

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE EPOPULAIRE**



**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA**



**Faculté des sciences appliquées**

**Département de Génie des procédés**

**Mémoire**

**MASTER ACADEMIQUE**

**Domaine : Science et technologie**

**Filière : Industries pétrochimiques**

**Spécialité : Génie de raffinage**

**Présenté Par :**

**IBEK AG SAHLI HIBET ARAHMANE**

**Thème :**

**ETUDE DE DESSALAGE DU PETROLE BRUT**

**Soutenu publiquement le :  
Devant le jury composé de :**

Mr	Zerrouki Djamel	Professeur (UKM Ouargla)	Président
Mr	Ben Cheikh Kamal	MCA (UKM Ouargla)	Examineur
M <sup>me</sup>	Kateb Lamia	MAA (UKM Ouargla)	Encadreur

Année universitaire 2020/2021

# *Dédicace*



*Je dédie ce travail :*

*A qui ses prières m'ont toujours sauvé, ma chère maman, que Dieu la préserve,*

*Pour mon soutien dans le monde mes frères : **NOUR, TAYEB, KHALAD.***

*A toute ma famille, en particulier mon cousin Muhammad.*

*À mon modèle, mon professeur, **ABLA GOUNI.***

*A la supportrice psychologique et à ses filles, **TATA NADJATE, ILHAME,  
TOMA.***

*A mon oncle **Abd Salam**, sa femme et ses enfants*

*Tous mes amis.*

*A tous mes amies de fac -**IKRAM, HADJARE, AMINA, SAFA, YOUSRA,  
SAFA -***

*Tous les professeurs qui m'ont enseigné dans mon parcours académique*

*A mon cher pays « **ALGERIEN** », et à la belle ville de « **TEMASINE** »*

***hiba***



## *Remerciements*

*Tout d'abord, je remercie Dieu Tout-Puissant de m'avoir donné la force et la patience pour terminer ce travail.*

*Je remercie également Mme L-kateb la superviseure, pour ses conseils, ainsi que le comité de discussion chacun en son nom.*

*Je remercie tous les enseignants du département de génie des procédés.*

*Je remercie également le professeur Tijani Zakaria pour son soutien constant.*

*Je remercie également tous ceux qui m'ont aidé dans ce travail de loin ou de près.*

*hiba*

## Résumé

---

### Résumé

Le dessalage de pétrole est l'un des procédés les plus importants pour obtenir un produit répondant aux normes commerciales (sels entre 40 à 60 mg/l), et pour assurer le bon fonctionnement des différents traitements pétroliers, en effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le dysfonctionnement des tours de distillation, l'encrassement des échangeurs et des fours et la corrosion des circuits.

Dans ce travail, nous avons fait l'étude de deux unités de dessalage à Hassi Messaoud, le champ (CIS) et le champ (UTBS), et on a suivi les calculs de dimensionnement de leurs dessaleurs.

**Mots clés** : dessalage, pétrole, le champ CIS, le champ UTBS.

Tableau	titre	page
Tableau (II.1)	Les origines de l'eau salée dans le pétrole brut.	10
Tableau (II.2)	Les opérations fondamentales ont lieu dans un dessaleur électrostatique.	22
Tableau (IV.1)	les paramètres de design et actuel du dessaleur de l'UTBS.	42
Tableau (IV.2)	les paramètres de design et actuel du dessaleur de cis.	46
Tableau (IV.3)	résultats pour les deux unités de dessalage.	51

## Liste des Figures

figure	titre	page
Figure (II.1)	Chlorure de Sodium	11
Figure (II.2)	Intérieur de colonne de distillation.	12
Figure (II.3)	Bouchage du faisceau tubulaire d'un échangeur.	13
Figure (II.3)	Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-eau.	14
Figure (II.4)	Les différents types d'émulsions.	15
Figure (II.5)	Emulsion Eau-Brut.	16
Figure (II.6)	Principe de l'émulsion.	17
Figure (III.1)	Dessaleur électrique.	27
Figure (III.2)	Dessaleur électrostatique .	29
Figure (III.3)	étapes de dessalage du brut.	30
Figure (III.4)	Schématisation du mécanisme de la coalescence.	31
Figure(III-5)	décantation	33
Figure(III-6)	Principe de dessalage.	33
Figure(III-6)	la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.	34
Figure(III-7)	La variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.	36
Figure(III-8)	la salinité en fonction de la $\Delta P$ .	37
Figure(IV.1)	$K = f(\alpha)$	45
Figure(IV.2)	$K = f(\alpha)$	49

## Liste des symboles et annotations

symbole	désignation	unité
A	rayon des gouttelettes	m
D	distance entre les centres de gouttelettes	m
d	diamètre de la gouttelette d'eau	m
$d_c$	densité de la phase continue	/
$d_d$	densité de la phase dispersée	/
$d_c$	densité de la phase continue (brut).	
E	champ électrique.	v/cm
E1	Champ primaire	
G	accélération de la pesanteur.	M2/s
g	Accélération de la pesanteur	m/s <sup>2</sup>
H	Distance entre l'interface et l'électrode basse	m
m	masse du corps en révolution	kg
n	vitesse de révolution	Tr/s
Q	Débit volumique du brut	M3 /h
$Q_b$	Quantité de brut à dessaler	M3/h
$Q_d$	Quantité de brut dessalé	M3/h
$Q_w$	Quantité d'eau de lavage	M3/h
$Q_{wr}$	Quantité d'eau de purge	M3/h
r	rayon du cercle de révolution	m
T	Temps de séjour	/
TS	temps de séjour ou temps de rétention.	/
U	Tension entre les électrodes	V
V	volume de la capacité	
$V_1$	Volume de la parité cylindrique du dessaleur	M3
$V_2$	Volume des deux hémisphères	M3
$v_c$	vitesse de coalescence.	m/s
$v_c$	viscosité cinématique de la phase continu.	ct
$v_d$	vitesse de décantation	
X	taux d'eau de lavage.	%
X	teneur en eau du brut à dessaler	%
Z	teneur en eau du brut a dessalé	%
$\mu$	viscosité dynamique du brut.	M2/s

## **Abréviation**

API: American Petroleum Institute.

BSW: Basic Sediment and Water.

CIS : center industriel sud Hassi Massoud.

PPM : parte par million.

UTBS : Unité de Traitement de Brut Sud.



# Sommaire

dédecace.....	Erreur ! Signet non défini.
Remarciment.....	Erreur ! Signet non défini.
Résumé .....	III
Liste des Tableaux .....	III
Liste des Figures .....	V
Liste des symboles et annotations .....	VI
Abréviations.....	VII
Sommaire .....	VIII
<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
<b>PARTIE THEORIQUE .....</b>	<b>2</b>
<b>CHAPITRE I : GENRALITES SUR LE PETROLE BRUT .....</b>	<b>3</b>
<b>I-Introduction .....</b>	<b>4</b>
<b>I-1- Le pétrole brut .....</b>	<b>4</b>
<b>I-2- Composition du pétrole brut .....</b>	<b>4</b>
<b>I-3-Spécification du pétrole .....</b>	<b>6</b>
<b>CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES SELS ET LES EMULSIONS.....</b>	<b>9</b>
<b>II-1-Généralités sur les sels .....</b>	<b>10</b>
<b>II-1-2-Origine et formes des sels .....</b>	<b>10</b>
<b>II-1-3-Nature De sel .....</b>	<b>11</b>
<b>II-1-4-Inconvénients des sels .....</b>	<b>11</b>
<b>II-2-Théorie Sur Les Emulsions .....</b>	<b>14</b>
<b>II-2-1-Définition de l'émulsion .....</b>	<b>14</b>
<b>II-2-2-Types d'émulsions .....</b>	<b>14</b>
<b>II-2-3-Conditions de formation d'une émulsion .....</b>	<b>15</b>
<b>II-3-Procèdes des désintégrations des émulsions .....</b>	<b>16</b>
<b>-4-Procédé mécanique .....</b>	<b>18</b>
<b>II-5-Procédés chimiques .....</b>	<b>20</b>
<b>II-6-Procédé électrique.....</b>	<b>21</b>

