillesse.

Nos remerciements vont également à nos collègues de promotion pour leur soutien et encouragement.

## Dédicaces

*Je dédie ce travail qui ai complété par l'aide de Dieu.  
La prunelle de nos yeux, ceux qui nous éclairer le chemin de  
la réussite à mes parents que Dieu les garde.  
Je tiens aussi à dédier ce travail à mes sœurs pour leur  
soutien, et à la personne la plus proche de mon cœur.  
Je tien aussi a dédié ma promotrice Mme suissi et ma chère  
amie et binôme Nacera  
A mes amis sans exception, et à tous ceux qui me  
connaissent.*

*Noor.*



## Dédicaces

*Je dédie ce travail qui ai complété par l'aide de Dieu.  
La prunelle de nos yeux, ceux qui nous éclairer le chemin de  
la réussite à mes parents et ma grand mère que Dieu les  
garde.*

*Je tiens aussi à dédier ce travail à mes sœurs et mes frères  
pour leur soutien, et à la personne la plus proche de mon  
cœur*

*Zaina, Faiza, Fazia, Djamel et a tout mes amis Djidji,  
Abderrezak, Saïd.*

*Je tien aussi a dédié et binôme Noor.*

*Nacera.*



# Table des matières

**Remerciement**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Liste des graphes**

**Liste des courbes**

**Liste d'abréviation**

**Sommaire**

**Introduction générale ..... 1**

**Chapitre I : généralités et problématique**

**I.1 Introduction..... 3**

I.2 Origine du pétrole brut..... 3

I.3 La quête de l'or noir..... 3

I.3.1 Prospection..... 3

I.3.2. Extraction ..... 4

I.3.3. Raffinage ..... 4

I.3.3.1.Les opérations de raffinage..... 4

I.3.3.2.Traitement de raffinage ..... 4

I.3.4.Distribution ..... 5

I.4 Classification du pétrole brut ..... 5

I.4.1 Classification industrielle ..... 5

1.4.2 Classification chimique ..... 5

I.4.3. Classification technologique .....	6
I.5. Problème de corrosion .....	6
I.5.1. Définition de la corrosion.....	6
1.5.2. Corrosion humide ou électrochimique.....	7
I.5.3. Corrosion sèche ou chimique .....	7
I.5.4. Corrosion bactérienne (corrosion biochimique).....	8
I.5.5. Aspect économique de la corrosion.....	8
1.5.6. Les effets directs et indirects de la corrosion.....	9
I.5.7. Les différentes formes de corrosion .....	9
I.6 Les facteurs de la corrosion .....	10
I.6.1.pH .....	10
I.6.2. Température.....	10
I.6.3. Le métal .....	11
I.7 Corrosion dans la raffinerie .....	11
I.7.1. Corrosion par les sels.....	11
I.7.2. Corrosion par le soufre à haute température.....	11
I.7.3. Corrosion par les acides naphténiques.....	12
I.8 problèmes causés par la corrosion .....	12
I.9 Conclusion .....	12
 <b>Chapitre II : généralités sur le dessalage et les émulsions</b>	
II.1.Introduction.....	13
II.2.Définition.....	13
II.3.Type de dessalage .....	13
II.4. objectif et Principe.....	14

II.5.Généralité sur les sels .....	15
II.5.1.Nature des sels .....	15
II.5.2.Inconvénients des sels.....	15
II.6.Généralité sur les émulsions .....	15
II.6.1.Définition .....	15
II.6.2.Type d'émulsion .....	16
II.6.3.Conditions de formation d'une émulsion.....	17
II.6.4.Stabilité d'une émulsion .....	17
II.6.4.1.Agent émulsifiant.....	18
II.6.4.2.Agitation .....	18
II.6.4.3.Viscosité de l'h .....	18
II.6.4.4.Teneur en eau dans l'émulsion.....	18
II.6.4.5.Age de l'émulsion.....	18
II.7. Procédés des désintégrations des émulsions .....	18
II.7.1. Procédé mécanique .....	19
II.7.1.1 La décantation .....	19
II.7.1.2.La centrifugation (l'essorage) .....	20
II.7.1.3.La filtration .....	21
II.7.2.Procédé chimique .....	21
II.7.3.Procédé électrique.....	2
II.8.Dessalage électrostatique .....	23
II.8.1.Généralités .....	23
II.8.2.Mécanisme du dessalage électrostatique.....	24
II.8.3.Paramètres de réglage du dessaleur et leur influence.....	26

II.8.3.1.Niveau d'interface eau/brut.....	26
II.8.3.2.Température de dessalage .....	26
II.8.3.3.Taux d'eau de lavage .....	28
II.8.3.4.Point d'injection de l'eau de lavage.....	28
II.8.3.5.Nature de l'eau de lavage .....	28
II.8.3.6.Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange.....	29
II.8.3.7.Taux de desémulsifiants .....	29
II.8.3.8.Champ électrique .....	29
II.9.Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	30
II.10.Type de dessaleur .....	31
II.11.Conclusion .....	32

### **Chapitre III : méthodologies expérimentales**

III.1. Introduction.....	33
III.2 les analyses réaliser pour our les eaux condensées.....	33
III.2.1 Prise des échantillons .....	33
III.2.2 Détermination de pH .....	34
III.2.2.1 principe et théorie .....	35
III.2.2.2. matériels utilisé.....	36
III.2.2.3. Mode opératoire.....	36
III.2.3 Détermination de Fe <sup>2+</sup> .....	35
III.2.3.1. matériels utilisé .....	35
III.2.3.1. mode opératoire .....	35
III.2.4. Détermination de Cl <sup>-</sup> à faible teneur .....	36
III.2.4.1. matériels utilisé. ....	36
III.2.4.2. Mode opératoire.....	36
III.3.les analyses réalisées au niveau du dessaleur .....	38
III.3.1 Prise des échantillon .....	38



III.3.2. Détermination de la densité .....	38
III.3.2.1. matériels utilisé.....	39
III.3.2.2. Mode opératoire.....	39
III.3.3. analyse de la salinité de brut entrés sortie.....	39
III.3.3.1 Principe.....	39
III.3.3.2 matériels utilisé.....	39
III.3.3.2 Mode opératoire .....	39
III .3.4. La salinité d'eau entré/sorti du dessaleur: détermination des chlorures (Cl <sup>-</sup> ) .....	40
III.3.4.1 mode opératoire.....	41
III.3.4.2 mode opératoire.....	41
III.4 conclusion .....	42

#### **Chapitre IV : résultats et discussion**

IV.1 Introduction .....	43
IV.2 Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl <sup>-</sup> ) pour l'unité 10 de Topping.....	43
IV.3 Résultats de salinité entrée sortie de brute unité 10 de RA1K.....	49
IV.4 Résultats de salinité entré /sortie de l'eau unité 10 de RA1K.....	51
IV.5 Calcule du dessaleur.....	53
IV.5.1Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur.....	54
IV.5.2 Bilan matière .....	55
IV.5.2.1 Calcul de la quantité de brut dessalé.....	55
IV.5.2.2 Détermination de la quantité d'eau de purge .....	56
IV.5.3 Calcul de la vitesse de décantation.....	56
IV.5.3.1Détermination de la viscosité à la température 68°C .....	56
IV.5.3.2 Détermination la densité de la phase continue à la température 63°C.....	59
IV.5.4 calcule de caractéristique d'un dessaleur .....	60
IV.5.4.1.Calcul du volume de dessaleur.....	61
IV.5.5Calcul du temps de séjour .....	61
IV.5.6 Calcul du temps de décantation.....	62

IV.5.7 Calcul de caractéristique électrique de dessaleur .....	63
IV.5.7.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes .....	63
IV.5.5.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure .....	63
IV.5.5.3. Calcul du champ critique .....	64
IV.5.6 Calcul du distributeur .....	66
IV.5.6.1 Calcul du nombre de rampes de distribution.....	67
IV.5.6.2 Calcule de vitesse d'écoulement .....	67
IV.6.7.Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage .....	69
IV.5.8 Comparaison entre le design et l'actuel .....	70
IV.5.9 Influences des Paramètres opératoires sur le procédé .....	72
IV.5.9.1 Variation de vitesse de décantation en fonction de la température .....	73
IV.5.9.2. Variation de vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage .....	74
IV.5.9.3 Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température .....	75
IV.14. Conclusion.....	77
<b>Chapitre V : hygiène te sécurité et environnement</b>	
V.2.1. Règles générales sur la sécurité de RA1K.....	78
V.2.1.1. Panneaux de signalisation de santé et de sécurité au travaille .....	78
V.2.1.2. Interdictions .....	79
V.2.1.3. Obligations.....	80
V.2.1.4 Signalisation risqué produit .....	81
V.2.2 Sécurité au niveau du laboratoire .....	82
V.2.2.1 Les risques associés au niveau du laboratoire .....	82
V.2.2.2 Organisation interne du laboratoire .....	82
V.2.2.2.1 Tenue de travail .....	82
V.2.3. Système de sécurité de dessaleur.....	83
V.2.3.1. Sécurité de dessaleur électrostatique.....	83
V.2.3.2 Démarrage du Dessaleur .....	84
V.2.3.3 Arrêt du Dessaleur .....	85
V.3 Environnement .....	86
V.3.1. les problèmes environnementaux qui peuvent résulter du raffinage .....	86
V.3.2 émissions atmosphériques .....	87

V.3.3 eaux usées.....	87
V.3.4 Déchets.....	87
V.3.5 Bruit.....	88
V.4. Signalisation et codage couleurs des tuyauteries.....	88
V.4.1. Couleur de fond.....	90
V.4.2. Couleur d'identification.....	90
V.4.3. Couleur d'état.....	90
4. Indications complémentaires.....	91
V.4. Conclusion.....	91
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>92</b>

## **Bibliographie**

## **Annexes**

## **Résumé**

## Liste des courbes

Courbe. II. 1. Variation de la viscosité de brut en fonction de la température .....	27
Courbe. II. 2. Variation de la densité de brut en fonction de la température. ....	27
Courbe. II.3. variation de la vitesse de décantation en fonction de la Température .....	27
Courbe II.4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de taux d'eau de lavage ....	28
Courbe II.5 : la salinité sortie en fonction de la ( $\Delta P$ ). ....	29
Courbe IV.1 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V3.....	45
Courbe IV.2 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V8.....	45
Courbe IV.3 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V62.....	46
Courbe IV.4 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V3.....	47
Courbe IV.5 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V8.....	47
Courbe IV.6 : La variation de pH Cl <sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V62.....	48
Courbe IV.7 : Brut entré sortis dessaleur unité 10 de RA1K .....	50
Courbe IV.8 : Brut entré sortis dessaleur unité 11 de RA1K .....	50
Courbe IV.9 : Eau entré sortie de l'unité U10 de RA1K .....	52
Courbe IV.10 : Eau entré sortie de l'unité U11 de RA1K .....	53
Courbe IV.11 : Variation de diamètre de gouttelette d'eau en fonction de température .....	57
Graphe IV.12 : Variation de coefficient de proportionnalité en fonction de la température...57	
Graphe IV.13 : La variation de la viscosité en fonction de la température .....	72
Graphe IV.14 : La variation de la densité en fonction de la température .....	73
Graphe IV.15 : Variation de la densité en fonction de la.....	74
Graphe IV.16 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage .....	75
Graphe IV.17 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température .....	76

## Liste des figures

Figure I.1: Pile électrochimique .....	7
Figure II.1 : Principe de dessalage .....	14
Figure II.2 : Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-eau .....	16
Figure II.3 : Photomicrographie pétrole brut amplifié .....	16
Figure II.4 : Emulsion E/H/E .....	16
Figure II.5 : Emulsion H/E/H .....	16
Figure II.6 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant .....	17
Figure II.7 : Principe de l'émulsion .....	19
Figure II.8 : Phénomène de polarisation et coalescence des gouttelettes d'eau .....	22
Figure II.9 : La décantation .....	26
Figure II.10 : Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique .....	32
Figure III.1 : Schéma explicatif des points d'échantillonnage V3, V8 et V62 .....	34
Figure III.2 : pH-mètre .....	35
Figure III.3 : Le bouillage .....	35
Figure III.4 : Après avoir ajouté bleu de bromothéamol pour notre solution .....	36
Figure III.5 : Après l'ajout de HNO <sub>3</sub> .....	37
Figure III.6 : HNO <sub>3</sub> à 0.05 N .....	37
Figure III.7 : Apparition de la couleur violet .....	37
Figure III.8 : Nitrate de mercure Hg(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> .....	37
Figure III.9 : La prise des échantillons multiples .....	44
Figure III.10 : Complétassions par le xylène .....	45
Figure III.11 : Le xylène .....	45
Figure III.12 : Le salinomètre .....	46
Figure III.13 : L'ajout de chromate de potassium .....	48
Figure III.14 : Apparition de la couleur jaune au rouge brique .....	49
Figure IV.1 : Schéma explicative pour le bilan matière .....	54
Figure IV.2 : Les électrodes après nettoyage .....	63
Figure IV.3 : Schéma explicative de distance entre les électrodes .....	63
Figure IV.4 : Une partie de la rampe .....	66
Figure IV.5 : Représentation du distributeur .....	67
Figure IV.6 : Schéma d'un trou dans le distributeur .....	68

Figure V.1 : Interdictions .....	80
Figure V.2 : Moyennes de protection individuelle .....	81
Figure V.3 : Signalisation risqué produit .....	81
Figure V.4 : Tenu anti acide .....	83
Figure V.5 : Schéma de system de Sécurité des dessaleurs électrostatique .....	84

## Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les principaux facteurs de corrosion .....	10
Tableau II.2 : Les Opération et les Paramètres Actifs .....	23
Tableau IV.1 : Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl <sup>-</sup> ) pour l'unité 10 de Topping .....	37
Tableau IV.2 : Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl <sup>-</sup> ) pour l'unité 11 de Topping .....	38
Tableau IV.3 : Les résultats de salinité entrée sortie de brute unité 10 de RA1K .....	46
Tableau IV.4 : Analyse de salinité de brut entré sortis unité 11 de RA1K .....	46
Tableau IV.5 : Les résultats de salinité de l'eau entré et sortie de dessaleur de l'unité 10 .....	49
Tableau IV.6 : Les résultats de salinité de l'eau entré et sortie de dessaleur de l'unité 11 .....	50
Tableau IV.7 : Les données pour calcul du dessaleur .....	52
Tableau IV.8 : Le diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau .....	55
Tableau IV.9 : coefficient de frottement ( $\phi$ ) en fonction du Re et le régime d'écoulement....	56
Tableau IV.10 : La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (68°C).....	58
Tableau IV.11: Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage .....	64
Tableau IV.12: La comparaison entre le désigne et l'actuel .....	70
Tableau IV.13: La viscosité en fonction de température .....	71
Tableau IV.14: Variation de la densité en fonction de la température .....	71
Tableau IV.15: Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température .....	72
Tableau IV.16: Variation de vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage .....	73
Tableau IV.17 : Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température .....	74
Tableau V.1 : Panneaux de signalisation de santé et de sécurité au travail .....	79

<b>Symbole</b>	<b>désignation</b>	<b>unité</b>
<b>A</b>	Facteur relatif à la phase légère (pétrole)	/
<b>A'</b>	Coefficient de proportionnalité	/
<b>D</b>	Diamètre de la gouttelette d'eau en cm	cm
<b>Dd</b>	Diamètre de dessaleur	m
<b>d</b>	Diamètre intérieur de trou	m
<b>E</b>	Efficacité de dessaleur	%
<b>EC</b>	Champ critique	V/cm
<b>Ei</b>	Electrode inférieure	/
<b>Ep</b>	L'efficacité de dessalage	%
<b>Es</b>	Electrode supérieure	/
<b>Esi</b>	Champ électrique entre les électrodes	V/cm
<b>E1</b>	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	V/cm
<b>f</b>	Surface de passage d'un trou	m <sup>2</sup>
<b>g</b>	Accélération de la pesanteur	m/s <sup>2</sup>
<b>L</b>	Distance séparant les deux trous extrêmes	m
<b>l</b>	Distance séparant les deux rampes	m
<b>Ld</b>	Longueur de dessaleur	m
<b>L<sub>SI</sub></b>	Distance entre les électrodes	Cm
<b>L1</b>	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
<b>M</b>	Distance entre les deux sections	m
<b>n</b>	Nombre des rampes de distributeur	/
<b>Q</b>	Débit de la charge	m <sup>3</sup> /h



<b>Qb</b>	Quantité de brut à dessaler	$m^3/h$
<b>Qd</b>	Quantité de brut dessalé	$m^3/h$
<b>Qw</b>	Quantité d'eau de lavage	$m^3/h$
<b>Q'w</b>	Quantité d'eau de purge	$m^3/h$
<b>Qwext</b>	Quantité d'eau dans le brut dessalé	$m^3/h$
<b>r</b>	Rayon de la gouttelette d'eau	m
<b>Se</b>	Salinité d'entrée	mg/l
<b>SS</b>	Salinité de sortie	mg/l
<b>SW</b>	Teneur en sel dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
<b>T, t</b>	La température	°C
<b>Td</b>	Temps de décantation	sec
<b>TS</b>	Temps de séjour	sec
<b>V</b>	Volume de la capacité	$m^3$
<b>Vd</b>	Vitesse de décantation	m/s
$\varphi$	Viscosité cinématique de la phase continue (brut)	Cst
<b>W</b>	Vitesse d'écoulement	m/s
<b>X</b>	Taux de lavage	%
<b>Y</b>	Teneur en eau dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
<b>Z</b>	Teneur en eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l
<b><math>\beta</math></b>	Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur	mg/l
<b>dd</b>	Masse volumique de la phase dispersée (eau)	$kg/m^3$
<b>dc</b>	Masse volumique de la phase continue (brut)	$kg/m^3$
$\epsilon$	Coefficient diélectrique	/

$\mu_2$	Viscosité dynamique de la phase continue	Pa .s
$\delta$	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	g/cm <sup>2</sup>

## **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.

### **Problématique :**

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 cinq chapitres: le premier chapitre destiné au pétrole ; son origine, son exploitation extraction... etc ainsi que des généralités sur la corrosion.

Le chapitre deux est englobe des généralités sur le dessalage et les émulsions, et pour le chapitre trois on présentera les analyses effectuées au laboratoire de RA1K de Skikda suivi des discussions des résultats obtenus. Le chapitre quatre décrits en utilisant des calculs la source du problème trouvé par des vérifications. Un cinquième chapitre dans lequel on présentera des recommandations d'hygiène et sécurité et de l'environnement.

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

# Chapitre I

## I.1 Introduction

Le pétrole ou l'or noir a une importance capitale dans le monde moderne; car il représente la matière première essentielle pour le développement économique énergétique et technologique des pays.

Dans le but d'extraire les produits utiles du pétrole, il faut passer par plusieurs traitements comme le raffinage qui est un procédé important consistant à extraire du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale. Au cours du raffinage, il est normal de trouver des constituants indésirables comme les sels par exemple. Ces derniers peuvent causer de grands problèmes, qui vont nuire le raffinage, pour cette raison le pétrole doit passer par un lavage efficace. L'existence des sels mène à un phénomène de corrosion qui est le sujet principal de notre étude.

Au cours de ce chapitre, nous allons présenter un aperçu sur le pétrole brut (origine, définition, les principales familles des hydrocarbures) ainsi que le problème de corrosion et le problème de corrosion dans la raffinerie.

## I.2. Origine du pétrole brut

Les hydrocarbures prennent naissance lors de la transformation de la matière organique d'origine animale ou végétale. [3]

Après la mort de la matière organique, elle se dépose au fond de la mère après, elle va se mélanger avec de la matière minérale créant ainsi des boues de sédimentation. Celle-ci, s'accumule par des couches successives sur des milliers de mètres dans des bassins de sédimentation. La transformation de ces couches en pétrole s'effectue au bout d'une dizaine de millions d'années sous l'influence des agents bactériens, et de l'augmentation de la pression (environ et 25 bars tous les 100 m), de la température, et aussi de l'élimination de l'azote et l'oxygène, au fur et à mesure les hydrocarbures gazeux ou liquide se forment, c'est le pétrole ou le gaz naturel. [4]

## I.3. La quête de l'or noir

L'industrie pétrolière est partagée en 2 filières : « **amont** » (prospection, extraction) et « **aval** » (raffinage, distribution).

### I.3.1 Prospection

Afin de découvrir de nouveaux gisements de pétrole, des études sur les structures géologiques sont effectuées afin de savoir si ces derniers peuvent contenir des accumulations d'hydrocarbures exploitables. Pour cela, la méthode sismique est utilisée et qui consiste à

envoyer des ondes sonores qui se propagent à la surface étudiée, et ce sont les analyses récupérées qui déterminent la nature de ces roches et l'existence de pétroles et de gaz.

### **I.3.2. Extraction**

Les mêmes puits de forage utilisés pour la détection du pétrole servent encore à son extraction.

Au début de l'extraction, le trépan pénètre dans la roche couverture du réservoir, la pression interne est libérée et le pétrole remonte naturellement où il sera pompé artificiellement dans le trou de forage (extraction primaire).

Si cette pression est insuffisante, d'autres techniques artificielles sont utilisées pour l'extraire plus rapidement. Pour cela, on injecte de l'eau ou du gaz afin de déplacer le pétrole enfermé de la roche poreuse (extraction secondaire).

L'extraction tertiaire va encore plus loin et fait appel à des méthodes thermiques (injection de vapeur pour augmenter la température de pétrole brut et diminuer sa viscosité, pour faciliter le pompage), des méthodes chimiques (recours à des détergents qui lavent littéralement l'huile de la roche), ou s'appuient sur un mélange d'huiles plus légères dans les réservoirs profonds. [5]

### **I.3.3. Raffinage**

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et des transformations visant à tirer l'eau et les solides du pétrole et séparer et traiter les hydrocarbures pour avoir à la fin le maximum de produits à haute valeur commerciale. [6]

#### **I.3.3.1. Les opérations de raffinage**

Dans le raffinage, le pétrole passe par plusieurs étapes successives :

- Réception et stockage du pétrole brut
- Traitement du pétrole brut dans des unités de raffinage et fabrication des bases
- Mélange des bases et constitution des produits finis
- Contrôle laboratoire et expédition des produits. [6]

#### **I.3.3.2. Traitement de raffinage**

Le pétrole brut subit des traitements de séparation pour l'obtention des coupes pétrolières. Ces séparations sont réalisées dans des unités de distillation atmosphérique, distillation sous vide, séparation des gaz et des essences. [6]

Dans le cas du complexe de raffinerie de Skikda (lieu de notre stage), il existe de nombreuses unités de fabrication, ces unités utilisent des procédés physiques ou chimiques que l'on peut classer en trois catégories

- Procédé de séparation
- Procédé de conversion
- Procédé d'épuration

La séparation s'effectue par la distillation atmosphérique; cette dernière est fondée sur la différence de densité des différents produits. Elle permet de récupérer les produits pétroliers suivant cet ordre :

À la tête de la colonne, on récupère les essences totales puis le kérosène, le gasoil léger, gasoil lourd et à la fin le résidu ou le fioul. Les produits légers qui se trouvent à la tête de la colonne sous forme de vapeur (GPL, NAFTA A, NAFTA B, NAFTA C) ; sont converti en essences et aussi une épuration finale est pratiquée sur les produits légers.

#### **I.3.4. Distribution**

Le transport du pétrole, tant le brut que les produits raffinés, utilisent principalement les pétroliers et les oléoducs pour les grandes distances et les volumes importants. Le transport par chemin de fer, par barge en eau douce et par camion intervient surtout pour la distribution finale des produits. C'est un secteur économique important : les pétroliers représentent environ 35% du tonnage de la marine marchande mondiale. [5]

Après la découverte d'un gisement de pétrole, on fait subir des analyses de celui-ci afin de le classer. Cette classification a une grande importance dans la détermination de son schéma de traitement. Pour cela, il existe trois méthodes de classification qui sont :

### **I.4 Classification du pétrole brut**

#### **I.4.1 Classification industrielle**

Les pétroles sont répartis dans la pratique industrielle en : légers, moyens, et lourds, déterminés par simple mesure de densité tels que :

- Pétrole léger avec  $\delta < 0.828$
- Pétrole moyen avec  $0.828 < \delta < 0.884$
- Pétrole lourd avec  $\delta > 0.884$  [7]

#### **I.4.2 Classification chimique**

Cette classification est basée sur la prédominance d'une ou plusieurs familles d'hydrocarbures.

On peut distinguer les pétroles suivants :



- Pétrole paraffinique (Etats unies)
- Pétrole naphhténique (république d'Azerbaïdjan)
- Pétrole aromatique (Indonésie)
- Pétrole paraffino-naphténique (Algérie)
- Pétrole naphhteno-aromatique (la Californie)
- Pétrole paraffino-naphhteno-aromatique.

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature du pétrole, car la répartition des hydrocarbures dans les fractions est différentes ainsi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir. [8]

### **I.4.3 Classification technologique**

La méthode est basée sur la connaissance de la :

- Teneur potentielle en soufre
- Teneur potentielle en fractions claires
- Teneur potentielle en fractions d'huile de base et leur qualité
- Teneur potentielle en paraffines. [9]

## **I.5. Problème de corrosion**

### **I.5.1. Définition de la corrosion**

La corrosion est l'interaction physicochimique entre le métal (alliage métallique, plastique, béton,....etc.) et l'environnement agressif, est cela par un contact électrique, les deux zones (matériau, environnement) ont un rôle différent ; l'une anodique et l'autre cathodique, ce qui cause de différentes modifications que ce soit dans les propriétés du métal ou des dégradations de la fonction du métal, du milieu environnement ou le système technique auquel ils font partit.

Pratiquement tous les milieux sont corrosifs. On parle de la corrosion par :

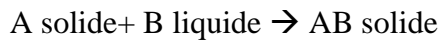
- L'atmosphère
- Les milieux liquides (solution aqueuse organique, métaux fondus, etc....).
- Les gaz
- Les sels,.....etc. [10]

La corrosion peut se développer suivant différents processus qui définissent chacun un type de corrosion:

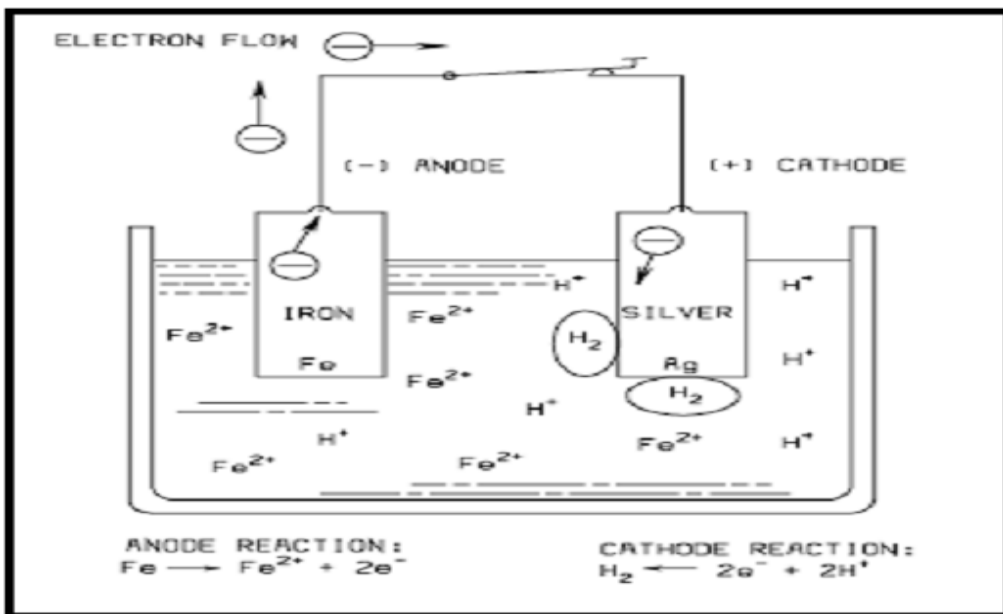
**1.5.2. Corrosion humide ou électrochimique**

Ce genre de corrosion se produit lorsqu'il existe des hétérogénéités, soit dans le métal, soit dans la solution corrosive. L'existence de ces hétérogénéités détermine la formation à la surface du métal de microanodes et de microcathodes qui constituent des micropiles.

Un courant électrique circule entre anodes et cathodes dans le réactif et les zones qui constituent les anodes sont attaquées (corrodées). Pour une corrosion électrochimique, on a :



En général, il n'existe pas un métal idéalement pur, il contient toujours des



**Figure I.1: Pile électrochimique [12]**

hétérogénéités physiques ou chimiques dont le potentiel de corrosion est en général différent à celui de la matrice. [11]

La corrosion humide fonctionne tant qu’une pile électrochimique (Figure I.3) et doit donc réunir simultanément quatre facteurs pour pouvoir se déclencher :

### **I.5.3. Corrosion sèche ou chimique**

Elle est due à l'action de l'oxygène de l'air en présence d'eau. Le gaz carbonique et l'anhydride sulfureux, présent dans l'air et dans les gaz d'échappement, accélère les réactions. La couche d'oxyde n'étant pas protectrice, le processus de corrosion continue tant qu'il y a présence d'oxygènes et d'humidité. [11]

La corrosion sèche se produit toujours dans une atmosphère "agressive non conductrice d'électricité". Ce milieu peut être constitué d'oxygène, d'air sec, de gaz sulfureux, de vapeurs nitreuses, etc... Au contact de l'oxygène, le cuivre se recouvre d'une couche d'oxyde. Cette couche perméable sous une faible épaisseur, devient de plus en plus étanche au fur et à mesure que la couche augmente au cours du temps d'exposition. La corrosion ralentit et finit par s'arrêter. Dans l'atmosphère urbaine, le cuivre se couvre d'une coloration verte  $\text{CuSO}_4$ ,  $3\text{Cu}(\text{OH})_2$  et au bord de mer à chlorure basique il se forme les oxydes de type  $\text{CuCl}_2$ ,  $3\text{Cu}(\text{OH})^2$ . [13]

### **I.5.4. Corrosion bactérienne (corrosion biochimique)**

Ce processus concerne essentiellement l'attaque bactérienne des canalisations ou réservoirs enterrés : ces bactéries utilisent quelques éléments chimiques se trouvant dans le matériau pour le transformer en ion métallique ou sécrètent des produits chimiques qui sont agressifs vis-à-vis du métal. [14]

Le développement de ce type de corrosion dépend :

- Du pH
- De la température
- De la teneur en oxygène dissous. [15]

### **I.5.5. Aspect économique de la corrosion**

La corrosion et la réparation des dommages dus à la corrosion représentent un problème de plusieurs milliards de dollars, les estimations les plus récentes font état d'un coût de la corrosion métallique aux États-Unis avoisinant les 423 milliards de dollars par an (52 milliards de dollars au Canada), soit environ 3% du PIB de chaque nation. Toutefois, le coût de la corrosion est beaucoup plus conséquent que le simple coût financier : elle peut également être à l'origine du gaspillage des ressources naturelles, de pannes dangereuses et de bien d'autres coûts indirects. La corrosion est un phénomène naturel qui n'a jamais été complètement éradiqué, toutefois il est absolument faux de dire que rien ne peut être fait.

L'utilisation de systèmes de protection contre la corrosion adéquate dès le début d'un projet. [16]

### 1.5.6. Les effets directs et indirects de la corrosion

Les effets directs et indirects de la corrosion sont résumés ci-après :

- Coût des pièces à remplacer, des réparations à effectuer.
- Coût de l'entretien et du contrôle (mise en peinture, protection cathodique).
- Coût dû à l'utilisation de matériaux plus nobles.
- Augmentation des coefficients de sécurité.
- Contamination du produit par les produits de corrosion.
- Arrêt de production. [17]

### 1.5.7. Les différentes formes de corrosion

- La corrosion générale ou corrosion uniforme ;
- La corrosion localisée ;
- La corrosion par piqure ;
- La corrosion cavernueuse ou corrosion par crevasse ;
- La corrosion galvanique ou corrosion bimétallique ;
- La corrosion intergranulaire ;
- La corrosion et dissolution sélective ;
- Corrosion sous contrainte et fatigue-corrosion ;
- Corrosion-érosion ;
- La corrosion –frottement, corrosion-cavitation. [18]

## I.6. Les facteurs de la corrosion

On peut classer les facteurs influant ou favorisant la corrosion selon l'action du milieu, la microstructure des matériaux et d'autres facteurs sont classifiés dans le tableau suivant :

**Tableau 1 : les principaux facteurs de corrosion [19]**

<b>Facteur du milieu corrosif</b>	<b>Facteurs métallurgiques</b>	<b>Facteurs définissant les conditions d'emploi</b>	<b>Facteurs dépendant du temps</b>
Concentration du réactif. Teneur en oxygène. Ph du milieu. Température. Pression.	Composition de l'alliage. Procédé d'élaborations. Impuretés. Traitement thermique. Traitement mécanique.	Etat de surface. Formes de pièces. Emploi d'inhibiteur Procédés d'assemblage.	Vieillessement. Tensions mécaniques. Modification des revêtements protecteurs.

La corrosion d'un métal dans un milieu électrolytique est guidée par certains paramètres, essentiellement, le pH, la température et nature du métal.

### I.6.1. pH

L'agressivité des milieux corrosifs augmente généralement quand leur pH s'écarte de la neutralité partiellement du côté acide. Le pH dépend de sa teneur en gaz dissous tels que le CO<sub>2</sub>.

### I.6.2. Température

L'augmentation de la température accélère en général les phénomènes de corrosion, car elle diminue les domaines de stabilité des métaux et accélère les cinétiques de réaction et de transport. On peut admettre que le taux de corrosion est multiplié par 2 ou par 3 par 30°C d'augmentation dans l'eau. Alors que dans les acides.

### I.6.3. Le métal

Le métal peut aussi être à l'origine de certains cas de corrosion électrochimique par sa nature qui doit résister au milieu corrosif. Les chances de corrosions sont accrues en présence d'hétérogénéité dans le métal, cette dernière peut provenir :

- De précipitations préférentielles (surtout dans le cas d'alliages) ;
- D'inclusions ou d'impuretés ;
- De différences de concentration en élément d'addition ;
- D'écroûssages locaux ;
- De différence états de la surface métallique, de défauts de fabrication, de fissurations ;
- De différences notables de température sur une faible portion du métal ;
- De tensions internes dues à l'écroûssage, aux traitements thermiques soudures ;
- De la structure et de la forme de l'installation. [20]

## I.7. Corrosion dans la raffinerie

### I.7.1. Corrosion par les sels

Malgré l'efficacité de dessaleur, on trouve une teneur de chlorures résiduelles à sa sortie, la corrosion par HCl (et H<sub>2</sub>S), provenant de l'hydrolyse des sels à haute température dans le four. La quantité d'HCl produit est essentiellement fonction de la teneur résiduelle en MgCl<sub>2</sub>, celui-ci s'hydrolyse en effet entre 95°C et 350°C, alors que le CaCl<sub>2</sub> à la même température ne s'hydrolyse qu'à 10% environ.

La réaction de formation d'HCl par hydrolyse démarre des 130°C, selon les réactions suivantes



Le chlorure de l'hydrogène (HCl) est très corrosif, il attaque les équipements métalliques selon la réaction suivante



### I.7.2. Corrosion par le soufre à haute température:

Pour l'acier ordinaire, cette corrosion peut s'avérer très forte dans certaines zones de température. Cette zone se situe, entre 300 et 420°C, et les taux de corrosion correspondants peuvent dépasser 1 mm par an.

Lorsque la corrosion est estimée atteindre 0,3 mm par an, des risques de bouchage par dépôt de sulfure de fer sont à anticiper, avec pyrophore potentiel lors de l'arrêt de l'unité. [2]

### **I.7.3. Corrosion par les acides naphthéniques**

Les acides naphthéniques sont des composés de masse molaire variable, très corrosifs dans la température entre (220-420°C), au-delà de cette température, ils sont dissociés et la corrosion disparaît. [2]

La corrosion reste faible en dessous de 300°C est importante pour des températures supérieures, d'où la nécessité d'envisager un traitement du brut en mélange avec des bruts moins acides à partir de 350°C.

La corrosion se manifeste donc dans le four, la ligne de transfert et le fond de colonne, elle est accentuée par des vitesses de circulation de fluide élevée. [2]

### **I.8. Problèmes causés par la corrosion**

La corrosion est considérée comme une source de problèmes à cause des dommages énormes et inévitables surtout dans le monde de l'industrie. Les exemples suivants représentent les pertes annuelles financières causées par la corrosion au niveau des différents pays :

- au Canada, ils peuvent atteindre 12 milliards de dollars ;
- En Grande-Bretagne, ces pertes atteignent 1365 Milliards de livres en 1971 ;
- 6 milliards de roubles en URSS (1969) ;
- 19 milliards de Mark pour la République fédérale d'Allemagne (1969). [21]

### **I.9. Conclusion**

Le but essentiel de ce chapitre est l'initialisation au domaine pétrolier, et de comprendre le phénomène de la corrosion, et le lien entre ce phénomène et l'existence des sels dans le brut qui dépend du fonctionnement de dessaleur.

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

## II.1.Introduction

Les raffineries reçoivent le pétrole brut avec diverses impuretés comme les eaux, les sels en solution dans l'eau ainsi que des particules solides. La salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration ; qui est en fonction de la position structurale de puits et des caractéristiques physiques de roche de réservoir. De plus elle évolue au cours de la vie du puits. [22]

Pour prévenir contre toute source d'ennuis (corrosion du matériel et des dépôts de salissures dans les bacs de stockage et les unités de traitement des affineries) l'élimination de ces sels et eaux est indispensable, à tous les niveaux de traitement de brut. Pour cela, il faut effectuer une opération de dessalage avant le traitement par distillation. [23]

Le dessalage consiste à faire un lavage du pétrole brut avec l'eau avant et après le premier train d'échangeur afin de dissoudre les sels ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$  et  $\text{CaCl}_2$ ) qui se trouvent sous forme de cristaux. [24]

## II.2.Définition

Le dessalage du pétrole est, la première et essentielle opération effectuée dans le raffinage du pétrole, elle conditionne la bonne marche du traitement. Elle consiste à éliminer au maximum l'eau existant dans le brut par un traitement convenable, dissoudre les cristaux de sel pour les éliminer et aussi séparé cette eau du brut. [25]

## II.3.Type de dessalage

Pour dessaler le pétrole brut, il existe trois méthodes typiques :

- **Dessalage chimique** : consiste à ajouter de l'eau et des agents tensio-actifs (désémulsifiant) au pétrole brut. Après chauffage les impuretés et les sels se fixent ou se dissolvent dans l'eau, le pétrole est ensuite conservé dans des bacs pour que l'eau chargée des impuretés décante.
- **Dessalage électrostatique** : cette méthode consiste à appliquer des charges électrostatiques avec des tensions élevées pour accumuler les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. Lorsque l'on aura le brut renfermant beaucoup de solides en suspension, on ajoute des agents tensio-actifs.

- **Filtration** : cette méthode est la moins utilisée, elle sert à filtrer le brut sur de la terre à diatomées. [26]

#### II.4. Objectif et Principe

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir différents impuretés, qui provoquent des inconvénients comme la corrosion qui mène à un risque de bouchage. [27] Le dessalage est réalisé pour éliminer l'eau et les sels pour éviter les inconvénients de ces derniers et pour satisfaire aux spécifications commerciales; une salinité < 40mg/l. [28]

Le principe de dessalage est:

- Lavage du brut avec l'eau pour dissoudre les sels et les fixés à l'eau, avec formation de petites gouttelettes d'eau salée dans le brut.
- Grossissement des gouttelettes d'eau par électrocoalescence dans le champ électrique aménagé à l'intérieur du dessaleur.
- La décantation et la séparation d'eau/brut, par la différence de densité ou le brut est aménagé au sommet du dessaleur et l'eau chargée des sels qui la plus dense reste à la partie inférieure du dessaleur. [29]

On peut résumer le principe de dessalage dans la figure II.1 :

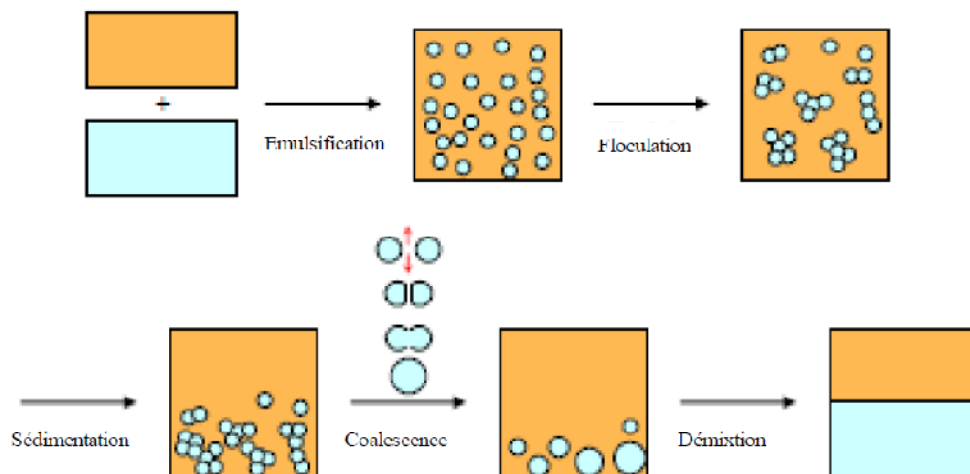


Figure II.1 : Principe de dessalage. [30]

## II.5.Généralités sur les sels

### II.5.1.Nature des sels

Les sels rencontrés dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement à:

- $MgCl_2$  (chlorure de magnésium) = 20%,
- $CaCl_2$  (chlorure de calcium) = 10%,
- $NaCl$  (chlorure de sodium) = 70%. [31]

La présence des sels dans le brut seront soit sous forme des cristaux, ou ioniser dans l'eau présente dans le brut. [32]

### II.5.2.Inconvénients des sels

Les sels cristallisent dans l'eau et restent en suspension dans l'huile, ce qui provoque des inconvénients sur d'unité et les équipements de traitement :

- La capacité de production va avoir une diminution et cela suit à la réduction de la section de passage.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels [33].
- Peut déposer l'échange de chaleur on sait que les sels sont mauvais conducteurs de température.
- Désactiver et boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval.

En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduit à très faibles niveaux avant le traitement. [34]

## II.6.Généralités sur les émulsions

### II.6.1.Définition

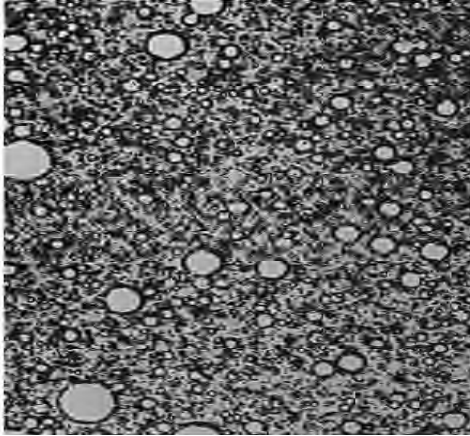
Dispersion d'un liquide dans un autre liquide non miscible dans des conditions normales. Physiquement elle se présente comme une très fine gouttelette dans une phase continue. [35,36] l'émulsion est obtenu sous l'effet d'agitation mécanique de deux liquides (eau et huile), Ou le mélange ne peut pas effectuer, alors on distinctes deux phases une composé de goutte (phase dispersée) et une phase continue. [37]

### II.6.2.Type d'émulsion

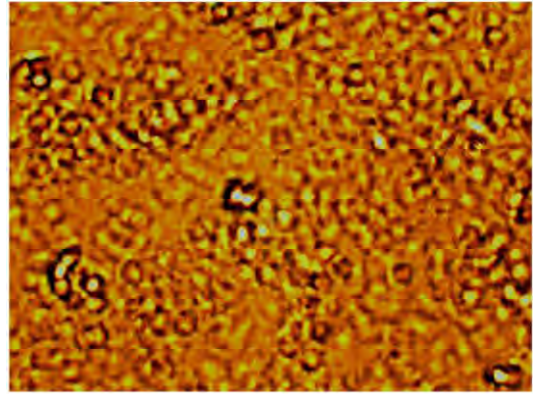
Les émulsions sont généralement constituées d'une phase aqueuse, E et d'une phase huileuse . Il existe deux types d'émulsions : simples ou multiples. [38]

**1. Simples :** on peut la trouver sous deux formes

- Une phase dispersée est la phase huileuse, l'émulsion est dite directe, de type huile dans eau et notée H/E voire figure II.2.
- Si la phase huileuse est la phase continue (ou phase externe) l'émulsion est inverse de type eau dans huile (E/H) voire figure II.3 [39]



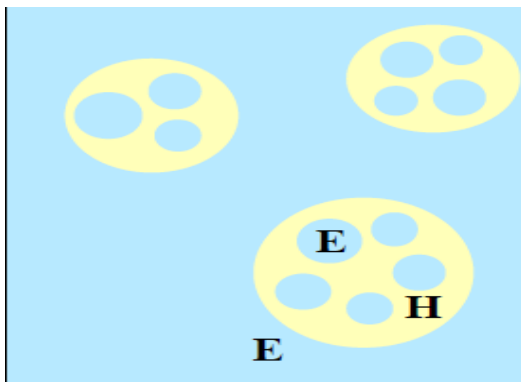
**Figure II.2 : Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-eau. [34]**



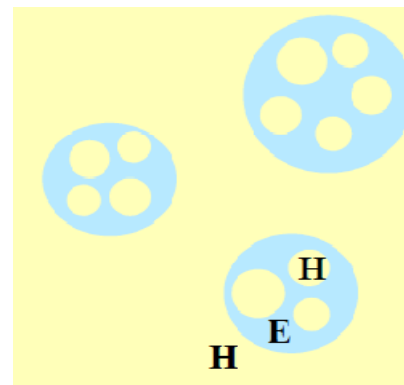
**Figure II.3 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié. [40]**

**2. Multiples :** il existe aussi des morphologies plus complexes (des émulsions doubles ou multiples). On peut trouver sous deux formes ;

- une émulsion de type E/H/E correspond à la dispersion de fines gouttelettes d'eau dans des gouttes d'huile voire Figure II.4.
- une émulsion de type H/E/H () correspond à la dispersion de fines gouttelettes d'huile dans des gouttes d'eau voire Figure II.5. [39]



**Figure II.4 : Emulsion E/H/E [41].**



**Figure II.5 : Emulsion H/E/H [41].**

### II.6.3. Conditions de formation d'une émulsion

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

Trois conditions nécessaires pour la formation d'une émulsion :

- Non miscibilité des deux liquides ;
- Une énergie nécessaire pour la dispersion d'une phase dans l'autre ;
- Présence d'un agent émulsifiant.

L'agent émulsifiant à l'interface eau/brut se trouve sous forme d'une barrière autour des gouttes d'eau et empêche la coalescence (Figure II.6). Ces agents comprennent les Asphaltènes, les résines, les acides organiques; les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau ; Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer. [2]

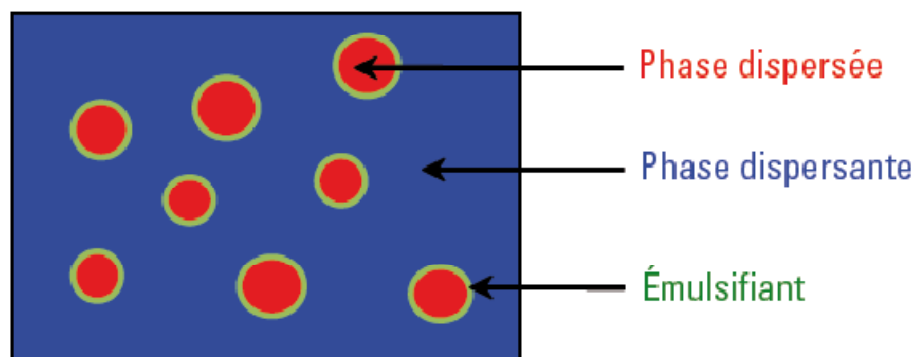


Figure II.6 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant. [42]

### II.6.4. Stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs facteurs :

#### II.6.4.1. Agent émulsifiant

Les agents émulsifiants sont des couches protectrices autour d'une gouttelette d'eau elle est composée des paraffines, des gommes, des asphaltènes, d'argile et du sable. [43]

C'est un facteur essentiel dans la stabilité d'une émulsion, il est défini par sa vitesse de migration et son pouvoir émulsifiant, en l'absence de l'agent, l'émulsion ne sera pas stable.