<b>CHAPITRE III : LE DESSALAGE DE PETROLE BRUT ET LE DESSALAGE</b>	
<b>ELECTROSTATIQU</b> .....	<b>23</b>
<b>III-1-Le dessalage de pétrole brut</b> .....	<b>24</b>
<b>III-1-1- Introduction</b> .....	<b>24</b>
<b>III-1-2- Définition de dessalage</b> .....	<b>24</b>
<b>III-1-4-Objectif et principe</b> .....	<b>25</b>
<b>III-1-5-Paramètre de réglage du dessaleur</b> .....	<b>25</b>
<b>III-1-5-1-Température</b> .....	<b>25</b>
<b>III-1-5-2-Niveau d'interface eau-brut</b> .....	<b>25</b>
<b>III-1-5-3-Taux d'eau de lavage</b> .....	<b>26</b>
<b>III-1-5-4- Point d'injection de l'eau de lavage</b> .....	<b>26</b>
<b>III-1-5-5-Perte de charge dans la vanne de mélange</b> .....	<b>26</b>
<b>III-1-5-6-Taux et les points d'injection de dés émulsifiants</b> .....	<b>26</b>
<b>III-2-Dessalage électrostatique</b> .....	<b>27</b>
<b>III-2-1-Généralités</b> .....	<b>27</b>
<b>III-2-2-Types de dessaleur électrostatique</b> .....	<b>28</b>
<b>III-2-3-Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique</b> .....	<b>28</b>
<b>III-2-4-Mécanisme du dessalage électrostatique</b> .....	<b>30</b>
<b>III-3- Paramètres de marche</b> .....	<b>34</b>
<b>III-4-Temps de séjour</b> .....	<b>38</b>
<b>III-5-Avantages et inconvénients</b> .....	<b>38</b>
<b>Partie calcul</b> .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>Chapitre IV : Exemple de dimensionnement de deux dessaleurs</b> .....	<b>41</b>
<b>IV- Introduction</b> .....	<b>40</b>
<b>IV-1-Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS</b> .....	<b>40</b>
<b>IV-1-1-Bilan matière</b> .....	<b>41</b>
<b>IV-1-2-Détermination de la quantité d'eau de lavage</b> .....	<b>41</b>
<b>IV-1-3-Détermination de la quantité d'eau de purge</b> .....	<b>41</b>
<b>IV-1-4-Calcul de la quantité de brut dessalé</b> .....	<b>42</b>
<b>IV-1-5-Calcul de diamètre de dessaleur</b> .....	<b>42</b>
<b>IV-1-6-Calcul de la longueur de dessaleur</b> .....	<b>43</b>
<b>IV-1-7- Calcul du temps de séjour</b> .....	<b>44</b>
<b>IV-2-Dimensionnement de dessaleur de CIS</b> .....	<b>44</b>
<b>IV -2-1-Le bilan de matière de dessalage</b> .....	<b>45</b>

<b>IV-2-2-Détermination de la quantité d'eau de lavage .....</b>	<b>45</b>
<b>IV-2-3- Détermination de la quantité d'eau de purge .....</b>	<b>45</b>
<b>IV-3-3Calcul de la quantité de brut dessalé .....</b>	<b>45</b>
<b>IV-3-4- Calcul de vitesse de décantation .....</b>	<b>45</b>
<b>IV-3-5-Calcul le diamètre de dessaleur .....</b>	<b>46</b>
<b>IV-3-6-Calcul la longueur de dessaleur .....</b>	<b>47</b>
<b>IV-3-7- Calcul le volume de dessaleur .....</b>	<b>48</b>
<b>IV-3-8-Calcul du temps de séjour .....</b>	<b>48</b>
<b>IV-4-Discussion des résultats .....</b>	<b>50</b>
<b>Conclusion.....</b>	<b>51</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>52</b>

### **INTRODUCTION GENERALE**

La demande mondiale d'énergie augmente avec le temps, notamment sous l'influence de la croissance économique et démographique.

Le pétrole est devenu la principale source d'énergie, car il est la principale matière première pour sa domination sur toutes les industries, en particulier la pétrochimie, les transports, les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, les plastiques et les peintures.

Mais dans le processus de sa production, il existe encore de nombreux dépôts de différentes formulations, tels que des chlorures de sodium et de magnésium avec peu de sulfate, de silice et d'oxyde de fer, en plus de quelques traces d'eau sous forme d'émulsion.

Le pourcentage de ces sels varie fortement d'une région à l'autre, car leur présence provoque de nombreux phénomènes nocifs tels que la corrosion.

Afin d'obtenir un produit répondant aux bonnes normes commerciales, ces sels et eaux doivent être éliminés au besoin à tous les niveaux de traitement à partir des matières premières, ce qui nécessite l'installation d'unités de dessalement.

En général, ces unités de dessalement sont du type électrostatique, qui est soumis à une haute tension (20000 volts), casse l'émulsion et libère la partie eau de l'huile, puis ces gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grandes quantités de gouttelettes, qui sous l'influence de leur densité s'installe au fond.

Dans nos travaux, nous étudierons une comparaison de la taille des performances de dessalement, de l'effet des facteurs de dessalement électrostatique, et des dimensions de l'unité de dessalement dans les deux champs pétrolifères de Hassi Messaoud (CIS)(UTBS).

Ce travail est organisé selon les trois chapitres suivants :

- Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut.
- Chapitre II : Généralités sur les sels et les émulsions.
- Chapitre III : Dessalage du pétrole brut et le dessalage électrostatique.
- Chapitre IV : Dimensionnement et comparaison des dessaleurs.

---

# ***PARTIE THEORIQUE***

---

---

***CHAPITRE I :***  
***GENERALITES SUR LE***  
***PETROLE BRUT.***

---

**I-Introduction :**

Le pétrole brut a une importance capitale dans le monde moderne puisqu'il constitue avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60 % des besoins énergétiques Mondiaux ou autres, les hydrocarbures qui composent permettent la fabrication des produits Énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété Ne cesse d'augmenter (les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et Détergents). [1]

**I-1- Le pétrole brut :**

Le pétrole est un mélange de différents produits hydrocarbonés, utilisables dans les différentes branches de l'industrie et des moteurs à combustion.

La qualité d'un brut dépend largement de son origine, sa couleur, sa viscosité, sa teneur en soufre, son point d'écoulement et sa teneur en minéraux.

La structure de chaque raffinerie doit tenir compte de tous ces facteurs. En plus, une raffinerie doit être conçue pour traiter une gamme assez large de bruts. Bien que, il existe des raffineries conçues pour traiter uniquement un seul brut, mais ce sont des cas particuliers où la ressource estimée en brut est assez conséquente. [1]

**I-2- Composition du pétrole brut :**

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures.

Parmi les composants du pétrole, on compte également les composés oxygénés, le soufre et l'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%), aussi on a pu constater la présence dans les cendres du pétrole du chlore, phosphate, silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni... etc.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux trois groupements suivants :

- Les paraffines (alcanes).
- Les naphènes.
- Les hydrocarbures aromatiques. [1]

***I-2-1- Les hydrocarbures paraffinés (Alcanes) :***

Ces hydrocarbures sont saturés ayant la formule générale  $C_nH_{2n+2}$  ; la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable.

Si cette teneur est supérieure ou égale à 50%, on dit que le pétrole est paraffiné, on

Distingue :

- Les paraffines gazeuses.
- Les paraffines liquides.
- Les paraffines solides.

Ils sont constitués d'un enchaînement d'atomes de carbone combinés avec l'hydrogène et peuvent être structurés en chaînes droites ou ramifiées ; leur générale est  $C_nH_{2n+2}$ . [1]

### ***I-2-2-Les naphènes (hydrocarbures cycliques saturés) :***

Dans ces hydrocarbures, il y a cyclisation de tout partie du squelette carboné ; le nombre d'atomes de carbone du cycle ainsi formé peut varier. Ils ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celles des alcanes à même nombre d'atomes de carbone.

Dans les pétroles bruts, les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atomes de carbone. [1]

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

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale  $C_nH_{2n}$ , Ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphéniques monocycliques, bi cycliques et polycycliques. Si leur teneur est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphénique. [7]

### ***I-2-3-Les Hydrocarbures aromatiques :***

Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale  $C_nH_{2n-6}$ , ces Hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de benzène, toluène, xylène et leurs dérivés. Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique. [1]

Ce sont des hydrocarbures cycliques poly insaturés présents en forte concentration dans les pétroles bruts. La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées leur confère des propriétés remarquables. En effet, les premiers termes (benzène, toluène, xylène) sont des matières premières fondamentales de la pétrochimie. [7]

---

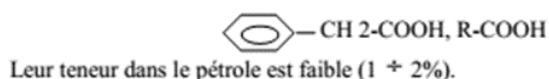


***I-2-4-Les Hydrocarbures insaturés (oléfines) :***

Le pétrole ne contient pratiquement pas d'hydrocarbures insaturés ; ils sont surtout produits par le traitement des produits pétroliers dans les procédés thermiques et thermo catalytiques. [1]

***I-2-5-Composés oxygénés :***

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et d'acides Naphténiques [1]

***I-2-6-Substances résineuses et Asphalteuse :***

Ces substances sont présentées dans le pétrole sous forme d'un mélange très complexe de composés hétérocycliques à noyau contenant le soufre, l'azote, l'oxygène et les métaux, leurs teneurs varient entre (10 et 20%). [1]

***I-2-7-Substances minérales :***

Le pétrole brut contient de l'eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sédiments. [1]

**I-3-Spécification du pétrole :*****I-3-1- La densité (spécifique gravité) :***

La connaissance de la densité à une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépende de cette propriété, souvent exprimer en degré API.

Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre même, on observe aussi des variations de densité d'un puits à un autre dans le même champ. [1]

***I-3-2- Point d'écoulement :***

Lorsque le pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, si l'abaissement de la température est suffisant, le pétrole brut cesse d'être fluide et s'approche à l'état solide.

Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la palpabilité.

En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée.

Le point d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre :  $-60^{\circ}\text{C}$  et  $+30^{\circ}\text{C}$ . [1]

### ***I-3-3- Viscosité :***

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement température baisse, par contre pour le brut naphhténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

Importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinée augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphhténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif. [1]

### ***I-3-4- Tension de vapeur et point d'éclair :***

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbure léger.

On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0.2 bars à  $37.8^{\circ}\text{C}$  a un point d'éclair inférieur à  $20^{\circ}\text{C}$ . [1]

### ***I-3-5- teneur en soufre :***

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et Parfois même du soufre en suspension.

D'une manière générale, la teneur totale en soufre d'un brut est comprise entre 0.05 et 5 % en poids, le rapport qui s'accorde avec la teneur en soufre des débris organiques qui à l'origine du pétrole brut. [1]

### ***I-3-6-Teneur en azote :***

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine) ou neutres (pyrrole, indole, caracole)

Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable.

---

Il se décompose sous l'action de la chaleur pour donner des bases organiques Ou de l'ammoniac qui réduisent l'acidité des catalyseurs des unités de transformation. [1]

***I-3-7- Teneur en eau sédiments et sels :***

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, dépôts et bouchages.

Dans le brut l'eau se trouve en partie dissoute ou sous forme d'émulsion plus ou moins Stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltées ou de certains agents tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

Les sédiments sont des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau, peuvent être entraînés avec le brut. Ce sont de fines particules de sable, de boue de forage ou de débris de roche. La présence de tels produits dans le pétrole est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent boucher les tuyauteries et détériorer la qualité des fuels.

La présence de sels minéraux dans le pétrole pose de sérieux problème lors du traitement, bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de PPM. [1]

---

***CHAPITRE II :***  
***GENERALITES SUR LES***  
***SELS ET LES EMULSIONS***

---

**II-1-Généralités sur les sels :****II-1-2-Origine et formes des sels :**

La plupart des puits fournissant lors de leur mise en production une huile anhydre (Teneur en eau < 20 ppm) variablement chargée en sels, au cours de la vie du puit cette teneur Tend à augmenter régulièrement.

La présence d'eau chargée de sel dans le brut peut avoir des causes d'origines diverses donne dans le tableau (II.1) : [1].

Tableau (II.1) : Les origines de l'eau salée dans le pétrole brut.

◆ Naturelles	◆ Accidentelles	◆ volontaire
<p>Au cours de son déplacement à l'intérieur des pores de la formation, le pétrole se trouve intimement lié à l'eau de gisement, ce qui provoque une émulsion. Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation de certains puits, mais il finit par se manifester au de la vie du champ.</p>	<p>L'eau présente dans le brut peut provenir également : -D'une zone située au-dessus de la couche productrice (mauvaise cimentation des puits producteurs de pétrole).</p>	<p>Les lavages à l'eau douce pratiquée sur les installations de production pour dissoudre les dépôts et dans le brut pour les dessalés. Le sel prédominant dans le brut est le chlorure de sodium (Na cl), accompagné de Déchlorure de magnésium (MgCl<sub>2</sub>), de déchlorure de calcium (CaCl<sub>2</sub>) et de certaines particules Solides (SiO<sub>2</sub>) argile, résine, sable, sédiment ...) Ces sels sont présents dans le brut sous deux formes : - Sous forme de cristaux.</p>

**II-1-3-Nature De sel :**

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

- $MgCl_2$  (chlorure de magnésium) = 20%,
- $CaCl_2$  (chlorure de calcium) = 10%,
- $NaCl$  (chlorure de sodium) = 70%. Figure (II.1).

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut.

Les sels sont présents soit.

- Sous forme de cristaux.
- Ionisés dans l'eau présente dans le brut. [3]



Figure (II.1) : Chlorure de Sodium

**II-1-4-Inconvénients des sels :**

Les sels se trouvant dans la brute présentent les inconvénients suivants :

- Les sels se précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur, des Fours, des conduits engendrant :
  - la diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section
- la diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs

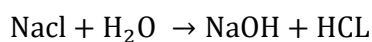
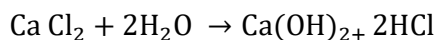
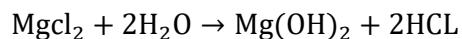
Causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sel.

La perforation et la rupture des tubes des fours : les dépôts de sel provoquent

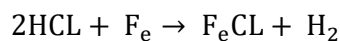
Des points chauds dans les tubes des fours (augmentation de la température de Peau de tube) qui risque de les perforés. [4]

#### ***II-1-4-2-Corrosion :***

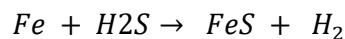
Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide Chlorhydrique :



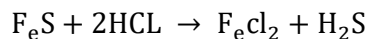
L'acide chlorhydrique (H Cl) (en solution aqueuse) attaque le fer suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence de sulfure d'hydrogène (H2S) :



Alors le (H Cl) formé précédemment rentre en réaction avec (Fe S) qui n'est pas soluble Dans l'eau :



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides. [4]

#### ***II-1-4-2-4-Quelques exemples de corrosion : [2]***



Figure (II.2) : Intérieur de colonne de distillation.



Figure (II.3) : Bouchage du faisceau tubulaire d'un échangeur.



## II-2-Théorie Sur Les Emulsions :

### II-2-1-Définition de l'émulsion :

Selon Becher (1965) une émulsion est un « système hétérogène, comportant au moins un liquide non miscible intimement dispersé dans un autre liquide sous forme de gouttelettes de diamètre en général supérieur à 0,1  $\mu\text{m}$ . De tels systèmes possèdent un minimum de stabilité, celle-ci pouvant être accrue par la présence d'additifs, tels que des agents tensioactifs ou des solides finement divisés ».

La nomenclature des émulsions est standardisée par AFNOR. Le liquide dispersé et appelé phase dispersée, interne ou discontinue. L'autre liquide est appelé milieu de dispersion ou milieu externe, et encore phase dispersante ou phase continue. [4].

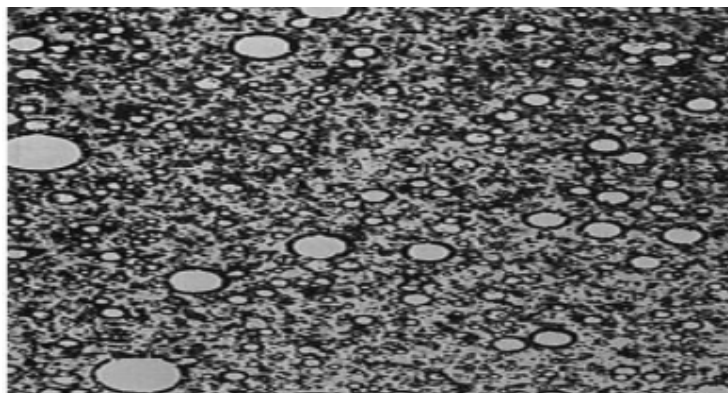


Figure (II.3) : Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-eau. [9]

### II-2-2-Types d'émulsions :

Il Ya trois types d'émulsions se trouve dans le Figure (II.4), cette distinction s'effectue selon la nature de la phase continue :

- les émulsions eau dans l'huile ou huileuses, E/H pour laquelle la phase interne (dispersée) est l'eau.
- les émulsions huile dans l'eau ou aqueuses, H/E pour laquelle la phase externe (milieu dispersant) est l'eau.
- les émulsions appelées doubles ou multiples, dont la phase interne est-elle même une émulsion. Les émulsions multiples peuvent être désignées comme eau-dans- huile-dans-eau (E/H/E) ou huile-dans-eau-dans-huile (H/E/H). [4]

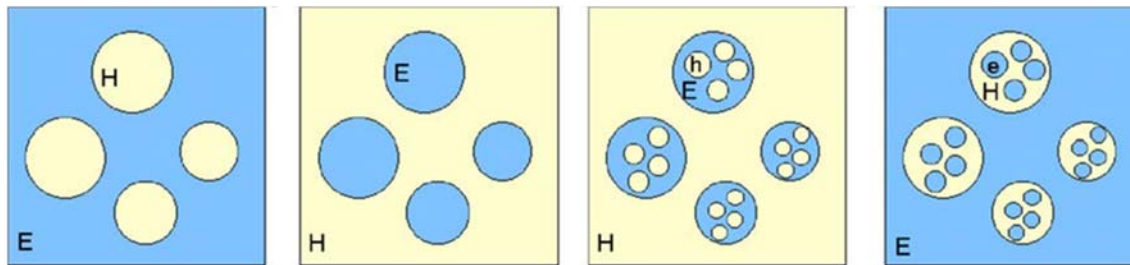


Figure (II.4) : Les différents types d'émulsions. [4]

### ***II-2-3-Conditions de formation d'une émulsion :***

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile le Figure (II.5) ou « hydrophobe », la phase continue étant l'huile. Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement. Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

- Non miscibilité des deux liquides.
- Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre.
- Présence d'un agent émulsifiant stabilisant de l'émulsion.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltées.