[2]

#### **II.6.4.2. Agitation**

La taille de la goutte d'eau est en fonction de type et de la sévérité de l'agitation. Plus l'agitation est trop forte plus le diamètre de gouttelette est plus petit ; la vitesse de migration de la goutte peut être ralentie en diminuant le diamètre de la goutte ce qui rend l'émulsion plus stable. [2]

#### **II.6.4.3. Viscosité de l'huile**

La viscosité joue un rôle important dans la stabilité de l'émulsion ; en premier lieu elle empêche la migration d'un agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation des fines gouttelettes par l'agitation [2], elle permet aussi de ralentir la migration des gouttelettes au sein de l'émulsion, cela va retarder la floculation, la sédimentation ou le crémage. [41]

#### **II.6.4.4. Teneur en eau dans l'émulsion**

Dans les émulsions de type eau dans l'huile le pourcentage d'eau augmente ce qui nécessite une agitation plus grande pour mettre l'eau en émulsion. D'une manière générale, on peut conclure que les émulsions de pourcentage d'eau élevé sont moins stables. [2]

#### **II.6.4.5. Age de l'émulsion**

Avec le temps, une certaine partie d'eau de l'émulsion va décanter et il va rester l'émulsion qui contient des bulles d'eau plus fines et devient de plus en plus stable. Des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interfacial, cela va rendre la coalescence plus difficile et l'émulsion plus stable; c'est pour quoi il faut traiter les émulsions dès leur formation. [2]

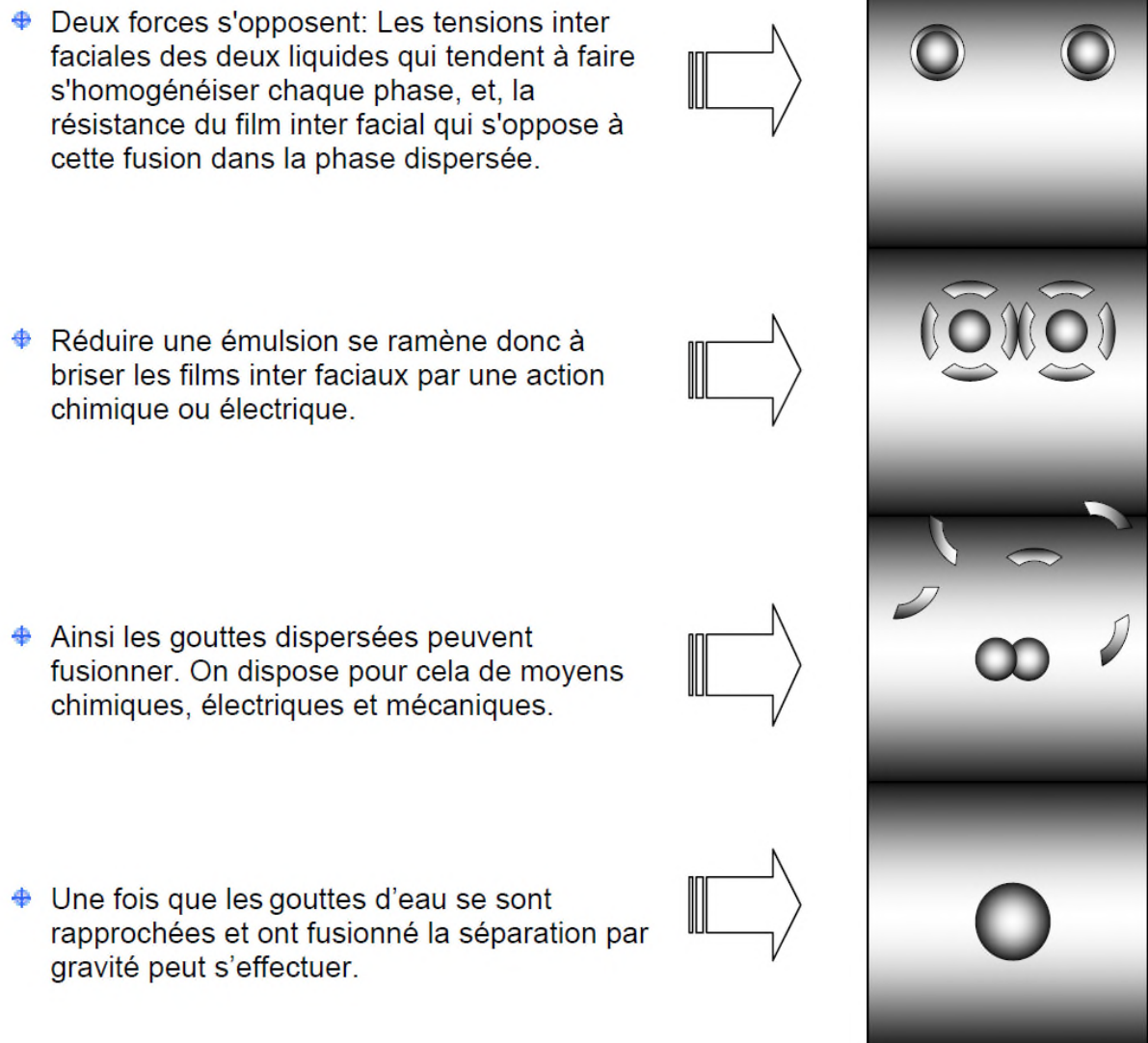
### **II.7. Procédés des désintégrations des émulsions**

Il existe trois principaux procédés :

- Procédé mécanique ;
- Procédé chimique ;
- Procédé électrique.

Le principe de ces procédés est de rassembler les gouttelettes d'eau en grosse goutte susceptible de se décanter rapidement au fond de décanteur. [2]

On peut résumer le principe de ces procédés dans la figure II.7 :



**Figure II.7 : Principe de l'émulsion. [28]**

### II.7.1.Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

#### II.7.1.1 La décantation

La séparation de gouttelettes d'eau de l'huile est fondée sur la différence de densité (principe de décantation). Le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de cette dernière. [2]



La décantation n'est efficace que pour les émulsions stables de simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. La vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes :

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(dd - dc)}{dc} \cdot \frac{D^2}{\rho_c} \text{ m/s} \dots \dots \dots (1)$$

Où :

- g : Accélération de la pesanteur ( $\text{m/s}^2$ ) ;
- Vd : vitesse de décantation (m/s);
- dd : densité de la phase dispersée (eau) ;
- dc: densité de la phase continue (brut) ;
- $\rho_c$ : viscosité cinématique du brut (Pa.s);
- D: diamètre de la gouttelette d'eau (m).

### II.7.1.2.La centrifugation (l'essorage)

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est fondé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80°C. Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les raisons principales de leurs utilisations limitées ; Dans ce cas, on utilise la force centrifuge, [2]

La centrifugation est basée sur la même loi de Stokes à condition de remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

$$F = \frac{m \cdot V^2}{R} \text{ N} \dots \dots \dots (2)$$

Où 
$$V = \frac{2\pi Rn}{60} \text{ m/s}$$

Il vient 
$$F = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 m \cdot n^2 \cdot R \dots \dots \dots (3)$$

- m : masse du corps en révolution en (kg) ;
- V : vitesse linéaire en (m/s) ;
- R : rayon du cercle de révolution (m) ;
- n : vitesse de révolution (Tr/min).

D'après cette formule la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse de révolution, l'action efficace de la force centrifuge dépend du rayon du cercle de révolution R ; les deux facteurs n et R constituent la base d'élaboration des centrifugeuses. La centrifugation permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complets (à 99,7%). [2]

### II.7.1.3. La filtration

La séparation de l'eau contenue dans le brut est effectuée par une filtration fondée sur les phénomènes de mouillage sélectif (mélange trié). Dans cette méthode, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois non résineux. Les fines particules d'eau se rassemblent en grosse goutte dans les bords aigus des copeaux et elle s'écoulent facilement par gravité. [2]

### II.7.2. Procédé chimique

Élimination de la couche protectrice autour de la gouttelette d'eau (agent émulsifiants) peut être obtenu par :

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

- L'agent émulsion sera absorbé en déplacement par un produit à effet tensio-actif plus puissant avec une solubilité moindre de la pellicule absorbante.
- Des émulsions inverses se forment.
- A la présence de l'agent émulsifiant, la pellicule absorbante va avoir une dissolution du fait de sa réaction chimique. L'agent émulsifiant est choisi par rapport à la nature du pétrole, la quantité et de la composition de la phase aqueuse, intensité de malaxage, la température la vitesse de décantation et autres paramètres.

Il y a différentes manières d'injection de 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

ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui 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 la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires . [2]

### II.7.3.Procédé électrique

Le champ électrique influe sur la force d'attraction des gouttelettes d'eau, il favorise la collision et la coalescence des gouttelettes d'eau salées dans le brut ; chaque gouttelette se polarise et, par conséquent, une attraction électrique se manifeste sur les particules (Figure II.8). Pour ne pas déformer la gouttelette et qu'elle ne se divise pas encore plus et provoque le déclenchement de dessaleur. [2]

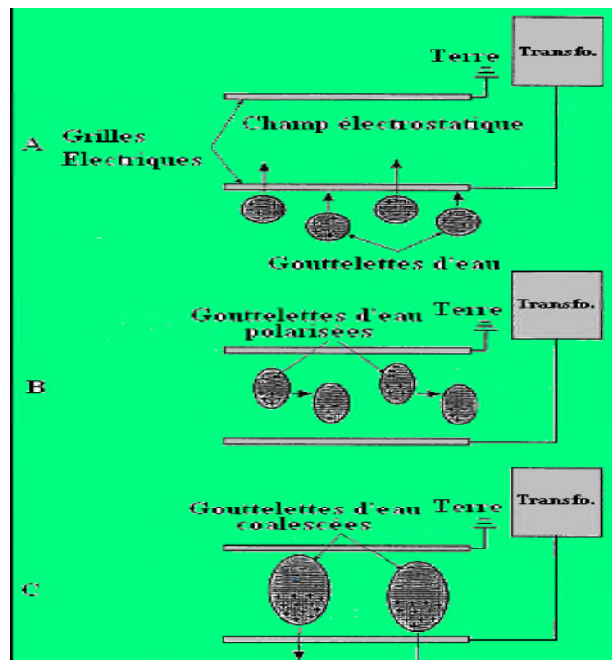


Figure II.8 : Phénomène de polarisation et coalescence des gouttelettes d'eau. [28]

Le tableau II.1, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent.

Tableau II.1 : Les Opérations et les paramètres Actifs. [2]

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au	- Quantité d'eau - Réglage de la vanne

Apport de l'eau douce	niveau de la vanne de mélange.	De mélange
Dissolution des cristaux de sel présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	- Turbulence (vanne de Mélange) - Temps de séjour - Présence d'agent Mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique créé par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	- Valeur du champ Électrique - Quantité d'eau et Qualité de l'émulsification - Temps de séjour - Agent de surface
Décantation des gouttes	Elle débute en même temps que la coalescence et a lieu dans tout le volume.	- Diamètre des gouttes - Différence de densité Eau-brut - Viscosité du brut - Température (action Sur la viscosité) - Temps de séjour

## II.8.Dessalage électrostatique

### II.8.1.Généralités

Après les séparateurs, le brut contient des sels dissous dans l'eau accompagnante 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 g/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. [2]

### II.8.2.Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés existants dans le pétrole brut, on fait appel à un lavage pour avec l'eau et on sépare cette eau du brut par le dessalage électrostatique qui comporte trois étapes successives qui sont :

#### 1. La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage)

Le lavage consiste à faire passer le brut dans une phase d'eau, cela pour faire dissoudre les cristaux des sels existants dans le brut. Pour assurer la meilleure contacte eau/huile, un mélange des deux phases est effectué dans une vanne mélangeuse pour créer des émulsions assez fines ; dont le réglage est effectué, de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible. [2]

#### 2. La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro-coalescence)

Les molécules polaires telles que les asphaltées et des solides finement divisés modifient la stabilité de l'émulsion ou il la rend fortement stable, d'où il faut utiliser certains desémulsifiants. Le champ électrique du dessaleur contribue à déstabiliser la barrière de ses agents en entourant les gouttelettes d'eau, ce qui facilite leur coalescence. [2]

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

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

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

$$F = K E^2 \frac{a^6}{d^4} \text{ N}$$

Où :

- a : rayon des gouttelettes (m) ;
- d : distance entre les centres de gouttelettes (m) ;
- E : champ électrique (V)

Pour pouvoir augmenter la force d'attraction, on a intérêt à augmenter le champ électrique E ; La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu} \text{ (m/s)}$$

Où :

- $V_c$  : vitesse de coalescence (m/s);
- $X$  : taux d'eau de lavage (%);
- $\mu$  : viscosité dynamique du brut Pa/s.

Pour augmenter la coalescence, il faut:

- Augmentation de champ électrique  $E$  qui ne dépasse pas la valeur de 20000 Volts/cm.
  - Diminuer la distance «  $d$  » entre les gouttelettes, et augmenter le rayon de la gouttelette «  $a$  ». Ces deux grandeurs sont en fonction du taux d'eau de lavage.
  - Augmentation de la température pour diminuer la viscosité de la phase continue (brut).
- [25]

### 3. La décantation (par gravité)

Sous l'effet de la densité les gouttelettes d'eau rassemblée en grosse goutte, se décantent au fond du dessaleur figure II.9.

La vitesse de décantation est donnée par la loi de Stokes [2]:

$$V_d = k \cdot a^2 \cdot (d_d - d_c) / \mu \text{ (m/s)}$$

Où :

- $a$  : est le rayon de la gouttelette d'eau (m).
- $d_d$  : la densité de la phase dispersée (eau) (m).
- $d_c$  : la densité de la phase continue (brut) (m).

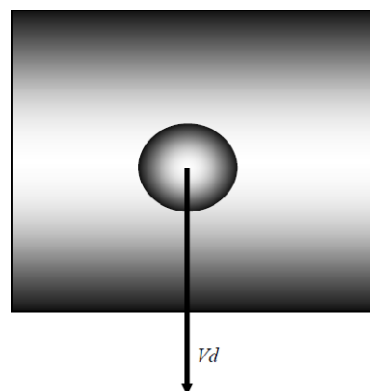


Figure II.9 : La décantation. [25]

L'amélioration de la décantation est obtenue par :

- L'augmentation de la gouttelette d'eau par élévation de la quantité d'eau injectée et l'utilisation des désemulsifiants.
- Utilisation d'une température la plus élevée possible cela pour diminuer la viscosité de la phase continue [25].

### II.8.3.Paramètres de réglage du dessaleur et leur influence

Les paramètres de conception utilisés par les constructeurs pour dimensionner le matériel sont :

#### II.8.3.1.Niveau d'interface eau/brut

La variation du niveau d'eau perturbe le champ primaire régi par la loi :

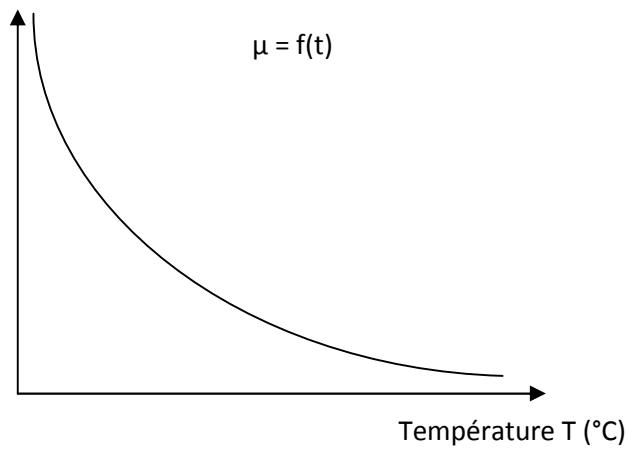
$$E_1 = \frac{E_0}{h}$$

- $E_1$  : champ primaire (V) ;
- $E_0$  : tension entre les électrodes (V/cm) ;
- $h$  : distance entre l'interface et l'électrode basse (m).

Lorsque le niveau d'eau est trop élevé, on aura une augmentation du champ électrique, et une diminution de temps de décantation, un entraînement d'eau dans le brut dessalé, donc, une perturbation de la stabilisation. Lorsque le niveau d'eau est trop bas, le temps de lavage sera insuffisant, diminution d'efficacité de dessalage est alors remarquée. Alors pour avoir un bon dessalage, on maintient un niveau constant, cela est réalisé par des vannes de contrôle de niveau (L.C.V). [2]

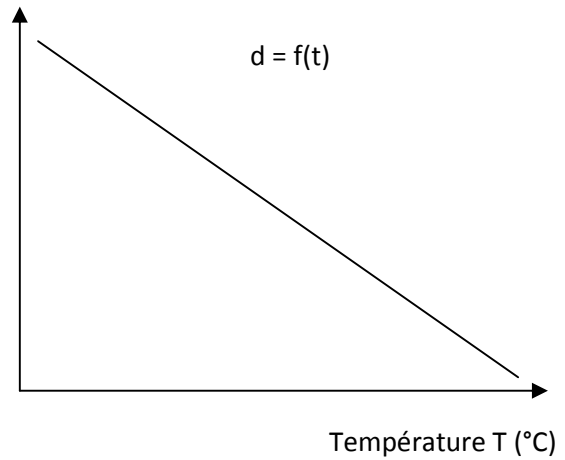
#### II.8.3.2.Température de dessalage

Pour le bon fonctionnement de dessaleur, la température est très importante, elle doit être comprise entre 70°C et 150°C. Elle intervient aussi à la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre. Lorsque la température est basse la viscosité augmentée par conséquent, cela provoque une difficulté de séparation de l'eau, réduisant dans ce cas l'efficacité de dessalage. Si la température est plus élevée, il va y avoir une augmentation de la conductivité électrique et un mauvais dessalage par conséquent. [44]

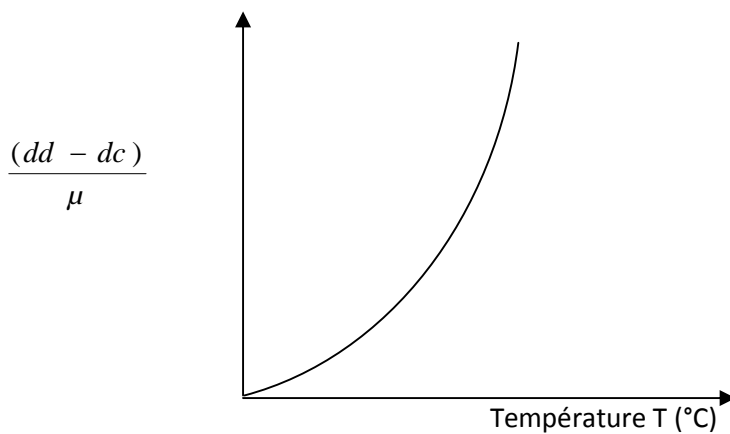
Viscosité  $\mu$ 

**Courbe. II. 1. Variation de la viscosité de brut en fonction de la température. [44]**

densité D



**Courbe. II. 2. Variation de la densité de brut en fonction de la température. [44]**



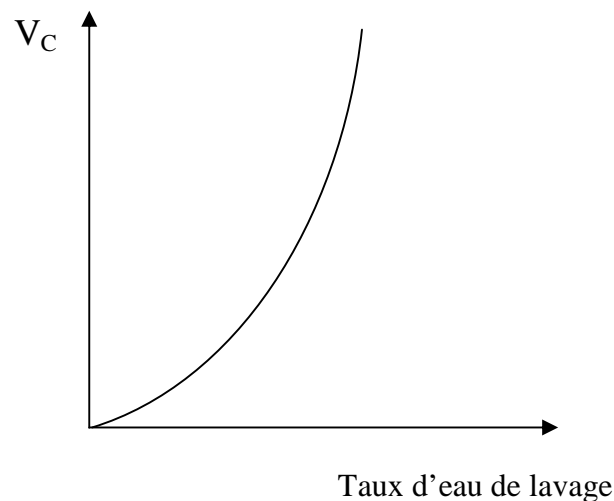
**Courbe. II.3. Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température. [44]**

### II.8.3.3. Taux d'eau de lavage

Taux de l'eau de lavage est très important il sert à dissoudre les cristaux de sels, il influence sur la force d'attraction entre les gouttelettes. Un taux de lavage élevé provoque :

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur.
- Entraînement d'eau avec le pétrole dessalé (perturbation de l'unité).
- Moussage qui gêne l'opération de dessalage [44].





**Courbe II.4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de taux D'eau de lavage. [44]**

#### **II.8.3.4. Point d'injection de l'eau de lavage**

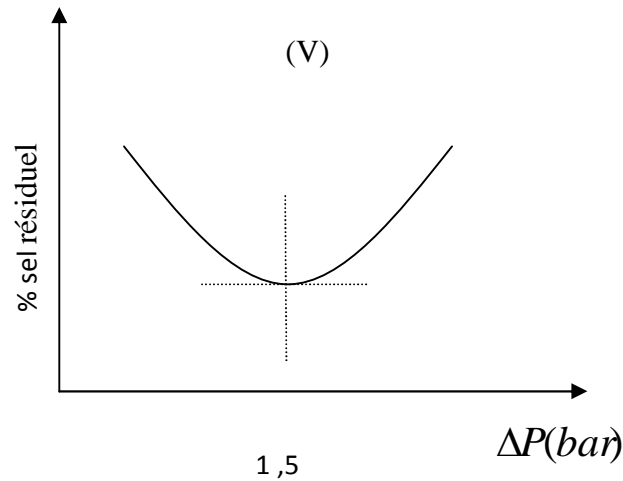
Il faut choisir le point où l'on va injecter l'eau de lavage, dans le but qu'elle sera peu agressive, pour cela toute l'injection ou, une partie de cette injection est faite au refoulement de la pompe de charge avant les échangeurs de préchauffage. [44]

#### **II.8.3.5. Nature de l'eau de lavage**

On ajoute de l'eau de procédé pour le brut pour le laver, après on ajoute l'eau douce en appoint puisqu'elle est fortement oxygénée, ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans l'eau de procédé. [44]

#### **II.8.3.6. Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange**

La pression de dessaleur n'a aucune influence sur la salinité, par contre elle peut influencer sur le fonctionnement de dessaleur. Dans le dessaleur, la pression doit être suffisante de manière à empêcher la vaporisation et une perte d'efficacité de dessalage. En effet l'augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions très stables difficiles à éliminer. Pour cela, il est difficile de proposer des règles strictes d'emploi de la vanne de mélange. [44]



**Courbe II.5 : Salinité de sortie en fonction de la (  $\Delta P$  ). [2]**

#### **II.8.3.7. Taux de désémulsifiants**

Pour casser le film protecteur (les agents émulsifiants), on utilise des produits tensioactifs, qui seront injectés en amont des séparateurs avec un taux d'injection variant de 5 à 50 ppm suivant la nature de brut.

Les désémulsifiants se trouvent sous diverses marques sur le marché, ils agissent sur les agents émulsifiants par neutralisation ; Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants :

- Forte attraction par l'interface eau/huile ;
- Flocculation ;
- Coalescence ;
- Mouillage des solides.

Ces quatre actions provoquent la séparation de l'eau et de l'huile. Le désémulsifiant doit migrer vers l'interface eau/huile à travers l'huile, ou il va attaquer l'agent émulsifiant.

Le type d'actions de neutralisation du désémulsifiants dépend de la nature de l'émulsifiant, il est rare qu'un seul composé chimique puisse produire à lui seul ces actions, pour une action équilibrée, on utilise un mélange de plusieurs composés. [2]

### II.8.3.8. Champ électrique

Le champ électrique influe sur les gouttelettes en créant une force d'attraction, suivant la loi de coalescence :

$$F = K * E^2 * (a^2/b^2) \text{ N}$$

Tel que :

$$E = U/L_1 \text{ (V)}$$

Ou :

- E : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface) (V).
- U : tension du courant (V).
- L<sub>1</sub> : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (m).

Lorsqu'elle est soumise à un champ électrique la particule d'eau se comporte comme un dipôle induit-en d'autres termes deux pôles électriques apparaît sur la gouttelette qui concentre respectivement les charges positives et négatives. Le champ E et la force F varieront ensemble sans changer de sens pour augmenter F, il faut augmenter le champ électrique E, sans atteindre les tensions critiques au-dessus desquelles le risque de déformer les gouttelettes et qu'elles se divisent encore plus, et provoque le déclenchement du dessaleur.

[2]

$$E_c = A * \sqrt{((2 * \delta) / (\epsilon * D))}$$

Ou:

- $\delta$ : tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm<sup>2</sup>).
- $\epsilon$ : coefficient diélectrique.
- D: diamètre de la gouttelette d'eau en (cm).
- A : coefficient de proportionnalité.

Chaque gouttelette à son entrée dans le champ électrique se met à vibrer à la fréquence du courant électrique alternatif, cela provoque une collision de gouttelette qui forme à leur tour de grosses gouttes d'eau par la fusion de plusieurs plus petites, les grosses gouttes ainsi formées constituent une masse suffisante pour traverser le brut et se décanter au fond du réservoir. [2]

### II.8.3.9. Temps de séjour

Dans le dessaleur le temps de séjour est donné par la formule suivante :

$$T_s = V / Q \text{ (h)}$$

Où :

- $T_S$  : temps de séjour ou temps de rétention (h);
- $V$  : volume de la capacité ( $m^3$ );
- $Q$  : débit volumique de la charge ( $m^3/h$ ) ;
- $Q = Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$ .