Les résines, les acides organiques.

Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisées qui sont Généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en Formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus Souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules Polaires. [1]

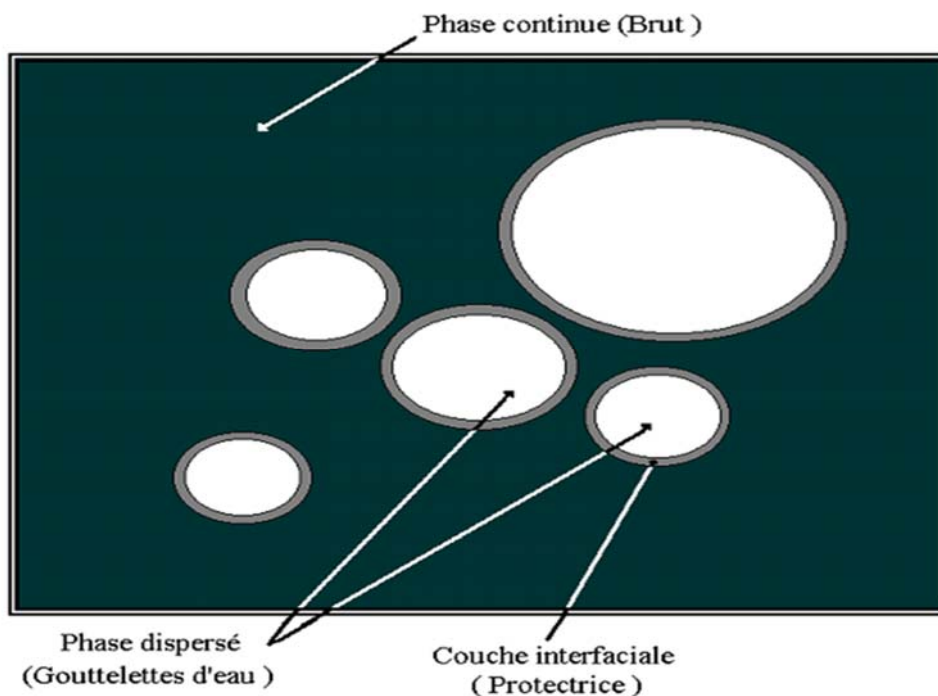


Figure (II.5) : Emulsion Eau-Brut. [1]

### II-3-Procèdes des désintégrations des émulsions :

Il existe trois principaux types des procédés :

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

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur.

Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par De nombreuses considérations d'ordre économique. [8]

Le procédé mécanique uniquement n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion.

La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour intégrer les émulsions stables.

On peut résumer le principe de ces procédés dans la figure II-6.

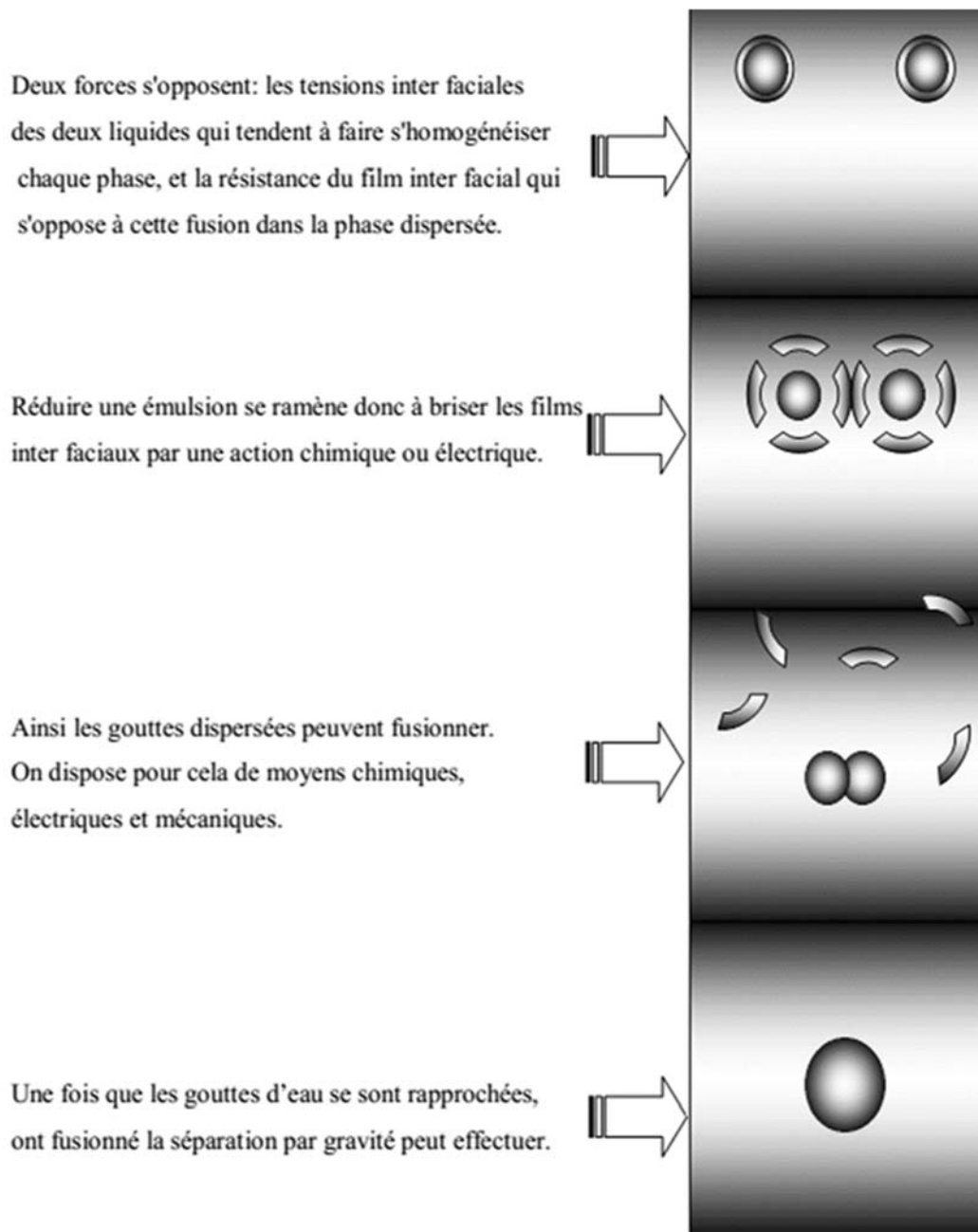


Figure (II.6) : Principe de l'émulsion. [10]

#### **-4-Procédé mécanique :**

Parmi les procédés mécaniques les plus connus on trouve : la décantation, la centrifugation (l'essorage) et la filtration. [2]

##### ***II-4-1-La décantation :***

Le principe de décantation est basé sur la différence de densité entre les gouttelettes d'eau et l'huile pour faciliter la séparation des deux phases. La décantation n'est efficace que pour des émulsions stables.

Ce procédé n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de la différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions accélère la décantation.

La vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes :

$$V_D = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_a - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\vartheta_c}$$

G : Accélération de la pesanteur ( $g=9,81 \text{ m/s}^2$ ).

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

$d_a$  : densité de la phase dispersée.

$d_c$  : densité de la phase continue.

$\vartheta_c$  : viscosité cinématique du brut ( $\text{m}^2/\text{s}$ ).

D : diamètre de la gouttelette d'eau (m).

Afin d'améliorer la décantation :

- Augmenter la taille des gouttelettes d'eau.
- Opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

##### ***II-4-2-La centrifugation (l'essorage) :***

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 p% d'eau à des températures supérieures à 80°C.

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 basée sur la même loi de Stokes à condition de la Remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente. [2]

$$F = m \cdot \frac{v^2}{R}$$

Où :

$$V = \frac{(2 \pi \cdot R \cdot n)}{60}$$

Il vient :

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

Avec :

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/s).

Il ressort de cette formule que la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse De révolution, l'action efficace de la force centrifuge dépend par ailleurs du rayon du cercle de Révolution R.

Les deux facteurs n et R constituent la base d'élaboration des centrifugeuses.

Le faible Débit de ces derniers ainsi que les frais élevés occasionnés par leur exploitation constituent les Raisons principales de leur limitation dans les dés émulsifiassions des pétroles.

La centrifugation Permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque Complet des pétroles (à 99,7%).

**II-4-3-La filtration :**

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole par filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. Ainsi, par exemple le sable de quartz est facilement mouillable à l'eau, Tandis que la pyrite l'est au pétrole.

Pour déshydrater les pétroles, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois Non résineux. Les fines particules d'eau, tout en adhérant aux bords aigus des copeaux se rassemblent en grosses gouttes s'écoulant facilement par gravité.

Les colonnes de filtration sont surtout utilisées lorsque les émulsions de pétrole ont déjà été désagrégées, mais les gouttelettes d'eau se maintiennent encore en suspension et ne se déposent pas.

L'inconvénient majeur du procédé de filtration est le colmatage relativement rapide de la surface filtrante par les particules de sol et la nécessité de remplacer souvent le garnissage. [2]

**II-5-Procédés chimiques :**

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agents dés émulsifiants)

Peut être obtenue par :

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tension actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de L'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix de dés émulsifiants dépend de la nature Du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, De la température et de la vitesse de décantation...etc. [8]
- Dés émulsifiants :

Les émulsions peuvent être résolus ou rupture de pont thermique et / ou chimique.

Lorsque nous décidons chimiquement une émulsion, nous utilisons un dé émulsifiant ou le Disjoncteur de l'émulsion. Ces deux noms sont utilisés de façon interchangeable et Décrivent le même produit chimique. Dés émulsifiants chimiques vendus sous différents Noms commerciaux, tels que TRETOLITE, VISCO, BREAXIT, etc., sont très utiles pour résoudre Des émulsions. Les dés émulsifiant agissent pour neutraliser l'effet des agents émulsifiants. [9]

**II-6-Procédé électrique :**

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

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

Le dégagement du gaz dans le réservoir est indésirable, pendant le dessalage, on évite l'évaporation des légers en élevant la pression dans l'appareil conservant ainsi les gaz à l'état dissous. [2]

Ainsi, on crée une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce dans le brut ; cette nouvelle émulsion est de nouveau détruite, entraînant aussi les gouttelettes d'eau salées présentes au départ.

L'eau enlevée contient approximativement de l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique.

Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation.

Le tableau (II.2). Ci -après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent.



Tableau (II.2). Les opérations fondamentales ont lieu dans un dessaleur électrostatique. [2]

<b>Opération</b>	<b>Réalisation</b>	<b>Paramètres actifs</b>
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Quantité d'eau</li> <li>- Réglage de la vanne de mélange</li> </ul>
Dissolution des cristaux de sel présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Turbulence (vanne de mélange)</li> <li>- Temps de séjour</li> <li>- Présence d'agent mouillant</li> </ul>
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valeur du champ électrique</li> <li>- Quantité d'eau et qualité de l'émulsification</li> <li>- Temps de séjour</li> <li>- Agent de surface</li> </ul>
Décantation des gouttes	Elle débute en même temps que la coalescence et a lieu dans tout le volume.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diamètre des gouttes</li> <li>- Différence de densité</li> <li>- Viscosité du brut</li> <li>- Température (action sur la viscosité)</li> <li>- Temps de séjour</li> </ul>

---

***CHAPITRE III :***

***LE DESSALAGE DE***

***PETROLE BRUT***

***ET LE DESSALAGE***

***ELECTROSTATIQU***

---

### **III-1-Le dessalage de pétrole brut :**

#### ***III-1-1- Introduction :***

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension Et des traces de métaux solubles dans l'eau.

La plupart des puits fournissent, depuis leurs mises en production, une huile variablement chargée en sels : le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités de sels alcalin aux-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration, elle est en fonction de la position structurale de puits et des caractéristiques physiques de la roche de réservoirs. De plus elle évolue au cours de la vie du puit. [3]

La découverte du dessalage d'un brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 et due à COTTEL, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols. [3]

Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent en 1935 aux Etats Unis. Par contre en France, les dessaleurs électrostatiques ne sont apparus dans les raffineries qu'à partir des années 60. Mais au jour d'aujourd'hui pratiquement toutes les raffineries sont équipées des dessaleurs électrostatiques. [3]

#### ***III-1-2- Définition de dessalage :***

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La salinité de ce dernier est limitée à 40 mg/l et BSW (Basic Sediment and Water) soit inférieure à 1%, pour cette raison des techniques avancées et des recherches continues sur le brut pour éliminer les sels et l'eau contenus dans le brut, dont le but est de sauver les installations de traitement et de raffinage, et d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations.

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut. La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur. [3]

**III-1-4-Objectif et principe :**

Le pétrole brut et les résidus lourds peuvent contenir différentes quantités de composés Organiques comme des sels solubles dans l'eau, du sable et d'autres extraits secs, l'ensemble est caractérisé comme des dépôts de fond. Le sel dans le brut se présente principalement sous Forme de cristaux de sels dissous en suspension ou dissous dans l'émulsion d'eau avec le brut.

Ces impuretés, en particulier les sels, peuvent entraîner un encrassement et la corrosion des Échangeurs de chaleur (préchauffages de brut) et en particulier du système de distillat de tête de L'unité de distillation de brut.

Donc l'objectif sera d'éliminer :

-L'eau « Déshydratation ».

-Les sels « Dessalage ».

Pour :

-Répondre aux spécifications commerciales « BSW < 1% et Salinité < 40 mg ».

-Limiter les pertes de charge et la corrosion dans les pipes de transport. [2]

**III-1-5-Paramètre de réglage du dessaleur :****III-1-5-1-Température :**

La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité dynamique qui est très sensible à ce paramètre, elle conditionne le terme :

(Eau – brut) Qui caractérise la vitesse de décantation.

Une température trop basse augmente la viscosité et gêne donc la décantation, par contre une température trop haute rend le brut trop conducteur ce qui diminue l'efficacité du champ électrique. [4]

**III-1-5-2-Niveau d'interface eau-brut :**

Le niveau d'eau décantée forme avec l'électrode la plus basse le champ primaire de potentiel zéro. Et toute variation du niveau d'eau perturbe le champ primaire qui est régi par la loi :

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

Avec :

E1 : Champ primaire (V/cm).

U : Tension entre les électrodes (V).

H : Distance entre l'interface et l'électrode basse (m).

- Si le niveau d'eau est trop élevé, le champ électrique augmente et le temps de décantation diminue et on aura des entraînements d'eau dans le brut dessalé donc perturbation de la Stabilisation.

-Si le niveau d'eau est trop bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant d'où diminution de l'efficacité du dessalage et entrainement du brut, donc on doit maintenir un niveau constant pour avoir un bon dessalage. [4]

#### ***III-1-5-3-Taux d'eau de lavage :***

L'eau de lavage sert à mouiller les sels et les dissoudre. Le taux d'injection variera avec la salinité du brut à l'entrée. L'injection est régie par la loi de la vitesse de coalescence, il se situe entre 3 et 10 (% volume).

On est limité par un taux d'injection très élevé qui provoque :

-Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque le déclenchement.

-Entraînement d'eau avec le brut dessalé. [4]

#### ***III-1-5-4- Point d'injection de l'eau de lavage :***

Il est recommandé de faire cette injection à l'aspiration des pompes de brut. On peut également injecter l'eau soit en amont soit en aval des échangeurs qui amènent le brut à la température de dessalage. [4]

#### ***III-1-5-5-Perte de charge dans la vanne de mélange :***

Ce phénomène contrôle le degré d'émulsion entre l'eau et le brut.

En fait, les pertes de charges optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar (en moyenne) pour les pétroles bruts légers et ne dépasse pas 0,5 bar pour les bruts lourds et visqueux. [4]

#### ***III-1-5-6-Taux et les points d'injection de dés émulsifiants :***

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs dés émulsifiants.