Le temps de séjour a un rôle très important dans le dessalage ou il influe sur la coalescence et surtout la décantation. [44]

## II.9.Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique

L'eau et le brut sont tous les deux préchauffés, le mélange se fait par injection de l'eau préchauffé à 3 % jusqu'à 5 % par volume de brut arrivant. Le mélange passe par une vanne d'où se forment les émulsions. L'ouverture de cette vanne est contrôlée par un régulateur de pression différentielle ( $\Delta P$ ). L'émulsion entre dans le dessaleur d'une manière permettant la dispersion. Cette entrée contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire, ce dernier est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur qui se situe dans l'eau juste au-dessus du fond de dessaleur. L'émulsion va quitter le distributeur par des trous placés tout le long, se déplaçant vers le haut de dessaleur, formant ainsi des doigts d'émulsion. Ces doigts d'émulsion traversent l'eau de haut en bas sans toucher les gouttelettes d'eau. Ces doigts d'émulsion arrivent entre les électrodes qui brisent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes polarisent puis coalescent dans l'huile continue son chemin vers le haut et quittent le dessaleur à travers la sortie (Figure II.10). [2]

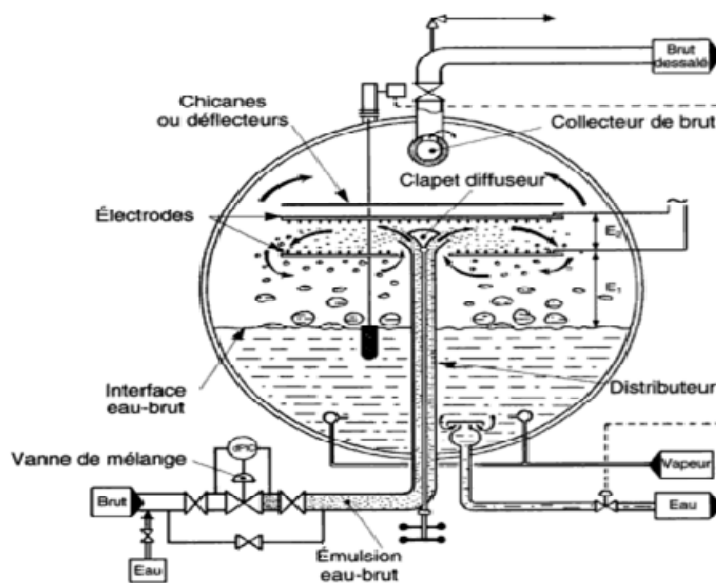


Figure II.10 : Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique. [44]

## **II.10.Types de dessaleur**

Il existe trois types de dessaleur:

- Les dessaleurs sphériques ;
- Les dessaleurs verticaux ;
- Les dessaleurs horizontaux.

## **II.11.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.

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 III

### **III.1. Introduction**

L'un des problèmes majeurs rencontrés en raffinage est la présence des sels dans le brut, quoique ce dernier passe par un lavage dans un dessaleur mais on trouve toujours des proportions de sels qui ont des effets directs sur la corrosion de tête de colonne de distillation atmosphérique. Ceci mène à la production de l'acide chlorhydrique qui attaque le métal après provoquant ainsi un phénomène de corrosion.

Notre travail est divisé en deux parties, la première est la vérification du phénomène de corrosion dans la tête de la colonne de distillation atmosphérique et dans la deuxième partie on vérifie la performance du dessaleur. Chaque jour pendant la période de notre stage nous avons assisté à la prise des échantillons d'eau et du brut (entré / sorti) des deux dessaleurs et de l'eau condensée des deux unités, et à chaque fois des analyses de laboratoire de RA1K sont effectuées sous les directives du responsable du laboratoire.

### **III.2 Les analyses réalisées pour les eaux condensées**

Le contrôle des eaux condensées au niveau du ballon de tête par mesure du pH, la teneur en  $\text{Fe}^{2+}$  et  $\text{Cl}^-$  permet de suivre l'efficacité des eaux utilisées et la prévention de la corrosion. [2]. Cela en respectant les normes ( $\text{Cl}^- < 2\text{ppm}$ ,  $\text{pH} = 6$  et  $\text{Fe}^{2+} < 10\text{ppm}$ ).

#### **III.2.1 Prise des échantillons**

Après la distillation atmosphérique, les gaz en tête de la colonne passe sur un condenseur et il va être récupéré dans les ballons de reflux V3 V8 V62.

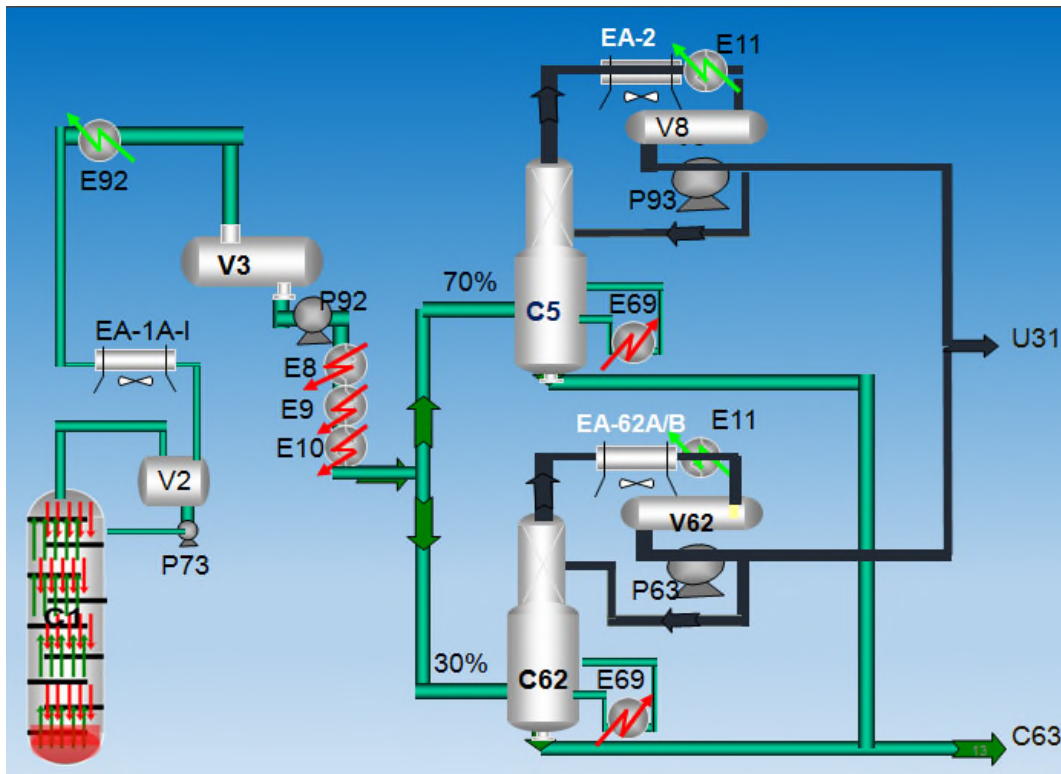


Figure III.1 : Schéma explicatif des points d'échantillonnage V3, V8 et V62. [46]

### III.2.2 Détermination de pH

Le pH représente la concentration des ions hydrogènes dans une solution. Cette mesure est importante car le pH régit un grand nombre d'équilibres physico-chimiques. Le pH des eaux naturelles varie normalement en fonction du système bicarbonates-carbonates. Dans les eaux naturelles, peu soumises à l'activité humaine, le pH dépend de l'origine de ces eaux et de la nature géologique du milieu. Les eaux d'exhaures et les effluents industriels peuvent abaisser le pH de façon importante, ce qui accentue la corrosion de la canalisation des réseaux d'égout et d'aqueduc. [47]

Dans notre cas, la détermination de pH de l'eau de ballon de reflux V3, V8 et V62, nous permet de savoir si l'eau est acide ou basique selon la norme ASTM D 1293.

#### III.2.2.1. Principe et théorie

Le pH se définit comme le logarithme négatif de l'activité de l'ion hydrogène.

$$\text{pH} = -\log_{10} a^{\text{H}^+}$$

Il est mesuré à l'aide d'une électrode de verre, dont le potentiel varie en fonction de la concentration des ions hydrogènes suivant l'équation de Nernst. Ce potentiel est mesuré par



rapport à une électrode de référence à l'aide d'un potentiomètre à haute impédance communément appelé pH-mètre. [47]

### III.2.2.2 Matériel utilisé

- L'eau distillée.
- Un bécher.
- PH-METRE.

### III.2.2.3 Mode opératoire

- Allumer l'appareil et laisser le jusqu'a la stabilisation.
- Rincer les électrodes avec l'eau distillée.
- Remplir le bécher avec l'échantillon.
- Immerger les électrodes dans le liquide sans toucher le fond.
- Lire la valeur du PH affichée sur le PH-METRE après la stabilisation.
- Appuyer sur le bouton M pour lire la conductivité
- électrique. [48]



Figure III.2 : pH-mètre

### III.2.3 Détermination de $Fe^{2+}$

Selon la norme ASTM D 1068

#### III.2.3.1 Matériels utilisé

- Une fiole de 300 m.
- HCl.
- Chlorhydrate d'hydroxylamine.
- Acétate d'ammonium.
- Tptz.
- L'eau distillée.

#### III.2.3.2 Mode opératoire

- Prendre 100 ml d'échantillon dans une fiole de 300 ml.
- Ajouter 2 ml HCl (1/1).
- Faire bouillir jusqu'au volume de 40 à 50 ml.



**Figure III.3 : Le bouillage.**

- Ajouter 2 ml chlorhydrate d'hydroxylamine.
- Ajouter 5 ml d'acétate d'ammonium, mélanger.
- Ajouter 5 ml de tptz, mélanger.
- Compléter avec l'eau distillée à 100 ml.
- Attendre 10 min.
- Lire au spectrophotomètre ( $\lambda = 595 \text{ nm}$ ); [48]

#### **Calcul**

$$\text{Tot Fer ppm} = A \times F$$

A: absorbance

$$F = 2.5$$

### **III.2.4 Détermination de Cl<sup>-</sup> à faible teneur**

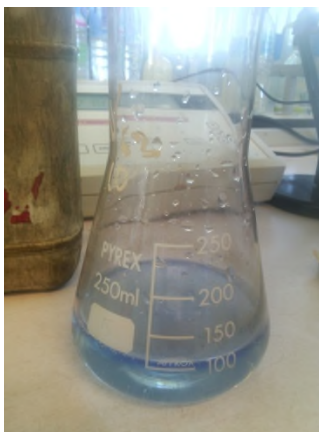
Selon la norme ASTM D 518

#### **III.2.4.1 Matériels utilisé**

- bleu de bromophénol.
- HNO<sub>3</sub> à 0.05 N
- Diphényle carbazone
- Nitrate de mercure Hg (NO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> à 0.014N

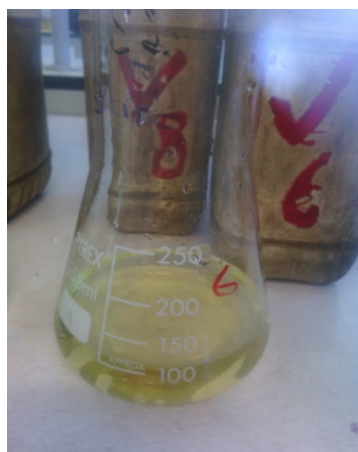
#### **III.2.4.2 Mode opératoire**

- Prendre 100 ml d'échantillon.
- Ajouter 2 gouttes de bleu de bromophénol.



**Figure III.4 : Bleu de bromothémol mélangé à la solution.**

- Ajouter goutte à goutte  $\text{HNO}_3$  à 0.05 N jusqu'au virage du bleu au jaune clair.

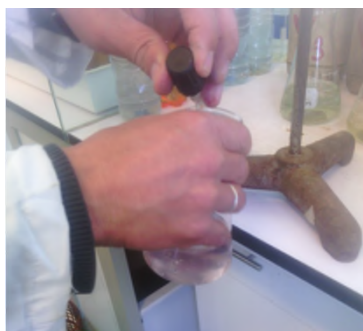


**Figure III.5 : après l'ajout de  $\text{HNO}_3$ .**



**Figure III.6 :  $\text{HNO}_3$  à 0.05 N.**

- Ajouter 1 ml de Diphényle carbazone.
- Titrer avec Nitrate de mercure  $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$  à 0.014N jusqu'au virage au violet. [46]



**Figure III.7 : Apparition de la couleur violet.**



**Figure III.8 : nitrate de mercure  $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ .**

## Calcul

$$\text{Cl}^- (\text{ppm}) = (V - \text{blanc}) \times 5$$

$$\text{Blanc} = 0.1$$

### III.3 Les analyses réalisées au niveau du dessaleur

#### III.3.1 Prise des échantillons

Chaque jour, on prend quatre échantillons: deux pour le brut au début et à la fin de dessalage. Les deux autres échantillons c'est pour l'eau au début et à la fin de dessalage.



**Figure III.9 : Prise des échantillons multiples.**

#### III.3.2 Détermination de la densité

Le pétrole brut possède des caractéristiques physico-chimiques très variables d'un champ pétrolier à un autre, et même à l'intérieur de même gisement. Le principe est de mesurer la densité d'un échantillon « brut » contenue dans une éprouvette, ceci ce fait à une température de 15°C. La densité est la caractéristique la plus grossière, mais néanmoins lourde de conséquences économiques, puisque la classification du pétrole « lourds » et « légers » se fait à partir de la densité. Sa valeur varie de 0,7 à 1, elle est souvent exprimée en degrés API « American petroleum institute » lequel varie alors de 5 à 70. [51]

### II.3.2.1 Matériels utilisé

- Un récipient.
- Une éprouvette.
- L'aéromètre.
- Thermomètre.

### III.3.2.2 Mode opératoire

- prélever un échantillon à analyser on l'a mit dans un récipient (bouteille de prélèvement).
- Verser cet échantillon dans une éprouvette sèche et propre
- Plonger l'aéromètre convenable dans l'éprouvette à échantillon et la suite du thermomètre et on l'a laissé stabiliser
- Une fois l'aéromètre stabilisé, faire la lecture directement sur l'aéromètre et la température affichée. [48]

### III.3.3 analyse de la salinité de brut entrés sortie

#### III.3.3.1 Principe

Le pétrole contient toujours une faible teneur de sel, qui ne peut être négligée au risque de nuire aux installations. Le but de la mesure de la salinité est de déterminer les chlorures dans les produits pétroliers, en utilisant le salinomètre selon la norme IP 77.

#### III.3.3.2 Matériels utilisé

- Un cylindre
- L'xylène
- Solvant (butanol -méthanol)
- Le salinomètre

#### III.3.3.3 Mode opératoire

- Dans un cylindre de 100 ml, mettre 15 ml d' xylène ;
- Ajouter 10 ml d'échantillon (brut) ;
- Compléter à 50ml par l' xylène ;



**Figure III.10 : Ajout dexylène.**



**Figure III.11 : le xylène.**

- Agiter vigoureusement pendant 60 secondes ;
- Ajouter 50 ml de solvant (butanol -méthanol), agiter pendant 30 secondes ;
- Laisser reposer pendant 50 minutes, puis passer sur le salinomètre. [48]



**Figure III.12 : Salinomètre.**

### **III.3.5 La salinité d'eau entré/sorti du dessaleur: détermination des chlorures**

**(Cl<sup>-</sup>)**

Afin d'assurer la qualité d'eau utilisée pour le lavage du brut, on procède à mesurer la salinité de ce dernier avant et après le dessalage.

Le but visé par cette analyse est la mise en solution d'ions de chlorures contenus dans l'eau en faisant appel à la technique d'extraction à l'aide d'un dispositif expérimental du type Soxhlet. La quantification de ces ions est déterminée par titrage ou gravimétrie, en utilisant une solution de nitrate d'argent en se basant sur la quantité de chlorure d'argent précipitée.

[52]

### III.3.5.1 Matériels utilisés

- Chromate de Potassium
- Nitrate d'Argent ( $\text{AgNO}_3$ ) à 0.02 N

### III.3.5.2 Mode opératoire

- Prendre 100 ml d'échantillon.
- Ajouter 2 gouttes de Chromate de Potassium.



**Figure III.13 : L'ajout de chromate de potassium.**

- Titrer avec la solution de Nitrate d'Argent ( $\text{AgNO}_3$ ) à 0.02 N jusqu'au virage du jaune au rouge brique. [48]



**Figure III.14 : Apparition de la couleur jaune au rouge brique.****Calcul**

$$\text{Cl}^- \text{ (ppm)} = (V - \text{blanc}) \times 7,1$$

$$\text{Blanc} = 0.4$$

**III.4 Conclusion**

D'après nos résultats nous avons constaté que la raffinerie RA1K de Skikda confronte des problèmes de corrosion dans la tête de la colonne de distillation atmosphérique. Ceci est confirmé par la présence des sels dans le brut à la sortie du dessaleur.



# Chapitre IV

## IV.1. Introduction

Quoique que le brut subit un dessalage afin d'éliminer les chlorures existants, mais d'après les résultats du chapitre précédent nous avons remarqué que la teneur en sel à la sortie du dessalage est très 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 données suivantes.

## IV.2 Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl<sup>-</sup>) pour l'unité 10 de Topping.

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

**Tableau IV.01 : Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl<sup>-</sup>) pour l'unité 10 de Topping.**

Unité 10	Ppm	V3	V8	V62
03/04/2017	pH	6,6	5,7	6,0
	Cl <sup>-</sup>	3,0	1,52	1
	Fe	1,68	1,32	2,13
04/04/2017	pH	6,1	5,8	5,9
	Cl <sup>-</sup>	5,5	3,5	2
	Fe	4,00	2,66	5,43
05/04/2017	pH	6,4	5,8	5,9
	Cl <sup>-</sup>	2,0	1,0	5,0
	Fe	2,86	2,53	4,51
06/04/2017	pH	6,2	6,0	6,1
	Cl <sup>-</sup>	2,25	1,75	3,75
	Fe	2,56	3,72	4,65
07/04/2017	pH	6,3	6,1	6,1
	Cl <sup>-</sup>	2,62	1,84	3,06
	Fe	3,59	4,10	4,98
08/04/2017	PH	6,1	5,6	5,7
	Cl <sup>-</sup>	7,5	2,5	4,0
	Fe	1,68	3,52	2,58

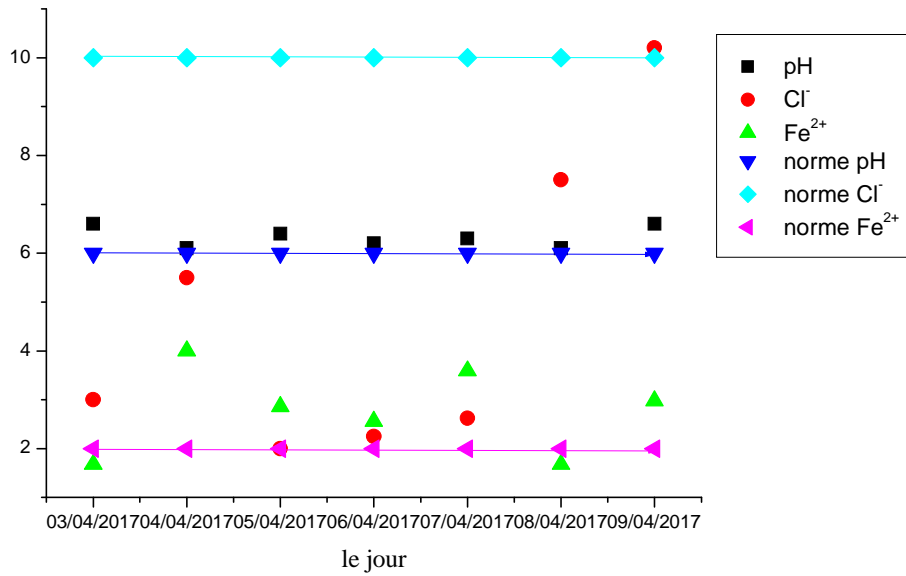
09/04/2017	pH	6,6	6,0	5,9
	Cl <sup>-</sup>	10,2	2,5	10
	Fe	2,98	3,5	8,67

**Tableau IV.2 : Résultats des analyses de (pH, Fe, Cl) pour l'unité 11 de Topping.**

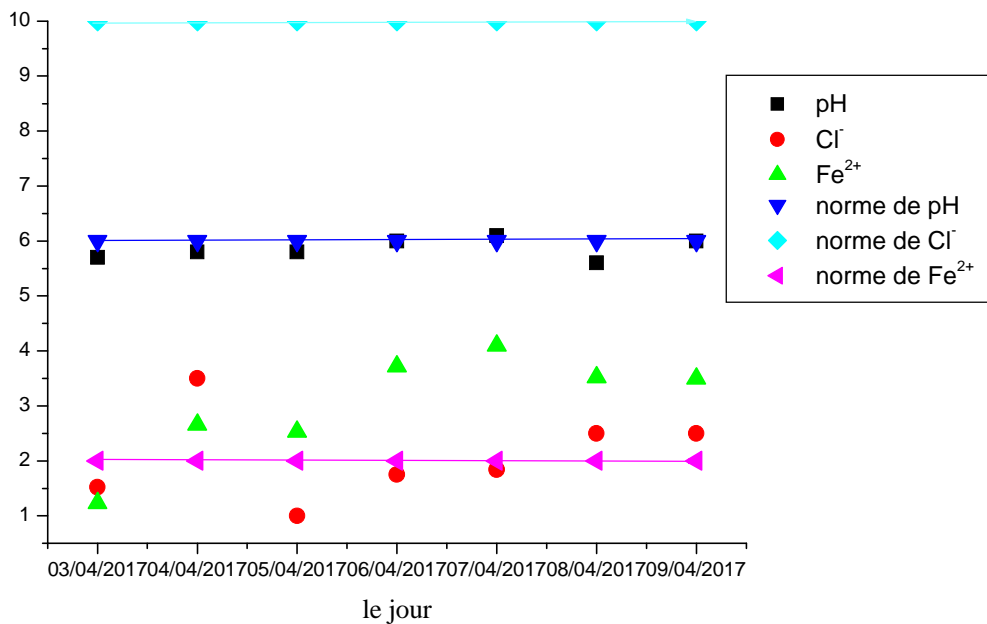
Unité 10	Ppm	V3	V8	V62
03/04/2017	PH	6,5	5,9	6,0
	Cl-	2,0	2,8	1,4
	Fe	2,16	8,5	2,5
04/04/2017	PH	5,9	5,8	5,8
	Cl-	2	2,5	5,5
	Fe	5,10	4,08	6,39
05/04/2017	PH	6,4	5,8	5,9
	Cl-	3,5	2,0	4,0
	Fe	2,48	3,72	2,61
06/04/2017	PH	6,2	5,9	6,0
	Cl-	1,7	1,0	1,85
	Fe	3,21	3,41	1,58
07/04/2017	PH	6,2	6,0	6,0
	Cl-	2,00	1,15	1,38
	Fe	2,84	2,55	4,53
08/04/2017	PH	6,1	6,0	6,0
	Cl-	7,5	5,1	3,1
	Fe	3,42	1,9	2,55
09/04/2017	PH	5,5	5,8	5,9
	Cl-	11	10,5	2,5
	Fe	3,5	2,1	4,3

Les résultats des tableaux sont représentés dans les graphes suivants :