Les taux pratiqués vont de 3 à 10 ppm par rapport au brut. Pour ce qui concerne les points d'injection, ceux-ci sont situés soit dans le brut en amont de la pompe de charge, soit dans l'eau de lavage. [4]

### III-2-Dessalage électrostatique :

#### III-2-1-Généralités :

Après les séparateurs tri phasiques, le brut contient des sels sous forme dissoute dans l'eau Et éventuellement sous forme de cristaux plus ou moins protégés par une enveloppe de brut. 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 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. [1]

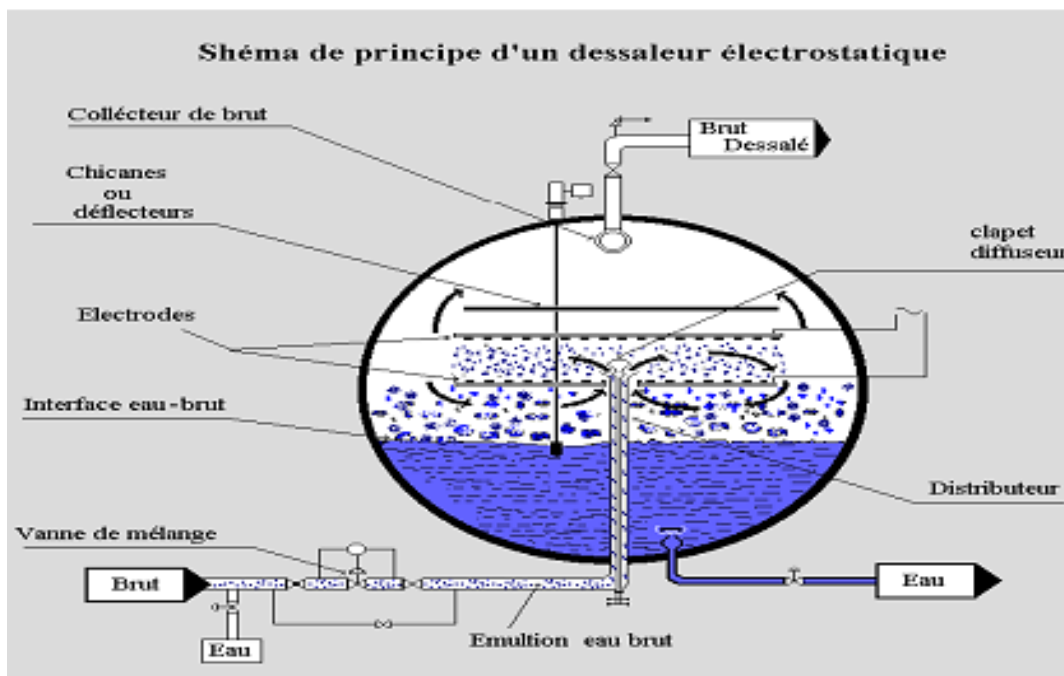


Figure (III.1) : Dessaleur électrique. [1]

**III-2-2-Types de dessaleur électrostatique :**

IL existe trois types de dessaleur électrostatique :

- les dessaleurs sphériques.
- les dessaleurs cylindriques verticaux.
- les dessaleurs cylindriques horizontaux.

Les installations de dessalage comportent généralement deux étages. Dans le premier étage 75 À 80% d'eau massique est éliminée et 95 à 98% de sel et aussi éliminé. Dans le deuxième Étage 60 à 65% d'eau restante ainsi que 98% de sel restant sont éliminés.

Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en Eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil.

Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui Ont comme Avantages :

- grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- la vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleur décantation de l'eau).
- Possibilité de procéder à haute pression et à haute température. [2]

**III-2-3-Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :**

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée.

L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 10 % par volume de brut arrivant.

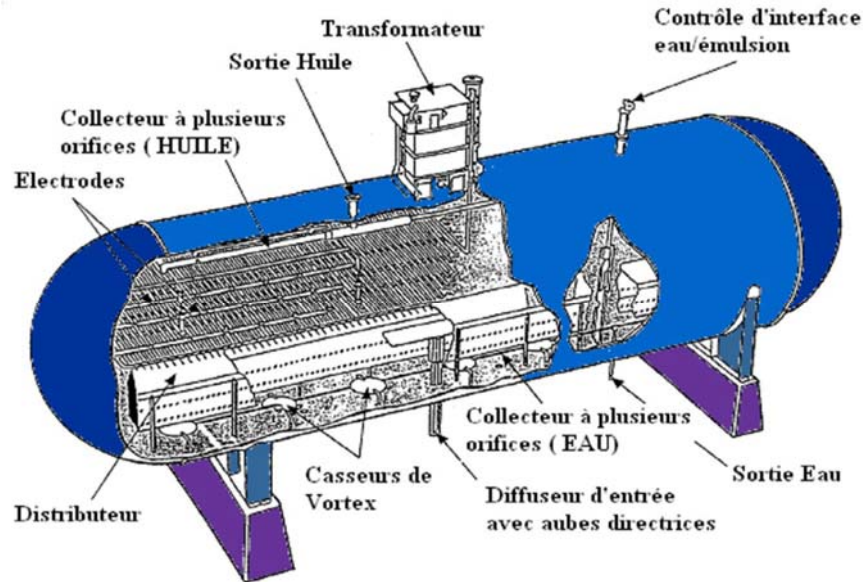
Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle ( $\Delta P$ ) à travers la vanne de mélange.

L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion.

Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire.

Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur. [4]



Figur (III.2) : Dessaleur électrostatique [01]

Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur.

L'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long.

L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur.

Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau. Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile.

Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent.

L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ceux sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du séparateur.

La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur.

L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur.

Les deux sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. [4]



**III-2-4-Mécanisme du dessalage électrostatique :**

Pour éliminer toutes les impuretés on lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives le Figure (III.3) : [5]

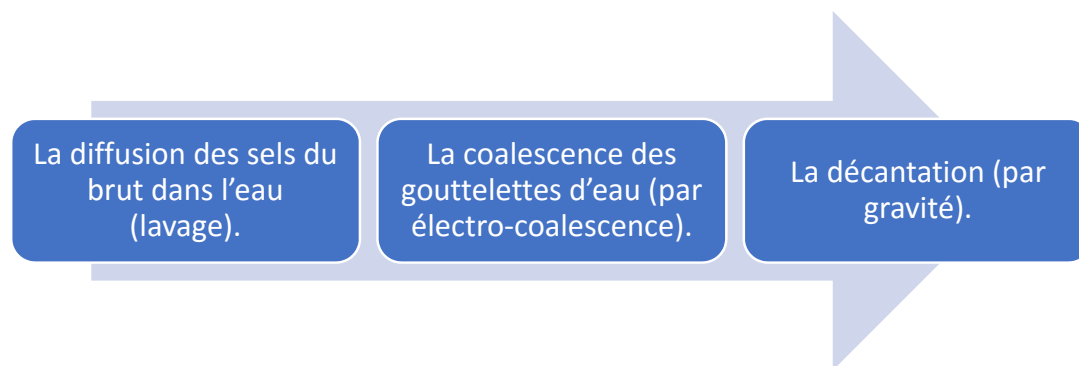


Figure (III.3) : étapes de dessalage du brut.

**III-2-4-1-Diffusion des sels dans l'eau de lavage :**

Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels ; il faut que l'émulsion eau-brut soit assez fine (figure III.4).

Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur.

Pour améliorer la diffusion des cristaux de sels dans l'eau, on injecte sous-vent l'eau pour partie à la vanne de mélange, pour partie au refoulement de la pompe de charge. [5]

**III-2-4-2-Coalescence des gouttelettes d'eau :**

L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les asphaltées et des solides finement divisés. Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains dés émulsifiants, la difficulté de la coalescence sera donc fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides Finement divisés.

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

- Les forces d'attraction des gouttelettes entre elles dues à la polarité des molécules

D'eau qui tendent à s'orienter.