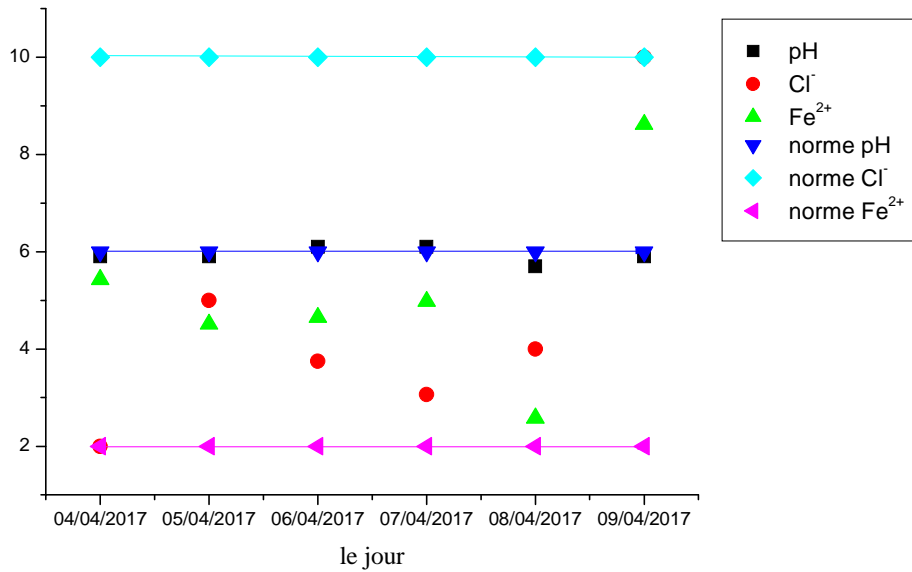
- **Unité 10 de RA1K :**



**Courbe IV.1 : Variation de pH, Cl<sup>-</sup>, Fer dans le ballon de reflux V3.**



**Courbe IV.2 : Variation de pH, Cl<sup>-</sup>, Fer dans le ballon de reflux V8.**

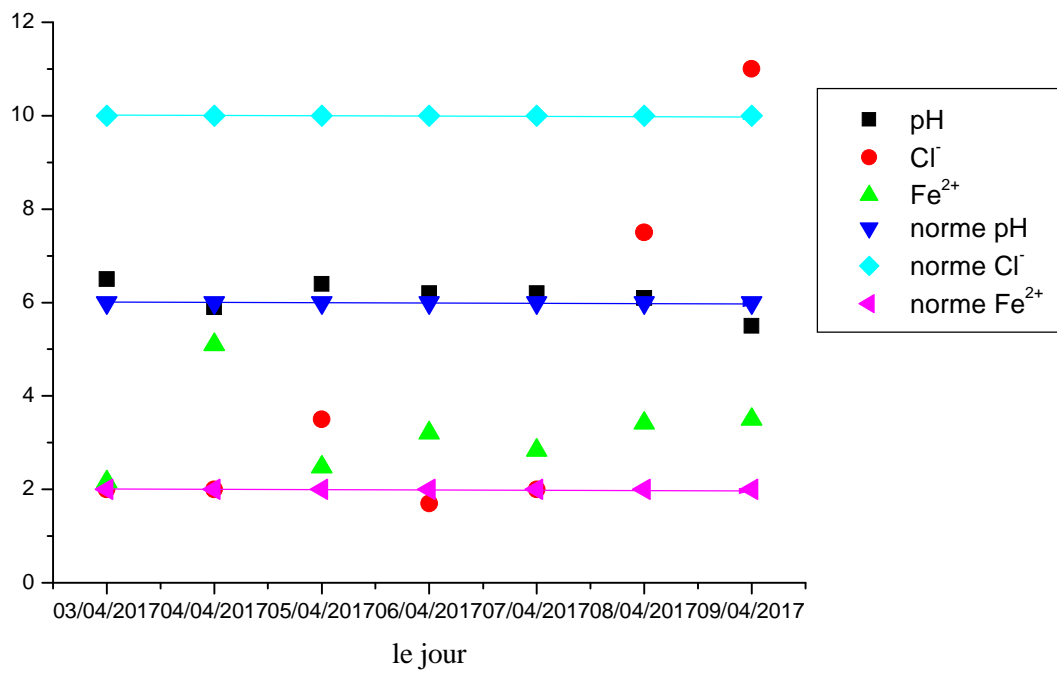


**Courbe IV.3 : La variation de pH, Cl<sup>-</sup>, Fer dans le ballon de reflux V62.**

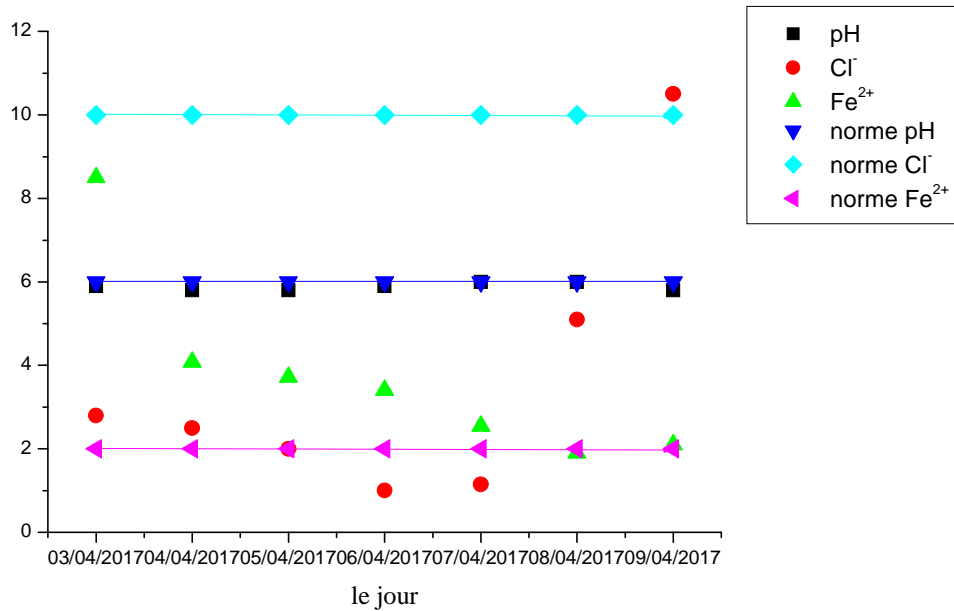
### Remarque

D'après les Courbes IV.1, IV.2 et IV.3 on remarque que le pH est maintenu à une valeur de 6 et il est conforme à la norme le long de la période d'essai. Pour le Fe<sup>2+</sup> et Cl<sup>-</sup> des fluctuations sont observées durant la période et un dépassement des normes est observé

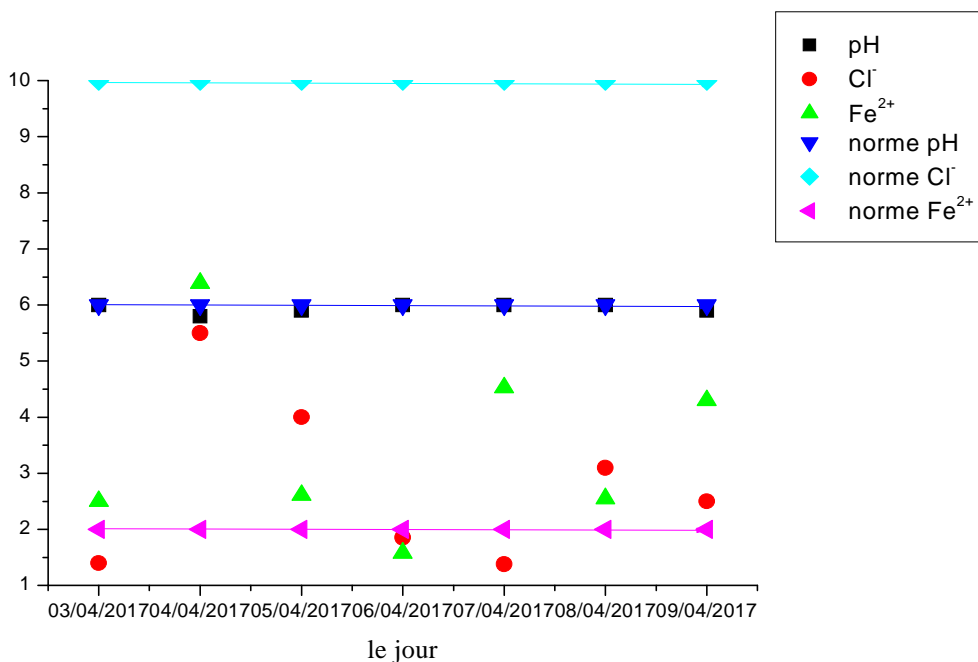
### Unité 11 de RA1K :



**Courbe IV.4 : La variation de pH Cl<sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V3.**



**Courbe IV.5 : La variation de pH Cl<sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V8.**



**Courbe IV.6 : La variation de pH Cl<sup>-</sup> Fer dans le ballon de reflux V62.**

### Remarque

D'après les courbes III.4, III.5 et III.6, nous remarquons que le pH garde pratiquement une seule valeur autour de 6, valeur conforme à la norme tout au long de la période d'essai. Alors que les fluctuations sont observées pour la teneur en Fe<sup>2+</sup> et Cl<sup>-</sup> durant la même période. Ces fluctuations dépassent totalement les normes pour le Fe<sup>2+</sup> (entre 1,5 jusqu'au 8 ppm par rapport à une norme 2ppm) presque pendant toute la période, et pour le Cl<sup>-</sup>, la valeur de 10ppm est dépassée dans quelques valeurs.

### Interprétation des courbes

La présence des sels sous forme de chlorures comme NaCl, MgCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub> dans l'eau peut conduire à des phénomènes de corrosion. Pour contrôler ce phénomène la vérification de la valeur de pH des eaux condensées et des teneurs en Fe<sup>2+</sup> et Cl<sup>-</sup> existants dans cette eau est indispensable pour une bonne prévention contre la corrosion.

D'après les résultats, nous avons remarqué l'apparition du phénomène de corrosion dans la tête de la colonne de distillation atmosphérique vu le taux de Fer trouvés (supérieur à 2 ppm) d'un côté et la quantité de sels dépassant 10 ppm d'un autre côté.

La présence de Fer est due au matériau de construction de la tête de colonne de distillation atmosphérique ou il est constitué de 87 % d'acier en carbone et 13% de Cr [49,50]. La présence des  $Cl^-$  est attribuée au dessalage, puisqu'un mauvais dessalage mène à des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique : corrosion du circuit de tête.

Le dessaleur situé en amont de la colonne de distillation, a donc pour fonction d'éliminer l'eau et les sels (chlorure de sodium et sels alcalino-terreux) contenus dans le pétrole brut, avant son fractionnement.

### IV.3 Résultats de salinité entrée sortie de brute unité 10 de RA1K.

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

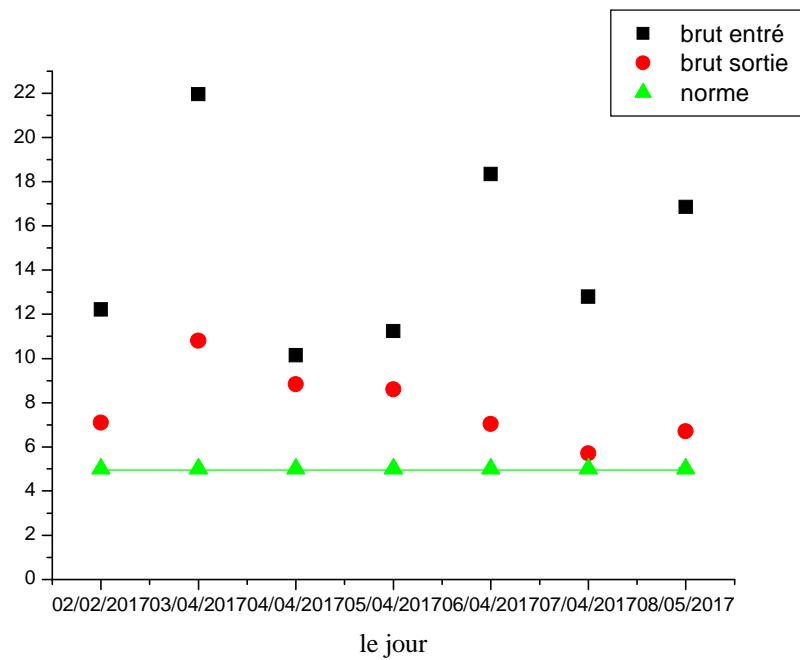
**Tableau IV.3 : Résultats de salinité entrée sortie de brute unité 10 de RA1K.**

Le jour	Brut entrés	Brut sortis
02/02/2017	12,22	7,1
03/04/2017	21,96	10,8
04/04/2017	10,14	8,84
05/04/2017	11,24	8,6
06/04/2017	18,34	7,04
07/04/2017	12,8	5,7
08/05/2017	16,86	6,7

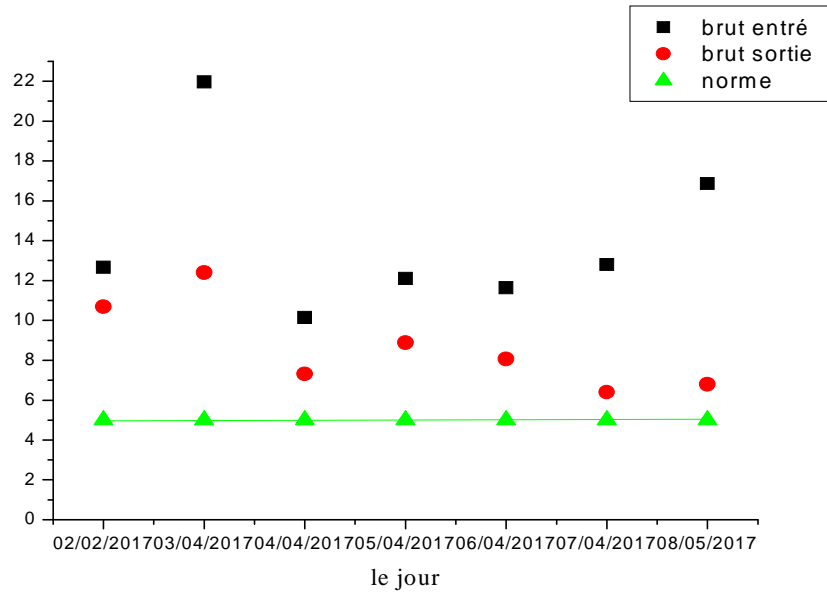
**Tableau IV.4 : Analyse de salinité de brut entré sortis unité 11 de RA1K.**

Le jour	Brut entré	Brut sortis
02/02/2017	12,66	10,69
03/04/2017	21,96	12,40
04/04/2017	10,14	7,32
05/04/2017	12,10	8,88
06/04/2017	11,64	8,06
07/04/2017	12,8	6,4
08/05/2017	16,86	6,8





**Courbe IV.7 : Brut entré /sortis dessaleur unité 10 de RA1K.**



**Courbe IV.8 : Brut entré sortis dessaleur unité 11 de RA1K.**

**Remarque**

D'après les courbes IV.7 et IV.8 on remarque des valeurs élevées du brut entré et celui de la sortie. Ces valeurs dépassent largement la courbe de la norme (>5ppm) et la courbe de la sortie

**Interprétation des courbes**

D'après les résultats, on constate que le dessaleur ne fonctionne pas dans les bonnes conditions et son efficacité est mauvaise vu que les sels du brut sortie est toujours supérieure à 5 ppm.

**IV.4 Résultats de salinité entré /sortie de l'eau unité 10 de RA1K.**

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

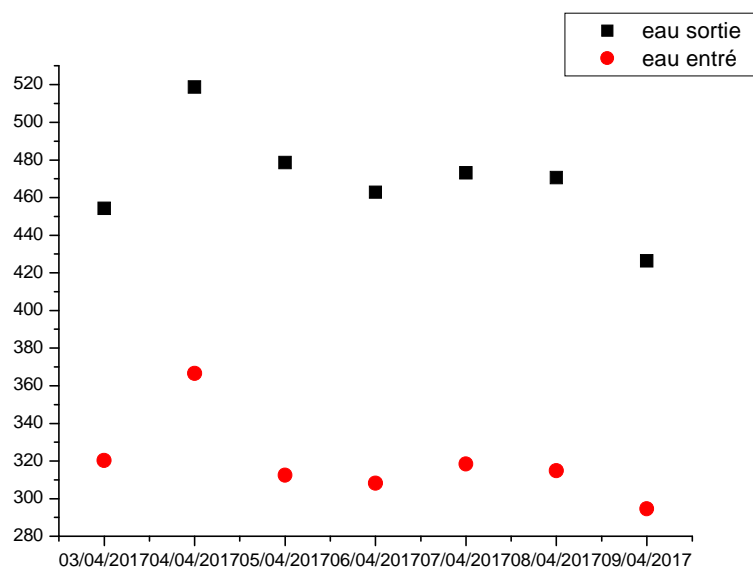
**Tableau III.5 Résultats de salinité entré /sortie de l'eau unité 10 de RA1K.**

	Eau entré (% Cl en ppm)	Eau sortis (% Cl en ppm)
03/04/2017	454,2	320, 3
04/04/2017	518.7	366,5
05/04/2017	478.6	312,4
06/04/2017	462.8	308,2
07/04/2017	473.1	318,4
08/04/2017	470.5	314,8
09/04/2017	426.4	294,6

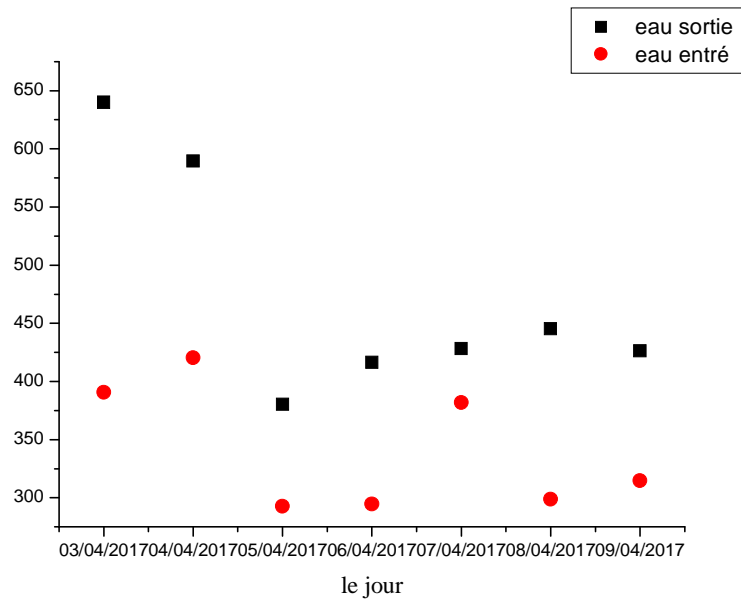
**Tableau IV.6 : Résultats de salinité entré sortie de l'eau unité 11 de RA1K.**

	Eau à l'entrée	Eau à la sortie
	(% Cl en ppm)	
03/04/2017	640.0	390,6
04/04/2017	589.6	420,4

05/04/2017	380.4	292,6
06/04/2017	416.4	294,8
07/04/2017	428.3	382
08/04/2017	445.3	298,8
09/04/2017	426.3	314,6



**Courbe IV.9 : Pourcentage du CI dans les eaux entrée/ sortie de l'unité U10 de RA1K.**



**Courbe IV.10 : Eau entré sortie de l'unité U11 de RA1K.**

### Remarque

D'après les courbes III.9 et III.10 on remarque que l'eau sortante a un taux de sel élevé plus grand que son entrée.

### Interprétation

D'après les résultats on remarque que la salinité de l'eau de lavage à l'entrée est élevée ceci dit que le brut est chargé de sels alors que normalement le dessalage doit être effectué avec de l'eau douce, et pour cette raison la quantité de sels à la sortie est  $> 5\text{ppm}$ . La source de ce problème revient au traitement d'eau effectuée dans la raffinerie RA1K, ou une partie de l'eau sortante du dessaleur est jetée dans la mer et l'autre envoyée vers l'unité de traitement des eaux. Mais le problème c'est que l'eau ne subit aucun traitement pour l'élimination des sels (voir annexe C).

## IV.5 calcul de dessaleur

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

**Tableau IV.7 : Les données pour calcul du dessaleur.**

	Grandeur	Valeur
Pétrole brut	Densité	0,825
	teneur en sel d'entrée (ppm)	14,395
	teneur en sel sortie (ppm)	8,235
	débit d'alimentation (m <sup>3</sup> /h)	1300
	taux d'eau de lavage (ppm)	1,23
	teneur en sel d'entré (ppm)	369,905
	teneur en sel sortie (ppm)	472,18
	quantité de désumilsifiant (ppm)	0
Dessaleur	Pression de service bar	7,4
	Température de service (°C)	68

#### IV.5.1 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 :

$$Sps (Y+X)=Spe.Y$$

$$X=Y (Spe-Sps) /Sps$$

Où :

- Spe : teneur en sel du brut avant le dessalage (g/m<sup>3</sup>) ;
- Sps : 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 : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol).
- Spe=14.395mg/l
- Sps=8.235mg/l
- X=1,23%
- $Y = X.Sps/ (Spe-Sps)$
- $Y = 0,0123.8,235 / (14,395-8,235)$
- $Y =0,016 =1,6\%$

### IV.5.2 Bilan matière

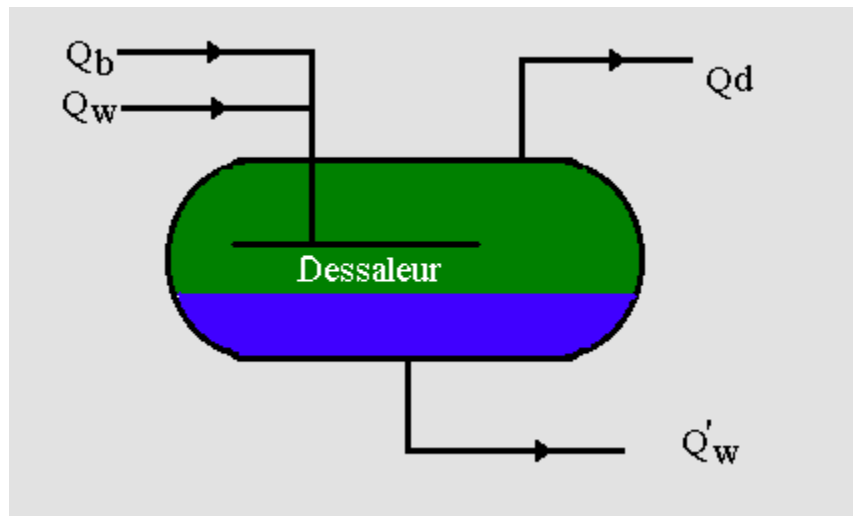


Figure IV.1 : Schéma explicative du bilan matière. [52]

- $Q_b$  : quantité 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.
- $Q_t = Q_b + Q_w$ .
- $Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w$

On a:

$$Q_b = 1300 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.5.2.1. Calcul de la quantité du brut dessalé

Quantité d'eau contenue dans le brut est inférieure à 0.1%

$Q_{wext}$  : Quantité d'eau dans le brut dessalé.

$$Q_{wext} = Q_b \cdot 0,001 = 1,3 \text{ m}^3/\text{h}$$

- La quantité de brut net (sans eau)

$$Q_d = Q_b - Q_{wext}$$

$$Q_d = 1300 - 1,3 = 1298,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.5.2.2. Détermination de la quantité d'eau de purge

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

AN :

$$Q'_w = 1300 + 16 - 1298,7$$

$$Q'_w = 17,3 \text{ m}^3/\text{h}$$

#### IV.5.3 Calcul de la vitesse de décantation

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

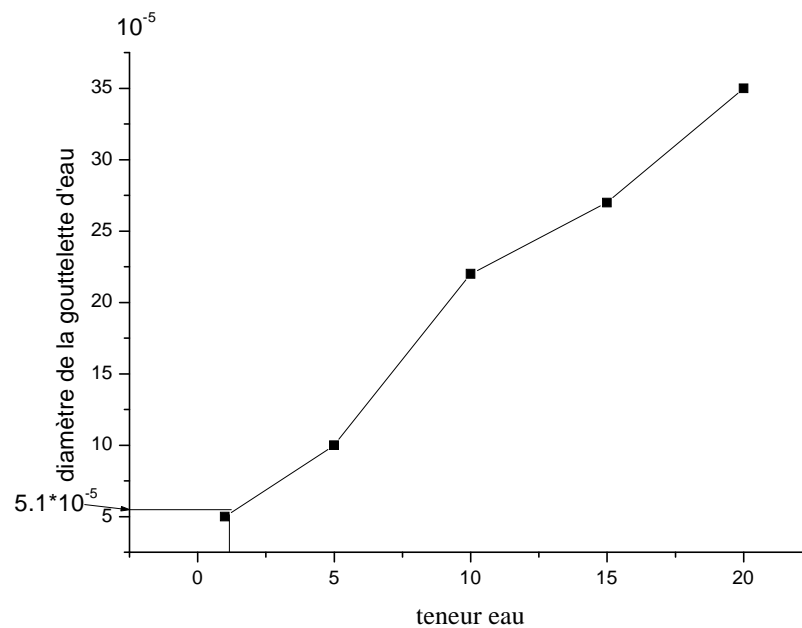
$$V_d = \left[ \frac{4}{3} \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D \cdot g}{\varphi} \right]^{\frac{1}{2}} \text{ m/s} \dots \dots \dots (1)$$

Où :

- $V_d$  : vitesse de décantation (m/s) ;
- $d_d$  : densité de la phase dispersée (eau) ;
- $d_c$  : densité de la phase continue (brut) ;
- $D$  : diamètre des gouttelettes d'eau (m) ;
- $g$  : accélération de la pesanteur ( $\text{m/s}^2$ ) ;
- $\varphi$  : Coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

**Tableau. IV.8 : Diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau. [44]**

Teneur en eau X (% vol)	1	5	10	15	20
Diamètre de la gouttelette d'eau ( $10^{-5}$ m)	5	10	22	27	35



**Courbe IV.11 : Variation du diamètre de gouttelette d'eau en fonction de la température. [43]**

Pour déterminer le diamètre de la gouttelette d'eau, on utilise la courbe IV.1 Dans notre cas ( $X = 1,23\%$ ), Donc, d'après le graphe on trouve que  $D = 5,1 \cdot 10^{-5} \text{m}$ .

#### Coefficient de frottement :

On détermine le coefficient de frottement ( $\varphi$ ), en fonction du nombre de Reynolds ( $Re$ ).

$$Re = \frac{Vd \cdot D}{\nu}$$

Où :

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

On a ainsi en régime turbulent  $\varphi = 44/Re$ , en régime intermédiaire

$\varphi = 185/Re^{0,6}$  et en régime laminaire.

$$\varphi = 24 / Re$$



**Tableau IV.9: Coefficient de frottement ( $\varphi$ ) en fonction du Re et le Régime d'écoulement.**

Valeur du nombre de Reynolds	$Re \leq 0,2$	$0,2 < Re < 500$	$Re > 500$
Régime d'écoulement	Laminaire	Intermédiaire	Turbulent
Coefficient de frottement ( $\varphi$ )	$24/Re$	$18,5/Re^{0,6}$	$44/Re$

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation (1) la valeur «  $\varphi$  », 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 ; donc d'après le tableau :

On trouve  $\varphi = 24 / Re$  .

Alors, l'équation (1) devient :

$$Vd = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c) \cdot D^2}{dc} \cdot \frac{D^2}{\nu} \right] \text{ m/s} \dots \dots \dots (2)$$

Avec  $Re = \frac{Vd \cdot D}{g} \dots \dots \dots (3)$

#### IV.5.3.1. Détermination de la viscosité à la température 68°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 :

$$g_{20^\circ C} = 2.76 \text{ cst} , g_{38^\circ C} = 2 \text{ cst}$$

D'après GROSS :

$$\log \frac{\mathcal{G}_{t_1}}{\mathcal{G}_{t_2}} = R \log \frac{t_2}{t_1} \dots\dots\dots(4)$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\mathcal{G}_{t_1}}{\mathcal{G}_{t_2}} / \log \frac{t_2}{t_1} \Rightarrow R = \log \frac{2.76}{2} / \log \frac{38}{20} = 0,50$$

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

$$\log \frac{\mathcal{G}_{t_1}}{\mathcal{G}_{t_2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \mathcal{G}_{t_2} = \log \mathcal{G}_{t_1} - R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \mathcal{G}_{71} = \log 2.76 - 0,50 \log \frac{68}{20} = 0,17$$

$$\mathcal{G}_{68} = 1,48 \text{ cst.}$$

#### IV.5.3.2. Détermination de la densité de la phase continue à la température 68°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 :

$$d_t = d_{20^\circ\text{C}} - \alpha(t - 20) \dots\dots\dots(5)$$

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

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 (d_{20}) \dots\dots\dots(6)$$

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 (0,8025).$$

$$\alpha = 7,687 \cdot 10^{-4}$$

Donc, la densité à 63°C sera :

$$D_{68^{\circ}\text{C}} = 0,8025 - 7,687 \cdot 10^{-4} (68-20) = 0,765$$

A la température 63°C, la densité de l'eau sera égale à :

$$D_{68^{\circ}\text{C}} = 1,002 - 7,687 \cdot 10^{-4} (68-20) = 0,965$$

$$D_{68^{\circ}\text{C}} = 0,965$$

On prend les résultats dans le tableau :

**Tableau IV.10 : La densité et la viscosité de la phase continue et la densité de l'eau à la température de service (68°C)**

Température (°C)	Densité du brut : dc (kg/m <sup>3</sup> )	Densité de l'eau: dd (kg/m <sup>3</sup> )	g (cst)
68	765	967	1,48

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

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \cdot \frac{967 - 765}{765} \cdot \frac{(5,1 \cdot 10^{-5})^2}{1,48 \cdot 10^{-6}} = 2,53 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

Vérification du régime :

$$Re = \frac{Vd \cdot D}{g} = \frac{2,53 \cdot 10^{-4} \cdot 5,1 \cdot 10^{-5}}{1,48 \cdot 10^{-6}} = 8,72 \cdot 10^{-3}$$

Re < 0,2 donc le régime est laminaire.

Donc : Le régime fixé au départ pour déterminer la vitesse de décantation est celui qui convient.

#### IV.5.4. calcul des caractéristiques d'un dessaleur

Le dessaleur (V-51) de la raffinerie de SKIKDA (R1K) 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 : 68°C ;
- Surépaisseur de corrosion: 3 mm. [53]

#### IV.5.4.1. Calcul du volume de dessaleur

$$V = V1 + V2$$

V : volume du dessaleur (m<sup>3</sup>).

V1 : volume de la partie cylindrique du dessaleur (m<sup>3</sup>).

V2 : volume de deux calottes sphériques (m<sup>3</sup>).

Tel que :

(m<sup>3</sup>)

$$V1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L$$

$$V2 = \frac{\pi \cdot D^3}{8} \frac{4}{3}$$

A.N

$$V1 = \frac{\pi \cdot 3,556^2}{4} \cdot 33,18$$

$$V2 = \frac{\pi \cdot 3,556^3}{8} \frac{4}{3} = 23,54$$

Donc le volume total du dessaleur est :

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

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

#### IV.5.5 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 calcul 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 :

$$T_s = V / Q \text{ (h)}$$

Où :

- $T_s$  : temps de séjour (h) ;
- $V$  : volume de la capacité ( $m^3$ ) ;
- $Q$  : débit volumique de la charge ( $m^3/h$ );
- $Q = Q_b + Q_w$  ;
- $Q_b$  : débit volumique du pétrole brut. ;
- $Q_w$  : débit volumique de l'eau de lavage.

On a:

$$Q_b = 1300 \text{ m}^3/h$$

$$Q_w = 16 \text{ m}^3/h$$

Donc :

$$Q = 1300 + 16 = 1316 \text{ m}^3/h$$

On a:

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

$$\text{AN: } T_s = 353,06/1316$$

$$T_s = 0,268h$$

#### IV.5.6. Calcul du temps de décantation

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

$$T_d = L_1 / Vd \text{ (s)}$$

Où :

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

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

On a  $L_1=280\text{mm}=0.28\text{m}$

A.N:

$$T_d = 0,28 / (2,53 \cdot 10^{-4}) = 1107 \text{ s} = 18,45 \text{ min}$$

- Conclusion :

D'après les calculs nous avons conclu que  $T_d=18,45\text{min}$  alors que  $T_s=16,08\text{min}$  donc  $T_s < T_d$  dans ce cas y a un entrainement de l'eau séparée avec le brut dessalé.

### IV.5.7. 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.2), soit inférieur au champ critique ( $E_C$ ). [2]

#### IV.5.7.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes



Figure IV.2 : Les électrodes après nettoyage [53]

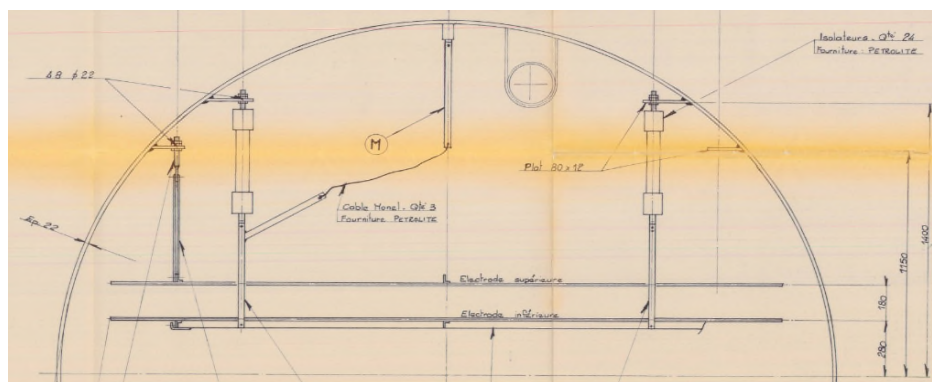


Figure IV.3 : Schéma explicative de distance entre les électrodes [53]

Es : électrode supérieure

Ei : électrode inférieure

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

$$E=U/L \text{ Volts/ cm} \dots\dots\dots (1)$$

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

$$E_1 = U/L_1 \text{ volts/cm.} \dots\dots\dots (2)$$

E<sub>1</sub> : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface) (Figure IV.3).

- U : tension du courant. (U = 19200 volts) ;
- L<sub>1</sub> : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (L<sub>1</sub> = 28 cm).

Donc :

A.N

$$E_1 = 19200 / 28 = 685.714 \text{ volts/cm.}$$

#### IV.5.5.3. Calcul du champ critique

$$E_c = A \sqrt{\frac{2.\delta}{\epsilon.d}} \text{ volts/cm} \dots\dots\dots (3)$$

Où :

- $\delta$  : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm<sup>2</sup>) ;
- $\epsilon$  : Coefficient diélectrique ;
- d : diamètre de la gouttelette d'eau (cm) ;
- A : coefficient de proportionnalité.

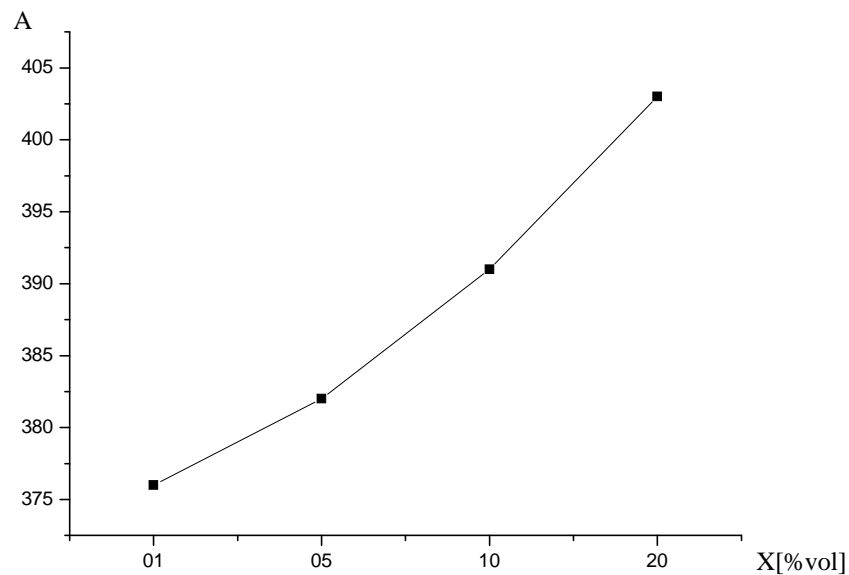
On a :

- $D = 5,1 \cdot 10^{-5} \text{ m} = 5,1 \cdot 10^{-3} \text{ cm}$  ;
- $\varepsilon = 16$  ;
- $\delta = 15 \text{ g/cm}^2$  ;
- $X = \text{Taux d'eau de lavage (X = 1,23\% vol)}$  ;

D'après le tableau, on trace la courbe  $A = f(X)$  (voir figure n° 7 chap VI) et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

**Tableau IV.11 : Coefficient de proportionnalité (A) en fonction du taux de lavage [44]**

X [% vol]	01	05	10	20
A	376	382	391	403



**Courbe IV.12 : Variation de coefficient de proportionnalité en fonction de la température. [43]**

Donc, d'après la courbe IV.2 on a :

$$X = 1.23\% \rightarrow A = 376.8$$

A.N:



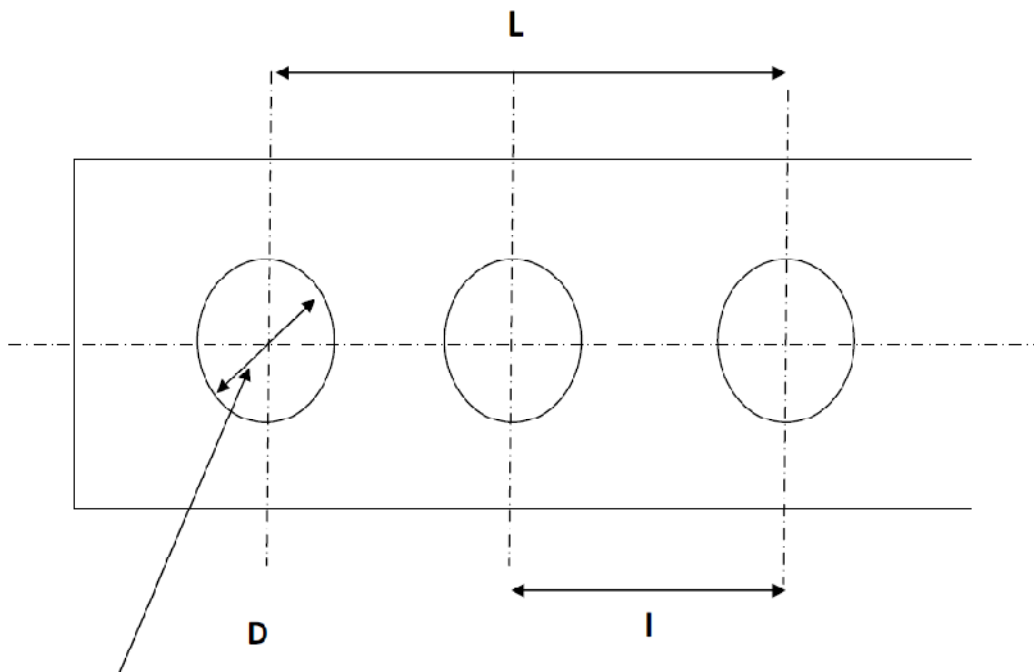
$$E_c = 376,8 \sqrt{\frac{2.15}{16.5,1.10^{-3}}} = 7224,8 \text{ volts/cm.}$$

- conclusion

Après le calcul du champ électrique (E) entre les électrodes et du champ critique ( $E_C$ ), on remarque que le champ électrique entre les électrodes est inférieur au champ critique

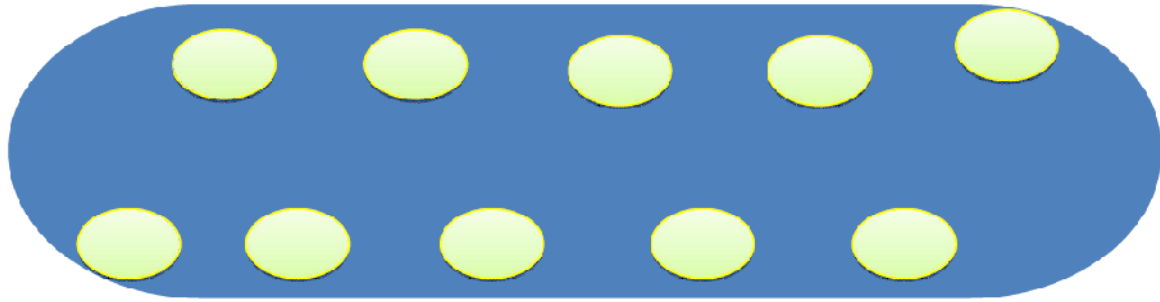
$E < E_C$  donc, notre dessaleur a un fonctionnement normal du point de vue électrique.

#### IV.5.6. Calcul du distributeur



**Figure IV.4 : Une partie de la rampe. [45]**

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.5 : Représentation du distributeur. [45]**

#### IV.5.6.1 Calcul du nombre de rampes de distribution

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

$$n = \frac{L}{l} + 1$$

- L : la distance séparant les deux trous extrêmes (L=32000mm) ;
- l : la distance séparant les deux rampes (l = 3000mm) ;
- (+1) : Correspond aux deux moitiés des trous à l'extrémité ;

Donc, d'après la formule (1), on applique numériquement

A .N :

$$n = 32000/3000 + 1$$

$$n = 12$$

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

#### IV.5.6.2 Calcul de la vitesse d'écoulement

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

$$w = \frac{Q}{3600.n.f} \text{ m/s}$$

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

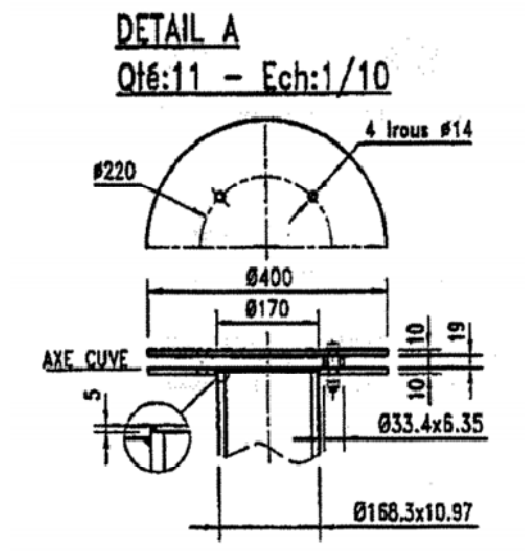


Figure IV.6 : Schéma d'un trou dans le distributeur. [52]

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

$$f = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot M$$

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>) ;

A.N :

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

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

$$w = \frac{1300}{3600 \cdot 0,022} = 2,05 \text{ m/s}$$

### IV.5.7 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. [43]

$$A = \frac{Z \left( Spe + \frac{X \cdot Sw}{100} \right)}{Y + X} \text{ mg/l}$$

Où :

- A : teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l ;
- Spe : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l) ;
- Sw : 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 : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).

On a comme données de départ :

$$Spe = 14,398 \text{ mg/l.}$$

$$Sw = 420,5 \text{ mg/l.}$$

$$X = 1,23\%.$$

$$Y = 1,6\%$$

$$Z = 0,1 \%$$

$$A = \frac{0,1 \left( 14,398 + \frac{1,23 \cdot 420,5}{100} \right)}{1,6 + 1,23} = 0,69 \text{ mg/l}$$

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

$$E = \frac{Spe - Sps}{Spe} \times 100 \%$$

Où :

$E$  : efficacité de dessaleur en %.

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

$$E = \frac{14,389 - 8,235}{14,389} \times 100 = 42,80 \%$$

$$E = 42,80 \%$$

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

$$E_p = \frac{S_e - S_s}{S_e - A} \times 100 \%$$

A.N

$$E_p = \frac{14,389 - 8,235}{14,389 - 0,69} = 45 \%$$

$$E_p = 45\%.$$

#### IV.5.8.Comparaison entre le design et l'actuel

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

**Tableau IV.12 : Comparaison entre le désigne et l'actuel.**

GRANDEURS		DESIGN	ACTUEL
1-Pétrole brut :			
*densité	(g/cm <sup>3</sup> )	0.8025	0.8025
*teneur en sel d'entrée	(mg/l)	Max 40	14,395
*teneur en sel de sortie	(mg/l)	< 3	8,235
*débit d'alimentation	(m <sup>3</sup> /h)	1250	1300

2-Eau process :			
* taux d'eau de lavage	(% vol)	5	1,23
*quantité de désumilsifiant	(ppm)	10	/
3-Dessaleur :			
*pression de service	(bar)	12	7,4
*température de service	(°C)	71	68
*efficacité du dessaleur	(%)	95	45

Les calculs nous ont montrés que le système de dessalage à RA1K a une mauvaise efficacité, elle est de l'ordre de 42 %, elle est inférieure à celle de désigner et une salinité de 8,14 ppm à la sortie selon les résultats du calcul électrique. On peut dire dans ce cas que le problème déjà posé ne se situe pas au niveau de l'équipement puisqu'on a trouvé que  $E < E_c$ , mais le problème est dû au changement des paramètres opératoires : (température, taux de lavage, pression, la nature de l'eau de lavage, la viscosité) .

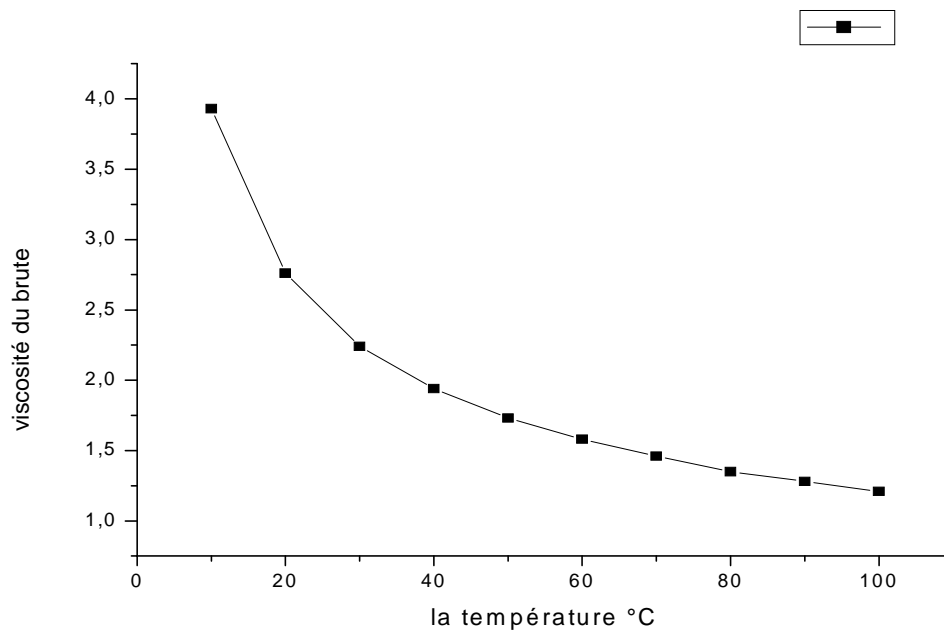
#### **IV.5.9 Influences des paramètres opératoires sur le procédé :**

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

##### **IV.5.9.1 Variation de la viscosité en fonction de température**

**Tableau IV.13 : Viscosité en fonction de température [43]**

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



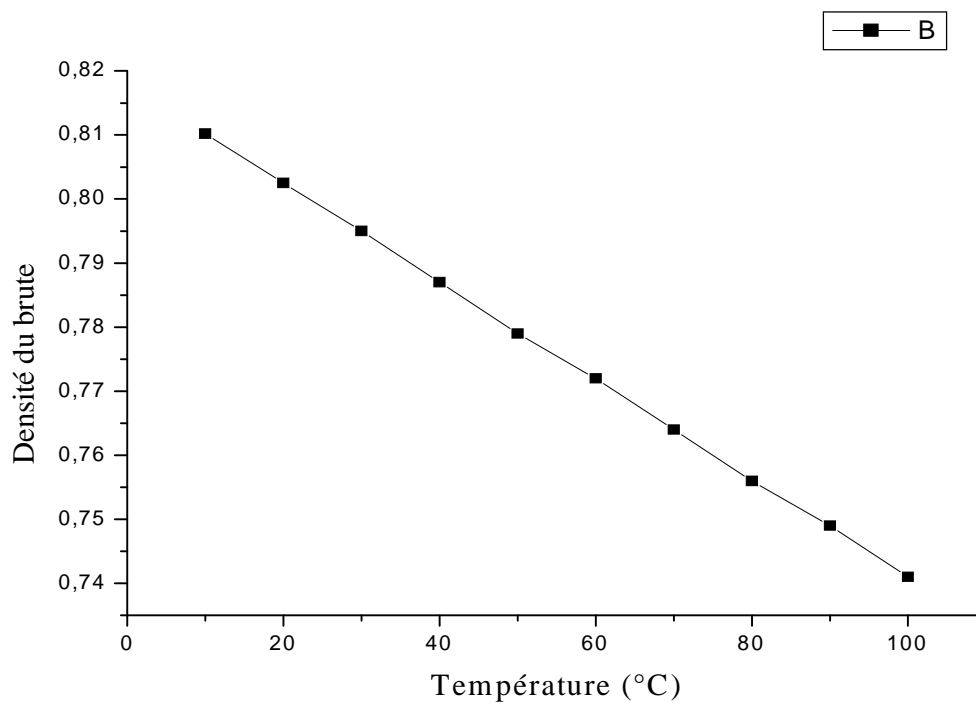
**Courbe IV.13 : Variation de la viscosité en fonction de la température. [43]**

D'après la courbe IV.3 on remarque que la viscosité diminue en fonction de la température, plus que la température augmente plus que la viscosité diminue.

#### IV.5.9.2 Variation de la densité en fonction de la température

**Tableau IV.14 : Variation de la densité en fonction de la température [44]**

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



**Courbe IV.14 : Variation de la densité en fonction de la température [43]**

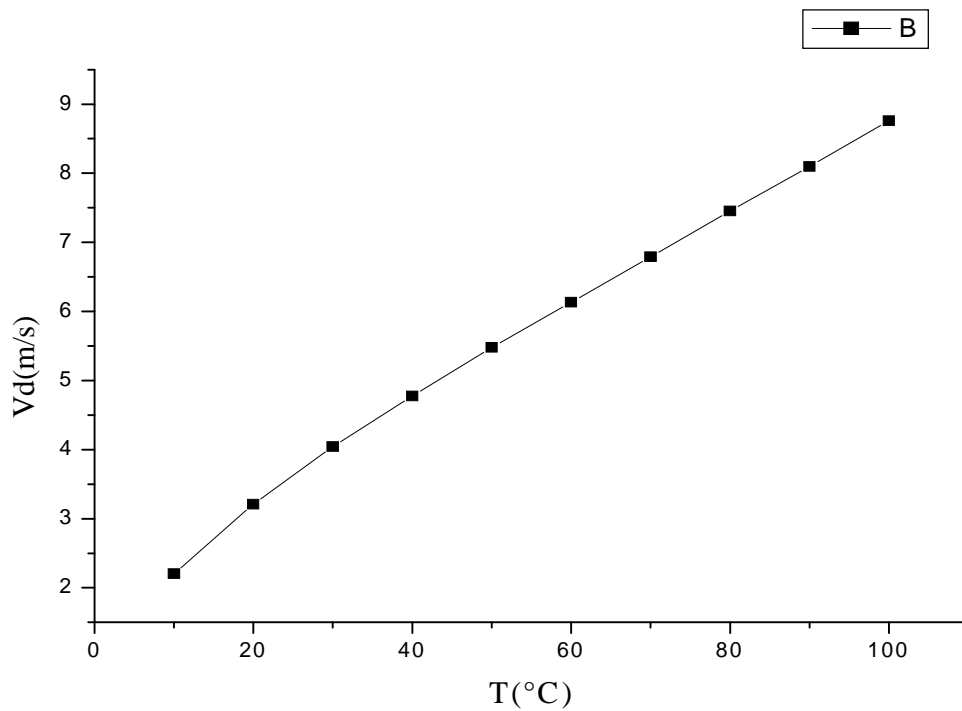
D'après la courbe IV.4 on remarque que la densité diminue en fonction de la température.