- L'agitation créée par le champ électrique. [5]

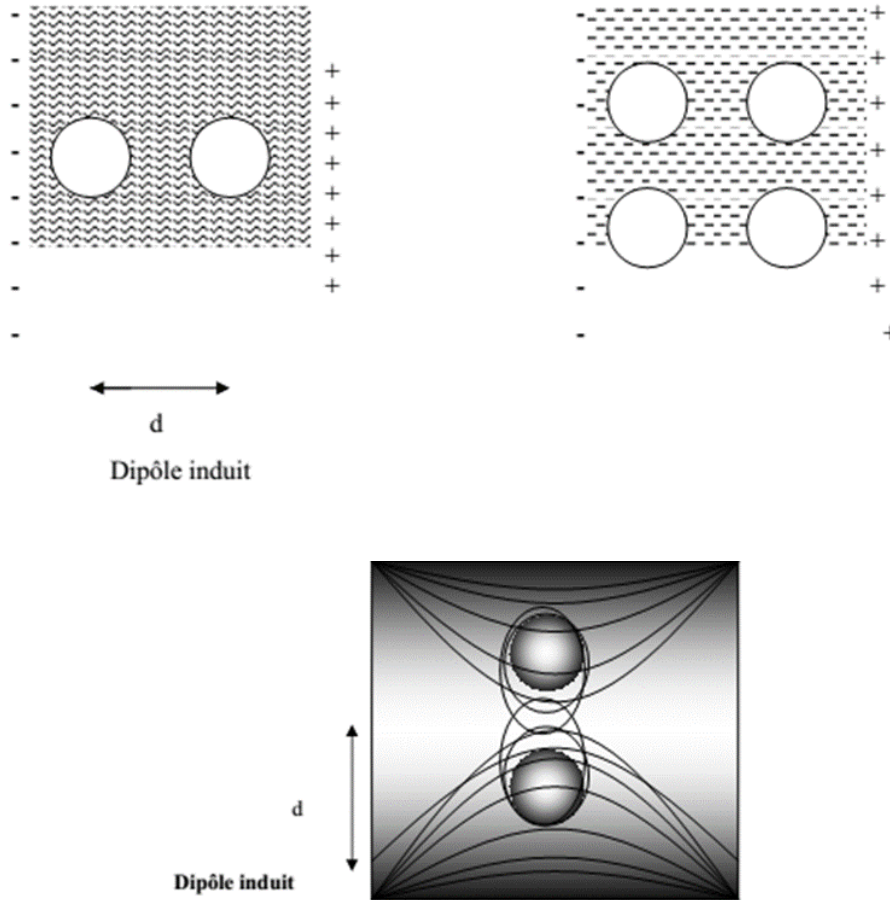


Figure (III.4) : Schématisation du mécanisme de la coalescence. [1]

-La force d'attraction entre les gouttelettes est donnée par la formule suivante Où :

$$F = K \cdot E^2 \cdot \left(\frac{a^6}{d^4}\right)$$

A : rayon des gouttelettes

D : distance entre les centres de gouttelettes

E : champ électrique.

Pour augmenter la force d'attraction, on a donc 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 :

$$v_c = k \cdot (x^{\frac{4}{3}} / \mu)$$

Où :

$v_c$  : vitesse de coalescence.

X : taux d'eau de lavage.

$\mu$  : viscosité dynamique du brut.

On peut conclure que la coalescence dépend :

- du champ électrique.
- du taux d'injection d'eau de lavage.
- de la température de dessalage.

#### **III-2-4-3- La décantation :**

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur, d'où, la vitesse de sédimentation est donnée par la formule de Stokes : [5]

$$V_D = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_a - d_c)}{d_c} = \frac{D^2}{\vartheta_c}$$

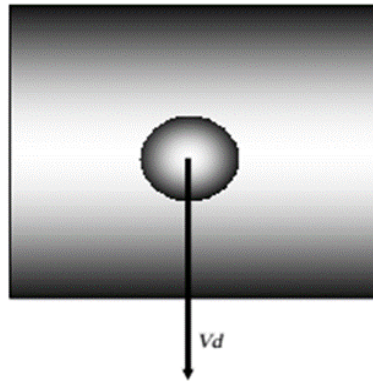
g : accélération de la pesanteur.

$d_a$  : densité de la phase dispersée (eau).

$d_c$  : densité de la phase continue (brut).

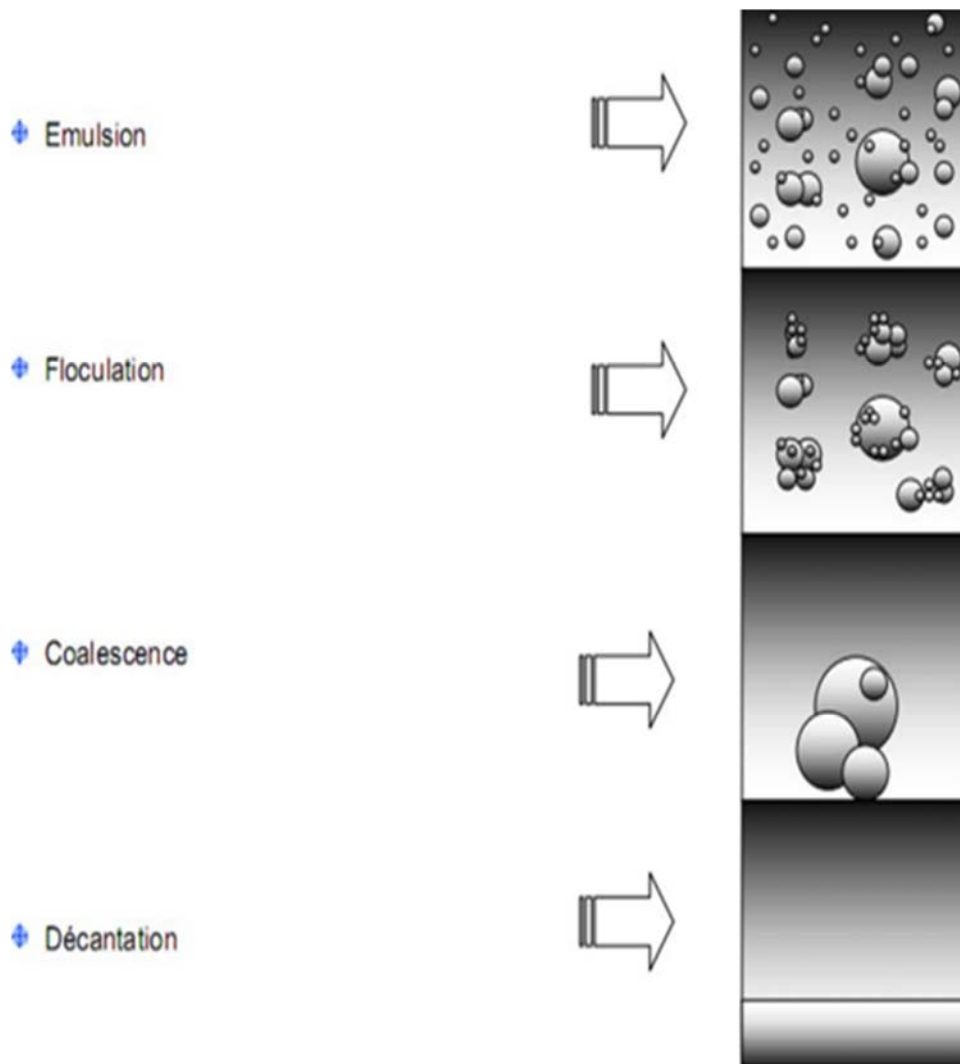
$v_c$  : viscosité cinématique de la phase continue.

D : diamètre des gouttelettes d'eau.



Figure(III-5) : décantation. [1]

Nous pouvons donc résumer l'opération de dessalage par les schémas dans la figure : (III-6)



Figure(III-6) : Principe de dessalage.

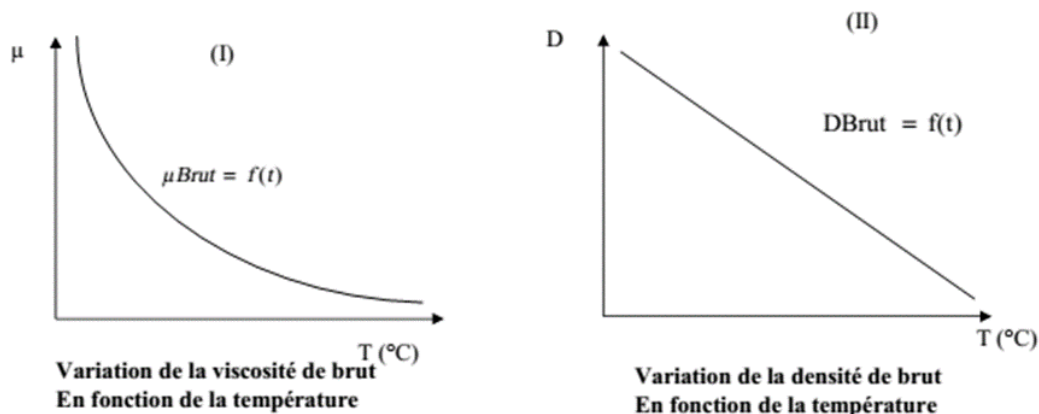
### III-3- Paramètres de marche :

#### III-3-1-Température :

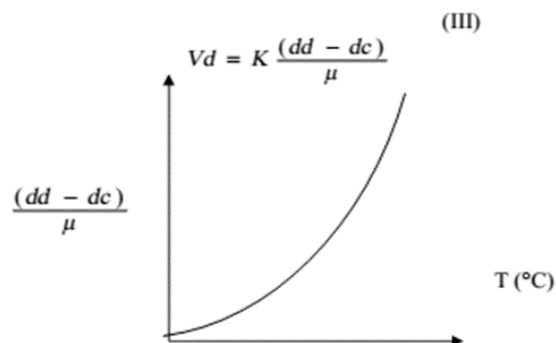
La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température a pour conséquence de baisser la viscosité du brut dans le dessaleur. Elle est généralement comprise entre 100 et 150 °C.