#### IV.5.9.3 Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température

**Tableau IV.14 : Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température [43]**

T (°c)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$V_d(m/s)E-4$	2,202	3,208	4,044	4,776	5,478	6,1351	6,790	7,45 5	8,1	8,762





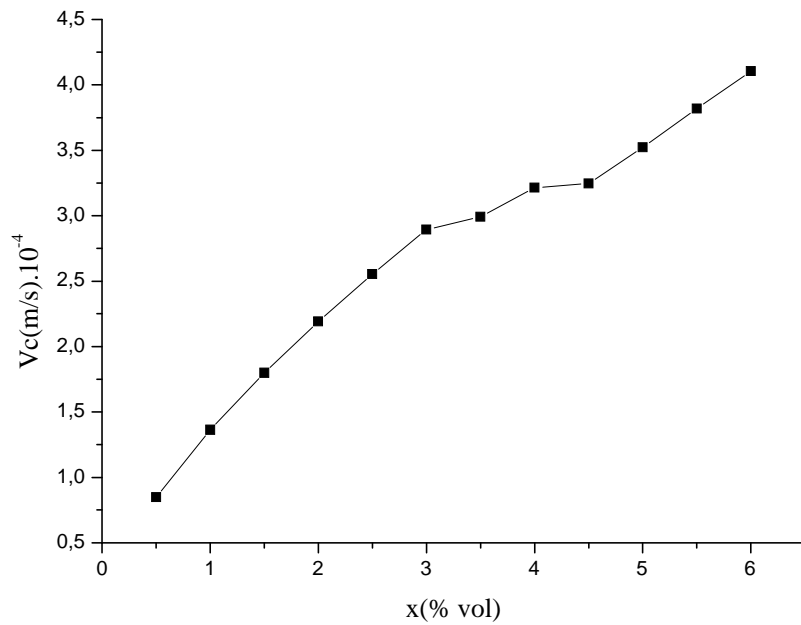
**Courbe IV.15 : Variation de la densité en fonction de la température [43]**

D'après la courbe IV.5, on remarque que la vitesse de décantation augmente en fonction de la température.

#### IV.5.9.4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage

**Tableau IV.15: Variation de vitesse de coalescence en fonction de taux de lavage [43]**

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



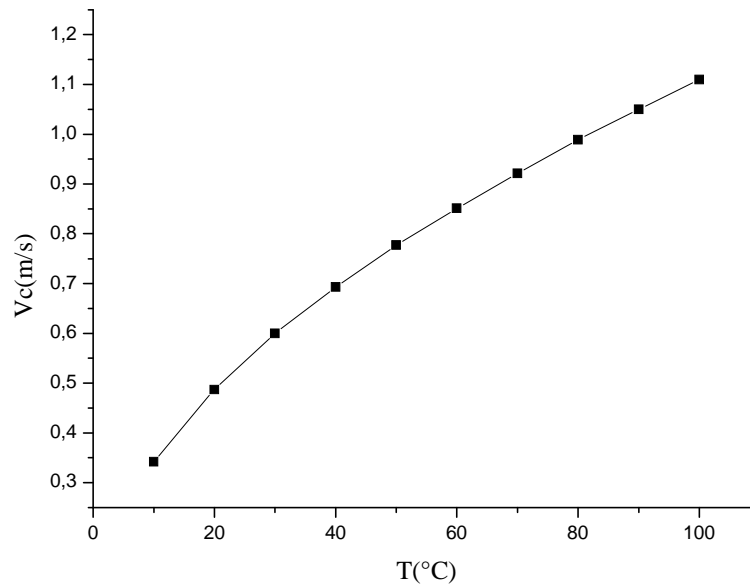
**Courbe IV.16 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage [43]**

D'après la courbe IV.6, on remarque que la vitesse de décantation augmente avec l'augmentation de taux de lavage.

#### IV.5.9.5. Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température

**Tableau IV.16 : Variation de la vitesse de coalescent en fonction de la température [43]**

T (°c)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
V <sub>c</sub> (m/s)E-3	0,342	0,487	0,6	0,693	0,777	0,851	0,921	0,989	1,05	1,11



**Courbe IV.17 : Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température [43]**

D'après la courbe IV.7, on remarque que la vitesse de coalescence augmente avec l'augmentation de température

### 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.

### 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).

#### **IV.6. 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.

# Chapitre V

## **V.1. Introduction**

L'hygiène et la sécurité industrielle, et La protection de l'environnement, sont devenues les principales préoccupations de la population dans la plupart des pays industrialisés et même dans les pays en voie de développement, et constituent aujourd'hui une composante essentielle dans la stratégie des entreprises.

La raffinerie est une usine dans laquelle tous les produits traités sont très inflammables ; il règne un danger continu d'incendie et c'est pour cette raison que l'on a mis au point des techniques spéciales et des méthodes de prévention pour réduire au minimum les risques d'incendies.

Le but de ce chapitre est de nous permettre d'apprendre les règles générales du comportement du personnel d'une raffinerie du point de vue sécuritaire.

## **V.2. Sécurité au niveau de RA1K**






### **V.2.1. Règles générales sur la sécurité de RA1K**

#### **V.2.1.1. Panneaux de signalisation de santé et de sécurité au travail**

Le sens du panneau dépend de sa forme, sa couleur et de l'icône utilisée, les panneaux de signalisation de santé et sécurité au travail sont originaires de l'arrêté du 4 novembre 1993, et modifiés par le règlement du 8 juillet 2003, ils intéressent de :

- la protection contre les incendies ;
- les secours initiaux;
- le déplacement dans l'entreprise ;
- les risques chimiques ou biologiques ; [54]

Tableau V.1 : Panneaux de signalisation de santé et de sécurité au travail [54]

Signification	Forme et couleurs des panneaux	Exemples
Interdiction	Rond à pictogramme noir avec un arrière blanc, cerclé et barré de rouge à 45° (le rouge doit couvrir au moins 35% de la surface du panneau)	 Eau non potable
Avertissements ou indication	Triangle à pictogramme noir avec un arrière jaune, avec côté noire (le jaune doit couvrir au moins 50% de la surface du panneau)	 Danger general
Obligation	Rond à pictogramme blanc avec un arrière bleu (le bleu doit couvrir au moins 50% de la surface du panneau)	 Protection obligatoire de la vue
Sauvetage et secours	Carré ou rectangle à pictogramme blanc avec un arrière vert (le vert doit couvrir au moins 50% de la surface du panneau)	 Civière
Matériel ou équipement de lutte contre l'incendie	Rectangle ou carré à pictogramme blanc avec un arrière rouge (le noir doit couvrir au moins 50% de la surface du panneau)	 Extincteur

### V.2.1.2. Interdictions

- De fumer hors des fumoirs ;
- D'enflammer des feux ;

- De prendre des photos ou des vidéos ;
- De dormir sur les installations ;
- D'utiliser les résistances électriques ;
- De laver le corps ou les vêtements par les hydrocarbures ;
- De gêner les voies d'accès et de mouvements ;
- De courir dans la zone d'exploitation ;
- d'utiliser des outils ou des procédés susceptibles de faire jaillir des étincelles sans autorisation écrite. [1]



**Figure VI.1 Interdictions. [54]**

### V.2.1.3. Obligations

- Port de casque de sécurité exigé en dehors des locaux;
- Port des bagages de sécurité obligatoire (gants, chaussures de sécurité, lunettes, écrans ou masques, tabliers...);
- Il ne faut pas envoyer des produits chauds dans les réservoirs non bonifiés ;
- Utilisation des alarmes pour avertir directement le service d'intervention et les personnels au même temps ;



- Pas de manœuvre sans autorisation des responsables ;
- Avant de faire une excavation contacter le service électrique ;
- Entretien des équipements lorsque l'on aperçoit quelque anomalies. [1]



Figure V.2 : Moyennes de protection individuelle. [55]

#### V.2.1.4 Signalisation risqué produit

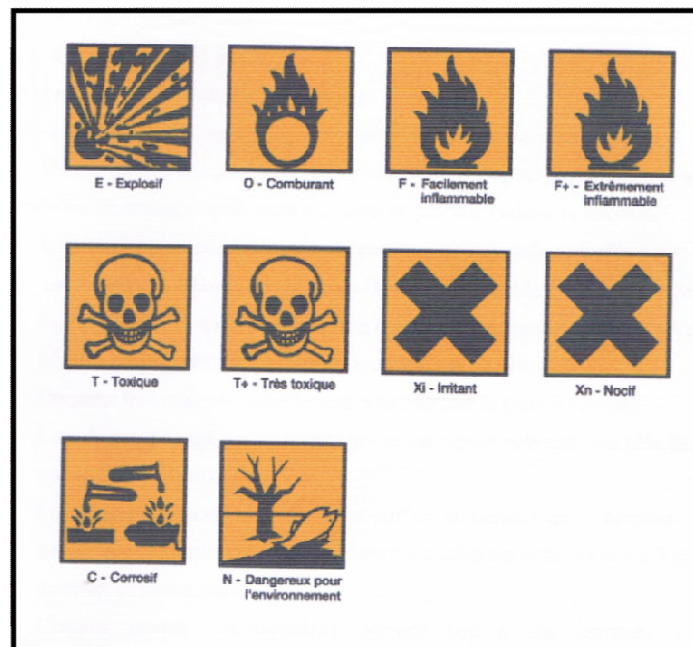


Figure V.3 Signalisation risqué produit. [54]

## V.2.2 Sécurité au niveau du laboratoire

### V.2.2.1 Les risques associés au niveau du laboratoire

- Risque chimique : c'est l'action provoquée par des produits chimiques dangereux.  
Risque glissade : la chute des individus représentent plus de 20% des accidents du travail. [56]
- Risque électrique : le risque réside pour l'homme dans le passage d'un courant entre deux points de son corps par accès direct ou indirect (il faut retenir que le potentiel de la tension de défaut est périlleux pour l'homme à partir de 24V. [55]
- Risque d'incendie et d'explosion : L'incendie ; c'est une combustion qui s'effectue par une réaction chimique de combustion exothermique, qui a lieu lorsque 3 éléments sont réunis : (combustible, comburant, énergie d'activation). [57]  
L'explosion : c'est une réaction brusque d'oxydation qui cause une élévation de température, de pression ou les deux. [58]
- Risque de manutention manuelle ; on entend par manutention manuelle, toute opération de portage ou de soutien d'une charge dont le lavage, la poussée, la traction, le port ou le déplacement demande l'effort physique des travailleurs. [59]

### V.2.2.2 Organisation interne du laboratoire

Le laboratoire de contrôle effectue les analyses des produits pétroliers lors de traitements du pétrole brut. [1]

Ces analyses nécessitent de travailler avec de nombreux produits dangereux pour la santé, ces derniers nécessitent une organisation minutieuse et précise d'où l'improvisation doit être proscrite.

#### V.2.2.2.1 Tenue de travail

Lorsqu'il n'a pas été possible de supprimer un risque à la source, le personnel devra disposer d'équipements de protection individuelle, il est donc recommandé de porter des boucles ou tabliers, et d'autres équipements de protection personnel tel que :

- Protection de la tête
- Protection des voies respiratoires
- Protection de la face

- Protection des yeux
- Protection des pieds



Figure V.4 : Tenu anti acide. [60]

### V.2.3. Système de sécurité de dessaleur

#### V.2.3.1. Sécurité de dessaleur électrostatique

Le dessaleur électrostatique est adapté avec un certain nombre de dispositifs de sécurité. Les dispositifs de sécurité sont déclenchés avec le système d'arrêt du dessaleur. Cela signifie que si n'importe quel dispositif de sécurité se déclenche, le dessaleur se mettra à l'arrêt (coupure de l'alimentation électrique) même si tout le reste fonctionne normalement on ne peut pas by-passer ou supprimer les dispositifs de sécurité ; Ces dispositifs de sécurité, installés sur un dessaleur protégeront, contre :

##### a) Surpression dans la capacité

Le dessaleur est un ballon sous pression. Comme toutes autres capacités sous pression il est protégé des surpressions par des vannes de sécurité de pression. ; Les vannes de sécurité de surpression déchargent la pression d'excès vers le réseau de torche. [1]

##### b) Une fuite provenant des transformateurs situés dans le dessaleur

Le transformateur est équipé d'un détecteur de pression. Une augmentation de pression à l'intérieur du transformateur montre qu'il y a une fuite du dessaleur vers le transformateur. [1]

**c) Un défaut électrique**

Le transformateur du dessaleur est équipé d'un détecteur de température. Une augmentation de la température à l'intérieur du transformateur signifie un défaut électrique. [1]

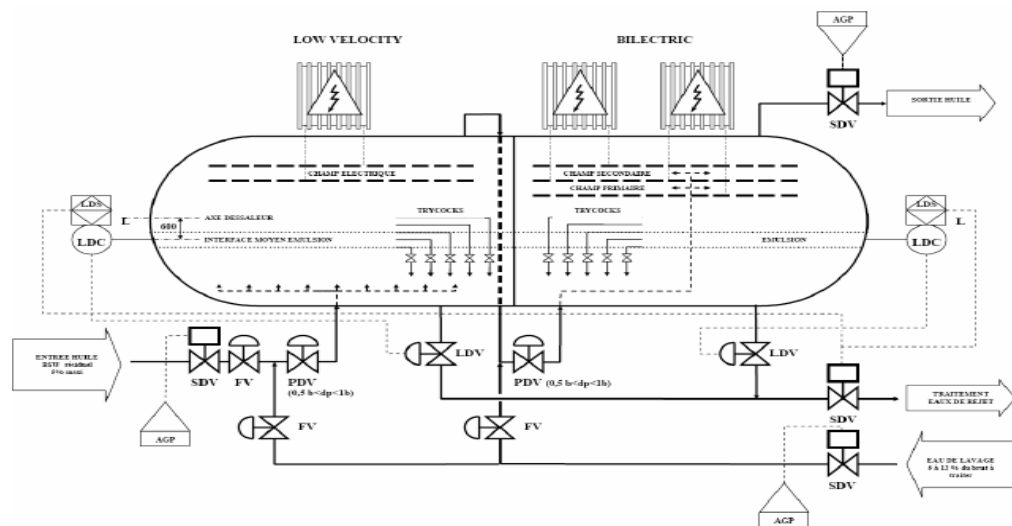
**d) Un niveau d'eau trop haut**

Une augmentation du niveau d'interface émulsion/eau doit être détectée avant que l'eau n'atteigne les électrodes. Les alarmes de niveau sont disposées pour prévenir d'une montée de l'interface. [1]

**e) L'entraînement de l'émulsion avec le brut**

Une baisse dans la tension de l'alimentation électrique du transformateur causera une baisse dans la tension de production du transformateur. Le champ électrostatique ne travaillera pas correctement et il y aura entraînement d'émulsion avec le brut.

Des alarmes de tension basses sont situées sur l'alimentation électrique des transformateurs. [1]



**Figure V.5 : Schéma de system de Sécurité des dessaleurs électrostatique [1]**

### V.2.3.2 Démarrage du Dessaleur

Pour insérer le dessaleur et pour un bon et sécuritaire fonctionnement, il faut suivi exactement et par ordre toute une méthode en passe par, la phase de purge avec la vapeur et le remplissage de circuit, puis il faut aligner le transformateur et les produits chimiques pendant l'insertion.

Pour avoir après un fonctionnement rassuré de notre dessaleur, il faut suivi strictement et par ordre toutes ces étapes :

- Le ballon de séparateur pour l'eau d'appoint est déjà préparé.

- Puis le brut passe à travers le dessaleur, et sa température commence à augmenter progressivement jusqu'à la température de fonctionnement. On note qu'au début de l'opération le dessaleur ne fonctionne pas pour son propre rôle mais ; pour le séchage des circuits.
- Démarrer le dispositif et vanne de contrôle de niveau d'eau.
- Détecter s'il y a une infiltration de brut par la vérification de la poche du revêtement de transformateur, s'il y a une infiltration, il faut réparer les fuites et remplacer le pétrole dans la poche.
- Démarrage de l'injection de l'agent désémulsifiant, (ils ont arrêté l'injection de l'agent désémulsifiant depuis très longtemps)
- Vérification de l'ouverture totale de la vanne de mélange, et de niveau intermédiaire.
- Insérer la chute de pression à travers la vanne de mélange.
- Vérifier le fonctionnement de l'appareil d'arrêt de niveau de bas.
- Vérifier à coup sur la partie électrique comme indiquée par le fournisseur.
- Se garantir que l'eau est dans un niveau régulier pour le bon fonctionnement de dessaleur, ensuite fournir la puissance aux transformateurs.
- Vérifier l'ampère de transformateurs et leurs défauts de fonctionnement.
- Une fois le brut atteint la température de fonctionnement, on démarre la pompe de l'eau en contrôlant le débit à travers la vanne mélangeuse.
- Vérifier le fonctionnement de niveau de dessaleur.
- Si l'eau de lavage est salée, il faut augmenter temporairement l'agent désémulsifiant

Remarque :(actuellement l'eau utilisée pour le dessalement est salée, alors qu'ils n'utilisent aucun agent désémulsifiant)

- Quand l'eau de lavage est propre, il faut réduire la vanne de mélange et essayer d'ajouter l'agent désémulsifiant au minimum pour économiser de ce dernier

Remarque : (dans notre cas l'eau n'est pas propre avec l'absence de l'agent désémulsifiant)

- on corrige le pH de l'eau si le milieu devient acide, par l'ajout de la soude caustique.

[1]

### V.2.3.3 Arrêt du Dessaleur

Lorsque l'alimentation de brut est arrêtée, l'injection d'eau sera interrompue pour que le dessaleur soit pris à l'arrêt, pour arrêter ce dernier il faut suivre ces procédures :

- Séparer l'eau de dessaleur et arrêter les pompes d'eau de dessalage.
- Arrêter l'injection désémulsifiant et isoler les vannes de refoulement.

- Arrêter la ligne de l'eau et assurer que son niveau est minimum.
- f) Ouvrir complètement les vannes mélangeuses. [1]

### **V.3 Environnement**

#### **V.3.1. les problèmes environnementaux qui peuvent résulter du raffinage**

Les raffineries posent beaucoup de problèmes sur l'environnement, les problèmes environnementaux qui peuvent résulter du raffinage du pétrole sont les suivantes [61] :

- émissions atmosphériques
- eaux usées
- Déchets
- bruit

#### **V.3.2 émissions atmosphériques**

##### **A/. Gaz d'échappement**

Les gaz d'échappement et les gaz brûlés émis par le raffinage du pétrole résultent de la combustion du gaz, du mazout ou du diesel dans les turbines, les chaudières, et les compresseurs et autres moteurs servant à la production d'énergie et de chaleur.

Les gaz brûlés sont également produits par les chaudières à récupération associées à certains procédés lors de la régénération catalytique continue ou de la combustion du coke de pétrole.

Les unités de production de soufre peuvent émettre de petites quantités d'oxydes de soufre, il convient d'installer des brûleurs bas-nox pour réduire les émissions d'oxydes d'azote.

Il importe de déterminer l'impact sur la qualité de l'air au moyen d'évaluations de la qualité de l'air initiale et de modèles de dispersion pour déterminer les concentrations possibles dans l'air ambiant au niveau du sol pendant la conception et la planification des opérations . [61]

## **B/. Rejet dans l'atmosphère et torchage**

Le rejet dans l'atmosphère et le torchage des gaz sont d'importantes activités menées à des fins opérationnelles et sécuritaires par les installations de raffinage de pétrole pour éliminer les vapeurs de gaz dans de bonnes conditions de sécurité.

Des hydrocarbures de pétrole sont émis dans le cadre des purges de sécurité et au niveau des soupapes de surpression, ils sont collectés dans le circuit de purge et envoyés à la torche. [61]

### **V.3.3 eaux usées**

Les effluents les plus importants résultant du raffinage sont les eaux acides et les eaux non huileuses/non acides, mais hautement alcalines.

Les eaux acides sont produites lors du dessalage, de la distillation atmosphérique, de la distillation sous vide, du prétraitement, de l'hydrodésulfuration les eaux non huileuses/non acides mais hautement alcalines peuvent causer des problèmes dans les stations d'épuration des eaux usées.

Les purges des chaudières et les usines de déminéralisation, en particulier, produisent des effluents qui, s'ils ne sont pas correctement neutralisés, et causer des émulsions dans la station d'épuration des eaux usées.

Des effluents liquides peuvent également dériver de rejets accidentels ou de fuites provenant des équipements, des procédés, des machines et des zones et réservoirs de stockage. [61]

### **V.3.4 Déchets**

Les déchets industriels sont testés et classifiés comme dangereux ou non dangereux en fonction de la réglementation locale en vigueur ou toute autre certification reconnue internationalement.

Les installations de raffinage de pétrole produisent, consomment et stockent des quantités importantes de matières dangereuses, qu'il s'agisse de matières premières ou intermédiaires ou de produits finis.

Les pratiques recommandées en matière de gestion et en particulier de manutention, de stockage et de transport des matières dangereuses.

Outre les catalyseurs usagés, les déchets industriels dangereux sont par exemple :

- Les solvants
- Les filtres,
- Le white-spirit,
- Les adoucissants usagés,
- Les amines ayant servi à l'élimination du  $\text{CO}_2$ , du sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ ) et du sulfure de carbone ( $\text{CS}_2$ ),
- Les filtres à charbon actif et les boues huileuses des séparateurs huile/eau,
- Les fonds de cuve et les fluides industriels ou de maintenance usés

Les pratiques de gestion des déchets dangereux spécifiques à ce secteur industriel consistent notamment à :

- acheminer les boues huileuses provenant des réservoirs de stockage du pétrole brut et du dessalage vers le tambour à coke de la cokéfaction retardée.
- s'assurer que la viscoréduction ne conduit pas à un craquage excessif afin d'éviter la production de mazout instable.
- maximiser la récupération de l'huile dans les eaux usées et les boues huileuses et réduire au minimum les pertes en huile dans le circuit des effluents.
- traiter les boues par épandage ou extraction par solvant, puis par la combustion des résidus et/ou leur utilisation dans l'asphalte, si cela est faisable.

Dans certains cas, les résidus peuvent devoir être stabilisés avant d'être éliminés pour réduire les possibilités de lessivage de métaux toxiques. [61]

### V.3.5 Bruit

Les principales sources de bruit dans les installations de raffinage de pétrole sont :

- Les machines tournantes de grande taille.
- Les pompes.
- Les moteurs électriques.
- Les refroidisseurs d'air (le cas échéant) et réchauffeurs.

Lors des dépressurisations en urgence, les niveaux élevés de bruit sont dus à l'envoi dans les torches de gaz à haute pression envoyés ou aux rejets de vapeur dans l'atmosphère. [61]



#### V.4. Signalisation et codage couleurs des tuyauteries

Le codage par couleurs conventionnelles est utilisé pour alerter sur le risque associé au contenu d'une tuyauterie rigide. Cette identification est essentielle pour éviter les erreurs d'interprétation pouvant conduire à des incidents ou à des accidents graves.

La réglementation impose qu'un système de codage par couleur soit utilisé pour l'identification des familles de fluide circulant dans les tuyauteries et, pour certaines d'entre elles, l'identification des fluides eux-mêmes et de leur état.

L'étiquetage (pictogramme ou symbole) utilisé sur les tuyauteries doit être placé

visiblement, particulièrement près des endroits comportant les plus grands dangers tels que vannes, points de raccordement, aux passages de cloisons et de murs, à l'entrée et à la sortie des appareils, et de manière suffisamment répétitive (sous forme rigide, autocollante ou peinte).

En outre, cette signalisation des tuyauteries sera conforme aux normes 92/58 du

24 juin 1992 et respectera notamment les données suivantes :

- le sens de circulation du fluide sera précisé par une flèche ;
- le nom du fluide véhiculé sera indiqué sur l'étiquetage des tuyauteries ;
- les matériaux résisteront aux UV, aux huiles, aux acides et, d'une manière globale, à l'environnement auxquels ils seront exposés ;
- les symboles de danger seront rappelés sur cet étiquetage à proximité du nom du fluide véhiculé ;
- les couleurs utilisées respecteront la directive NF-X 08 100 ;

Le repérage des fluides dans les tuyauteries est ainsi effectué au moyen de 3 séries de couleurs :

- la couleur de fond, qui caractérise la famille du fluide ;
- la couleur d'identification, qui permet d'identifier certains fluides particuliers ;
- la couleur d'état, qui indique l'état dans lequel se trouve le fluide ;

### **V.4.1. Couleur de fond**

Chaque famille de fluide est caractérisée par une couleur de fond spécifique. Cette couleur peut être apposée :

- sur toute la longueur de la tuyauterie ;
- ou sur une partie de la tuyauterie ;
- sous la forme d'un anneau ;
- ou sous la forme d'une bande.

### **V.4.2. Couleur d'identification**

Certains fluides sont définis par une couleur particulière appelée la couleur d'identification. Le tableau annexé à ce document reprend les différentes couleurs susceptibles d'être rencontrées sur les tuyauteries et indique les dangers des fluides classés au titre de la réglementation sur les substances et préparations dangereuses.

Cette couleur est apposée, parfois en plusieurs endroits, sur toute la largeur de la couleur de fond, sous la forme d'un anneau ou d'une bande. Pour distinguer un mélange de fluides.

Plusieurs couleurs d'identification peuvent être utilisées.

Remarque : un léger intervalle, un filet noir ou blanc peut séparer la couleur de fond de la couleur d'identification afin d'assurer un meilleur contraste.

### **V.4.3. Couleur d'état**

Cette couleur (annexe) précise certaines caractéristiques du fluide : pression, température ou pureté. Cette indication peut être utile dans le cas de tuyauteries assujetties aux dispositions réglementaires relatives aux appareils à vapeur et à pression de gaz.

Outre son danger intrinsèque, l'état sous lequel le fluide est véhiculé dans les canalisations rigides peut engendrer des risques (brûlures pour les produits chauds, surchauffés, froids, refroidis ou liquéfiés, blessures par détente des produits sous pression) ou amplifier, pour certains gaz sous pression, les risques d'asphyxie par remplacement de l'oxygène.

Cette couleur est apposée parfois en plusieurs endroits, sous la forme d'un anneau ou d'une bande. Dans le cas où il y a une couleur d'identification et une couleur d'état, les deux anneaux ou bandes sont accolés.

#### **4. Indications complémentaires**

L'identification du sens d'écoulement peut s'avérer intéressant afin de trouver au plus vite les vannes d'arrêt en cas d'urgence.

Il est également recommandé d'attirer plus directement l'attention du personnel sur le caractère dangereux de certains fluides.

On peut ainsi trouver, fixés à la tuyauterie près de la couleur de fond, des étiquettes, panneaux, plaques, écriteaux ou pictogrammes. Le fluide peut aussi, en complément du code couleur, être identifié par sa dénomination en clair inscrite en toutes lettres ou en abrégé (notamment si le gaz concerné n'est plus défini par une couleur d'identification). [62]

#### **V.5. Conclusion**

La sécurité industrielle est une science qui a pour l'objet l'étude des dangers résultats des activités humaines et des moyens de combattre ces dangers, [63]

L'hygiène industrielle c'est la reconnaissance (dépistage, identification et inventaire), l'évaluation et la maîtrise des facteurs chimiques, physique ou biologique qui représente une charge pour la santé dans l'environnement de travail. [64]

L'audit HSE est l'étape la plus importante de cette recherche d'amélioration : il permet d'établir l'état des lieux indispensable avant toute prise de décision et de le confronter aux réglementations et règles de bonnes pratiques applicables pour mettre à jour les besoins et les opportunités.



## **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 chute de l'efficacité de ce dernier de 95% (désigne) à 45%, 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.

### **Recommandations**

- D'augmenter le taux de l'eau de lavage jusqu'à 5% ( $65 \text{ m}^3/\text{h}$ ) pour favoriser la diffusion et la solubilité des sels (augmenter le nombre et le taille des gouttelettes d'eau dans le brut dans le but d'augmenter la vitesse de coalescence et décantation).
- Utilisation de l'eau de lavage qui n'est pas chargée des sels création d'une unité pour le traitement de l'eau de dessaleur.
- Injection de l'agent desémulsifiants afin de désactiver l'agent émulsifiant naturel et d'obtenir des émulsions moins stables et faciles à détruire (accélérer la vitesse de décantation) ;
- Augmentation de la température de service à  $71^\circ\text{C}$ .

## Pour la prévention contre la corrosion

Néanmoins, l'objectif habituellement recherché est d'optimiser l'opération de dessalage pour limiter les consommations de soude, par ailleurs, l'injection de soude peut être à l'origine des phénomènes de fragilisation des aciers.

La totalité de l'acide chlorhydrique n'est généralement pas neutralisée par la soude, les quelques pourcents restants nécessitent une injection d'ammoniac en tête de colonne complété par un inhibiteur de corrosion alliant une base filmante et une base neutralisante pour parfaire l'action de l'ammoniac.

Lors de ces opérations de neutralisation, le pH ne doit pas devenir basique sous peine de former des sulfures de fer.

Le contrôle des eaux condensées au niveau du ballon de tête (pH, teneur en  $Fe^{2+}$  et  $Cl^-$ ) est nécessaire pour permettre suivre l'efficacité des mesures de prévention de la corrosion. [65]

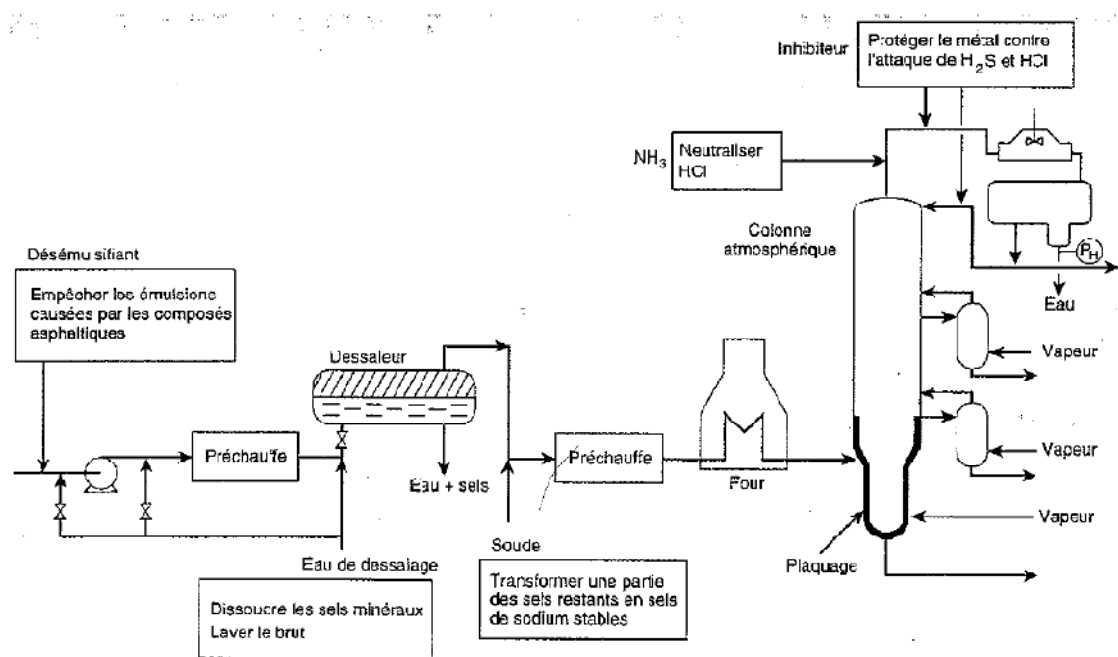


Figure VI.6 : Schéma explicatif de la prévention contre la corrosion. [63]

# Références bibliographiques

## **Bibliographie**

[2] J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP ; Tom 2 ; **1998** ; pp 240-260.

[3] BERTRAND J.N, « L'industrie chimique et le pétrole », conférence JCSV, Sciences aventure (**2012**).

[4] Bruno R, « Le pétrole de l'origine à l'extraction », techniques du milieu naturel matière 2147-514-FE, Cégep de Saint-Félicien, (**2010**).

[5] Fiches pédagogiques réalisées par ApplicaSciences « Pic du pétrole et du gaz »  
(**2007-2008**).

[6] document de formation industrielle IFP training, « principe de raffinage », N°02083-A-F, (**2005**).

[7] Boukadi F.H, « Models for saturated Omami crude oils, petroleum science and technology » vol, N°1-2. P : 89-100 (**2002**).

[8]: Donnez pierre, « essential of reservoir engineering ». Edition technip (**2007**).

[9] Ehsan H et al, « new correlations to predict natural gas on petroleum science and engineering », vol.73, p : 67\_72 (**2005**).

[10] AFNOR, « Corrosion des métaux et alliages, termes principaux et définitions », NF EN ISO 8044, paris : AFNOR, (**2000**).

[11] SETRA-, Centres Techniques d'Ouvrage d'Art-. Equipements latéraux des ponts , protection contre corrosion. Bagneux Bagneux FRANCE, Novembre (**1996**).

[12] kheira, Gharbi. Etude de corrosion et protection des équipements de production du gaz brut à HASSI R'mel. s.l. : Université Kasdi Merbah Ouargla , (**2015**).

[13] Sabah. Mammeri. Memoire de magister, Corrosion des solutions solides des alliages Cu-6,5 % mass. Ag ET Cu-15 % mass. In. (**2008**).

[14] Y, Radhia. Mémoire de Magister, "Synthèse de nouveaux composés de l'acide phosphorique et mise en évidence de leur acidité affinité de chélation et de leurs propriétés inhibitrices de corrosion". s.l. : Université de Sétif , (**2012**).



- [15] : Chambre syndicale de la recherche et production du pétrole et du gaz naturel. Livre "Corrosion et inhibition des puits et collectes". s.l. : Technip, (1981).
- [16] American galvaniser association. La galvanisation à chaud pour la protection contre la corrosion. [En ligne] (2012).
- [17] ENSPM formation industrie. Corrosion des métaux, - . s.l. : IFP training, France, (2005).
- [18] Dr.BENSABRA, Hakim. Support Cours Département de Génie des Procédés. s.l. : Université de Jijel.
- [19] Said, BENSAADA. Cours de corrosion. Biskra : L'OPU, 2015. p. 7;23. 978.9961.0.1511.7.
- [20] J. Philibert, Alain Vignes et Yves Bréchet, Pierre Combrade. Métallurgie : du minerai au matériau. Paris, Milan , Barcelone : MASSON, (1998).
- [21] J.P.WAUQUIER. « Procédés de séparation », Edition Technip , (1998).
- [22] Jean J.L, « Sciences des matériaux, Précis de corrosion », Edition beachemin, (1994).
- [23] J.M.BOUMANN. Dessalage du pétrole brut sur champs de production. Revue IFP. (2011).
- [24] Jolly, Jean-Pierre et ai, FASCICULE DE BREVET EUROPEEN p02
- [25] M. Nicolas Abatzoglou M. Maher Boulos Rapport final Équipe A Raffinerie intégrée P 260. l'année
- [26] Brahim Dorban. *Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques*. mémoire de Magister Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [27] Cours Procédés de raffinage et pétrochimie, université de Skikda (2017)
- [28] Raffinerie de pétrole et de gaz. février 2003.
- [29] Document de TOTAL. Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97.
- [30] Procédés et unités de raffinage (fractionnement initial des pétroles bruts) ingénieurs en sécurité industrielle.
- [31] Arla D. acides naphthéniques-hydrates de gaz : influence de l'interface eau/huile sur les propriétés dispersantes d'un brut acide. Thèse de doctorat, université de pau et des pays de l'adour, (2006).

- [32] B. BOUCECRIMA, A. DOUBI et M. ZERROUK ; Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants. I.C.I.C.U. Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD ; (2006).
- [33] H. Laiche, S. El Hachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala ; Mémoire d'ingénieur ; Université de Kasdi Merbah Ouargla ( 2005 ) 102 p.
- [35] Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; (2008) pp 351–456.
- [34] R. DAVID. Handbook of chemistry and physics. CRD, édition 89eme. (2008). 9-50p. (ISBN 142006 ET 978-140066791).
- [36] Clint J.H. Surfactant aggregation. Blackie Son Ltd, (1992).
- [37] Encyclopedia of emulsion technology. Marcel Dekker, (1983)
- [38] Lionel flesinski, étude de la stabilité des émulsions et de la rhéologie interfaciale des systèmes pétrole brut/eau : influence des asphaltènes et des acides naphthéniques, l'université de Rau et des pays de l'Adour. l'année, these
- [39] CQP Dermocosmétologie Pharmaceutique / TC / CFA Toulouse Module 1.1 Les différentes formes galéniques II Les mélanges hétérogènes (2012).
- [40] Emilio Alberto PARUTA TUAREZ *EMULSIONS INVERSES TRES CONCENTREES*
- [41] Feiyue Wu, Hong Li ; Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil ; Desalination ; Volume 307 ; Jiangsu Key Laboratory for Chemistry of Low-Dimensional Materials, College of Chemistry and Chemical Engineering, Huaiyin Normal University, Huai'an, 223300, P.R. China (2012) ; pp 20-25.
- [42] Eléonore JOUANNY – BOUYER ; stabilisation d'émulsion d'intérêt pharmaceutique par des protéines et des polysaccharides : exemples de la  $\beta$ -lactoglobuline, de la gomme arabique et de la gomme xanthane.
- [43] olivier doumeix. Opération unitaire et génie biologique. P11
- [44] BENAOUA ILYES; Etude de système de dessalage au champ OURHOUD; université kasdi merbah ouargla (2013).
- [45] TEMMAR Mounir et NAAM Ridha; le dessalage du pétrole : redimensionnement et paramètres clés, Université Kasdi-Merbah Ouargla, 2013, p 14-19.
- [46] ROUIBET. SONATRACH Formation IAP Cours de Raffinage (2014).
- [47] Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec, méthode d'analyse, MA. 100 – pH 1.1, « Détermination du pH : méthode électrométrique » Édition ? : (2014-03-17).
- [48] manuelle opératoire de laboratoire de RA1K.

[49] SONATRACH Fiche Technique de la colonne de distillation atmosphérique de RA1K.

[50] Yves CHAUVIN; corrosion et dégradation des matériaux métalliques, compréhension des phénomènes et applications dans l'industrie pétrolière et des procédés; EDITIONS TECHNIP ; (2009) pp 240-260.

[51] : N. youcefi « analyses et caractérisation de pétrole brute

[52] Chimie GCI 190, dosage des ions chloruresw, (2011)

[53] SONATRACH Fiche Technique du dessaleur de RA1K.

[54] Brania Nada Khawla, « Conditionnement des eaux de refroidissement et traitement des eaux de chaudières au niveau de la raffinerie de Skikda RA1K », chimie et traitement des eaux, université 20 Août 1955 Skikda, (2014/2015).

[55] Jean-Pierre Limousin « Guide PME/PMI santé et sécurité au travail » Edition (2010).

[56] Lafitte- Vigordane, « analyse des risques de glissade » référence : 08RE741, avril (2009).

[57] Henri Aussel, Patrick Ferry, Cram Bourgogne « incendie et lieu de travail, prévention et lutte contre le feu » Edition INRS ED 990, décembre (2007).

[58] T. Athuyt, « Conception des locaux de travail : risque d'incendie » ED 2411 INRS janvier (2005).

[59] Dieter Schmitter, « Risque de manutention » Référence : 44018.f 1<sup>er</sup> édition : février (2002).

[60] Photo prise au niveau du bloc HSE de RA1K (2016).

[61] Société financière internationale, « Direction environnementales, sanitaires et sécuritaires pour la grande production de composés organiques à base de pétrole » (2007).

[62] V CARTIER, C SABATER « Master Prévention des Risques et Nuisances Technologiques » P.R.N.T. (2004-2005)

[63] A. Tiberghent, « Notion d'hygiène professionnelle et industrielle », Editon 777 (2007).

[64] C. Bernard « Ergonomie, hygiène et sécurité », Edition : ehst Marseille d'ergonomie (2004).

# Annexe

## **Annexe A : Historique et Présentation de la Raffinerie de Skikda**

### **1 Vue historique sur l'organisation de l'activité raffinage**

À l'origine, le raffinage était une activité intégrée dans la société nationale Sonatrach, à partir du 01 Janvier 1982 , le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont séparés et érigés en entreprise nationale de raffinage et de distribution de produits pétroliers (ERDP-NAFTAL). L'E.R.D.P fut créée par décret N°80-101 du 06 Avril 1980, dans le cadre de la restructuration de la Sonatrach, et mise en place le 01 Janvier 1982. L'E.R.D.P est placée sous tutelle du ministère de l'énergie et des industries pétrochimiques.

A partir du 02 Février 1985, l'E.R.D.P a été transformée sous le nom commercial qui est "NAFTAL».

### **2 Principales raffineries**

Actuellement l'entreprise nationale de raffinage de pétrole gère l'ensemble des cinq raffineries se trouvant dans les villes de : Skikda, Alger, Arzew, Hassi Messaoud. La capacité totale de transformation de l'entreprise est de 26491100 t/an et elle est répartie comme la montre le tableau suivant :

**Tableau A.1 : Capacité de traitement des quatre raffineries [1]**

<b>Raffinerais</b>	<b>Capacité de traitement</b>
<b>De Skikda (RA1 /K)</b>	<b>Pétrole brut : 15, 000,000 t/an</b> <b>Brut réduit importé : 277 ,000 t/an</b>
<b>D'Alger (RA1/G)</b>	<b>Pétrole brut : 2, 500,000 t/an</b>
<b>D'Arzew (RA1/Z)</b>	<b>Pétrole brut : 2, 500,000 t/an</b> <b>Brut réduit importé : 320,000 t/an</b> <b>GPL 1, 000,000 t/an</b>
<b>D'Arzew (RA2/Z)</b>	<b>Condensât stabilisé : 3, 000,000 t/an</b>
<b>De Hassi Messaoud (RA1/HS)</b>	<b>Pétrole brut : 1, 236,500 t/an</b>

### **3 Présentation de la Raffinerie de Skikda (RA1/K)**

#### **3.1 Introduction**

Le but de raffinerie de pétrole de Skikda RA1K, est :

- De raffiner le pétrole brut de Hassi Messaoud ou le mélange Arzew avec une capacité de traitement actuellement atteint jusqu'à 15 millions t/an.

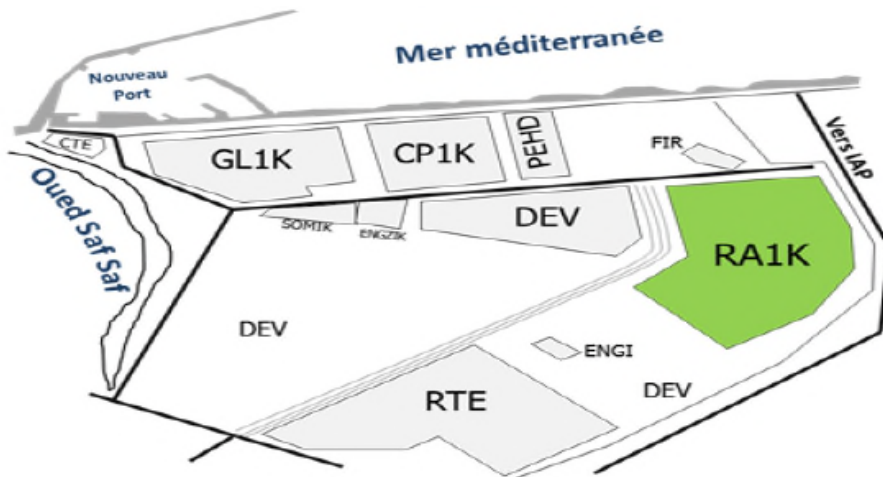
- Traiter du naphta pour produire des essences et des aromatiques.
- Traite de brut réduit importé pour produire des bitumes routiers et oxydés avec une capacité de traitement de (277.000 t/an).

### 3.2 Situation géographique

Cette raffinerie est située dans la zone industrielle à 7Km à l'est de Skikda et à 2Km de la mer, elle est aménagée sur une superficie de 190 hectares.

Elle est alimentée en brut algérien par l'unité de transport est ETU de Skikda (c'est une station intermédiaire de Hassi Messaoud).

Le transport du pétrole brut est réalisé à l'aide d'un pipe-line à une distance de champs pétroliers jusqu'à le complexe de 76.



**Figure 1.1 : Situation géographique de RA1K dans la zone industrielle à Skikda 0Km.**

[1]

### 3.3 Présentation des différentes unités

Il se compose des unités de production suivantes :

#### 3.3.1 Département production I :

- Unité 10/11 de distillation atmosphérique (TOPPING) ;
- Unité 100 de prétraitement et de reforming catalytique du Naphta B;
- Unité 101/103 de prétraitement : reforming catalytique du Naphta 80% B avec 20% ;
- Unité 30/31 et 104 de traitement et séparation des gaz (GPL) ;
- Unité 70 de distillation sous vide (Production des bitumes) ;

- Unité 200 d'extraction des aromatiques ;
- Unité 400 de cristallisation et séparation du para xylène ;
- Unité 500 de l'isomérisation du o-m xylène et éthyle-benzène en P-xylène ;
- Unité 700 de l'hydrotraitement du Naphta A ;
- Unité 701 de l'isomérisation du Naphta A ;
- Unité 702 de l'hydrotraitement du Naphta A ;
- Unité 703 de l'isomérisation du Naphta A ;
- Unités 900-901 de purification de l'Hydrogène.

### **3.3.2 Département production II**

- Unité 600 de stockage, mélange et expédition Est, Sud et Nord.

Unités annexes et utilités sont :

- Unité 63 pour la déminéralisation des eaux ;
- Unité 1061 de polissage (traitement) de condensat ;
- Unité 1111 de production de l'Azote ;
- Unité 1082 de production de l'air service et l'air instrument ;
- Unité 1100 de traitement des effluents, tours de refroidissement, eaux de service et eaux anti-incendie ;
- Unité 1101 de traitement des effluents (nouvelle unité 2013) ;
- Unités 1050-1051 : centrale thermique électrique et utilités (CTE 1&2).

**Tableau A.2 : Les caractéristiques de la charge brute de Hassi Messaoud [1]**

<b>Paramètre</b>	<b>valeur</b>	<b>paramètre</b>	<b>valeur</b>
<b>Gravité, API</b>	<b>44,7</b>	<b>Sulfure total,% Massique</b>	<b>0 ,13</b>
<b>Densité à 15°C</b>	<b>0,8025</b>	<b>Teneur D'hydrogène sulfurique, ppm</b>	<b>0</b>
<b>Facteur de Caractérisation</b>	<b>12</b>	<b>Teneur Ash, % massique</b>	<b>&lt;0,005</b>
<b>Viscosité cinématique Cst = 37,8°C</b>	<b>1,989</b>	<b>Teneur de sel NaCl, % massique</b>	<b>&lt;0,001(*)</b>
<b>TVR à 100 °F, psi</b>	<b>10,4</b>	<b>Teneur en Wax, %massique</b>	<b>2,4</b>
<b>Point de trouble °C</b>	<b>(-) 52</b>	<b>Teneur Asphaltène % massique</b>	<b>0,06</b>
<b>Point de flash °C</b>	<b>&lt;20</b>	<b>CCR content,% massique</b>	<b>0,83</b>
		<b>BSW&amp;W, vol%</b>	<b>Traces</b>



**Tableau A.3 : Charge, Produits et Débits de l'U-10 [1]**

Produits	Rate, kg/h
Gaz carburant	168
GPL	38883
Coup C6	8959
Naphta A	41896
Naphta B	145198
Naphta C + essence naphta	117907
Kérosène	93751
Gasoil léger	217533
Gasoil lourd	77090
Résidu	290479
Total	1031696

## **Sommaire**

1 Vue historique sur l'organisation de l'activité raffinage

2 Principales raffineries

3 Présentation de la Raffinerie de Skikda (RA1/K)

3.1 Introduction

3.2 Situation géographique

3.3 Présentation des différentes unités

3.3.1 Département production I

3.3.2 Département production II

## **Tableaux :**

Tableau A.1 : Capacité de traitement des quatre raffineries

Tableau A.2 : Les caractéristiques de la charge brute de Hassi Messaoud

Tableau A.3 : Charge, Produits et Débits de l'U-10

## **Figures :**

Figure 1.1 : Situation géographique de RA1K dans la zone industrielle a Skikda 0Km.

## **Bibliographie**

[1] :A. Merabet, « MO-PROD-2 Manuel Opérateur Topping U11 -RA1K », actmteaval dmsioh raffinage, (2014)

## **Résumé**

Le dessalage du pétrole brut est une opération très importante pour assurer un bon fonctionnement des unités en aval. En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique menant à une corrosion du circuit de tête. Le dessaleur situé en amont de la colonne de distillation, a donc pour fonction d'éliminer l'eau et les sels (chlorure de sodium et sels alcalino-terreux) contenus dans le pétrole brut, avant son fractionnement.

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

**Mots clés:** pétrole brut, dessaleur, chlore, sel, colonne, distillation.

## **Abstract**

The desalting of crude oil is a very important operation to ensure the proper functioning of the downstream units. Indeed, poor desalination has direct consequences on the operation of the atmospheric distillation column: corrosion of the head circuit. The desalter located upstream of the distillation column serves to remove water and salts (Sodium chloride and alkaline earth salts) contained in the crude oil, prior to its fractionation.

Our goal is to check the design calculations of desalter and study the influence of the key electrostatic desalting parameters to find an effective solution in order to get to obtain a product that meets the standards and commercial requirements.

**keywords :**Crude oil, dessaleur, chlorine, salt, column, distillation.