Ainsi que le critère de décantation  $dd-dc/\mu$  est une fonction croissante de la Température.

Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en Fonction de la température. [1]



La courbe III donne la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.



Figure(III-6) : la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température. [1]

D'après les courbes (I), (II), (III), on s'aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation, mais, cependant, on est limité par la conductivité du brut qui est elle aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes.

### **III-3-2-Taux d'injection d'eau de lavage :**

L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sels et à les dissoudre, la force D'attraction entre les gouttelettes est très influencée par le taux de lavage. Il est généralement entre 2 et 8 % en volume par rapport à la quantité de brut traité.

En jouant sur le rapport a/d de la formule :

$$F = K \cdot E^2 \cdot \left( \frac{a^6}{d^4} \right)$$

Où :

A : rayon des gouttelettes.

D : distance entre les centres des gouttelettes.

E : champ électrique.

En diminuant le taux de lavage, F diminue car a diminué donc le taux d'injection d'eau à une grande influence sur la force d'attraction entre les gouttelettes donc sur la vitesse de coalescence.

Ainsi, la vitesse de coalescence s'exprime par la formule suivante :

$$v_c = k \cdot \left( x^{\frac{4}{3}} \frac{1}{\mu} \right)$$

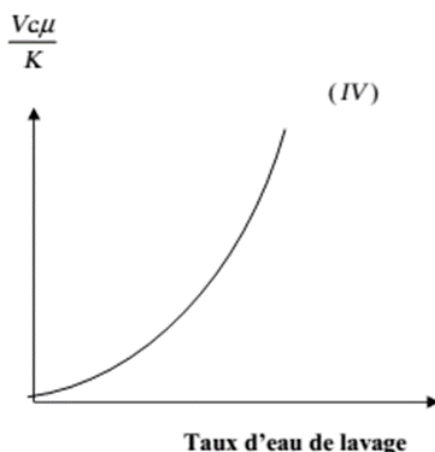
Où :

X : taux d'eau de lavage.

$\mu$  : viscosité dynamique de brut.

Pour une température constante :

$$v_c \cdot \frac{\mu}{k} = f(x)$$



**Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X**

Figure(III-7) : La variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.

La vitesse de coalescence dépend aussi de la température par l'intermédiaire de la Viscosité :

$$v_c = k \cdot \left( \frac{X^{4/3}}{\mu} \right)$$

Donc, on peut en conclure qu'une baisse de température peut être compensée par une Augmentation de taux d'injection d'eau pour maintenir une vitesse de coalescence suffisante, Comme dans le cas de la température, on remarque que l'on est limité par un taux d'injection D'eau car un taux trop élevé peut provoquer :

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque de déclenchement.
- Entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- Moussage qui gêne l'opération de dessalage. [1]

### **III-3-3- La pression de service :**

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur.

La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à Empêcher la vaporisation du brut. La vaporisation cause des conditions hasardeuses, un Fonctionnement irrégulier et une perte d'efficacité des résultats de dessalage.

En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau, donc Plus conductrices que le brut. Cela provoquerait une consommation excessive de puissance Électrique, la puissance supplémentaire sera convertie en chaleur qui chauffera davantage le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes. [1]

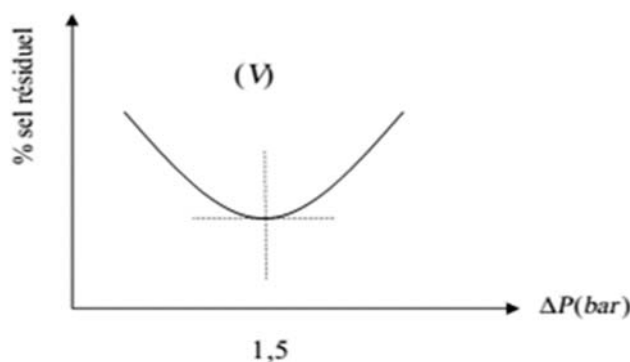
#### **III-3-4- Perte de charge ( $\Delta P$ ) au niveau de la vanne de mélange :**

La perte de charge au niveau de la vanne mélangeuse mesure le degré de mélange Entre le brut et l'eau de lavage, elle permet à l'eau d'arriver aux cristaux et de les dissoudre, en créant un mélange intime entre l'eau et le brut.

La valeur de cette perte de charge ( $\Delta P$ ) est déterminée expérimentalement pour chaque brut. Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger), une augmentation de la perte de charge à tendance à former une dispersion très fine, donc les émulsions difficiles à détruire.

A l'inverse, une perte de charge trop faible conduit à un lavage incomplet, d'une Manière pratique, elle varie entre 0,2 et 2 bars, selon la nature du brut traité.

La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de la ( $\Delta P$ ).



**Salinité sortie en fonction de la  $\Delta P$**

Figure(III-8) :la salinité en fonction de la  $\Delta P$ . [1]

Sur la courbe (V), on constate qu'après une certaine valeur de la  $\Delta P$ , la salinité Augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de la  $\Delta P$  provoque la Formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser. [1]



**III-4-Temps de séjour :**

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

$$T_s = \frac{V}{Q}$$

Où :

TS : temps de séjour ou temps de rétention.

V : volume de la capacité (m<sup>3</sup>).

Q : débit volumique de la charge.

Q = Q brut + Q eau.

Le temps de séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation. [1]

**III-5-Avantages et inconvénients [11] :**

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés offshore pour mettre les bruts aux spécifications commerciales.

Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 20.000V/cm. Ces champs sont généralement pulsés, c'est à dire de sens constant mais d'amplitude variable. Les plus anciens dessaleurs, comportaient deux nappes d'électrodes horizontales, et induisaient donc deux champs, un primaire entre les électrodes, et un secondaire entre l'électrode inférieure et l'interface eau/huile type « Löw vitesse » de Petro-lite).

**III-5-1-Avantages [11] :**

- Très bonne efficacité.
- Compacité, temps de séjour autour de 8mn pour les plus récents.
- Marche dégradée possible.
- Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- Réglage possible et facile.
- Limitent la consommation de produits chimiques. [9]

***III-5-2-Inconvénients [11] :***

- Teneur en eau limitée à l'entrée (15-20% maxi).
- Nécessité de deux étages si BSW élevé (déshydratation et dessalage).
- Phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessité d'ajouter une pompe en amont.
- coût, consommation électrique. [9]

## Chapitre IV : Exemple de dimensionnement de deux dessaleurs

### IV- Introduction :

Dans cette étude, nous avons présenté deux exemples de deux unités de dessalage de pétrole ces deux champs sont l'objet d'étude de deux mémoire de fin d'étude à l'Université de KASDI MERBAH Ouargla.

Le premier champ cis est présenté par (ben alia Youcef – Rahman Issa – man souri Mansour) en année (2009-2010) (étude de l'amélioration du rendement de l'unité de dessalage – cis) et la deuxième, le champs UTBS, présente par (Tamar Mounir - Name Ridha) en année (2012-2013), (Le dessalage de pétrole : redimensionnement et paramètres clés – UTBS)

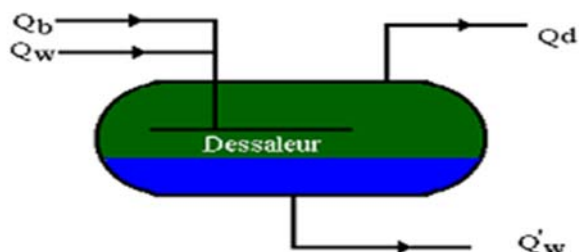
En suivant le calcul de dimensionnement et l'efficacité d'un dessaleur électrostatique.

Il s'agit de connaître les problèmes dans chaque unité et de trouver des solutions.

#### IV-1-Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS [5] :

Tableau (IV.1) : les paramètres de design et actuel du dessaleur de l'UTBS.

<b>GRANDEURS</b>	<b>valeurs</b>
1-Pétrole brut :	
*densité (g/cm <sup>3</sup> )	0.749
*teneur en sel d'entrée (mg/l)	290
*teneur en sel de sortie (mg/l)	16
*débit alimentation (m <sup>3</sup> /h)	700
2-Eau processus :	
* taux d'eau de lavage (% vol)	1
*teneur en eau du brut à dessaler (%)	0.1
* teneur en eau du brut a dessalé(%)	0.058
3-Dessaleur :	
*pression de service (bar)	12
* température de service (°C)	70
L'efficacité du dessaleur (%)	94.48

**IV-1-1-Bilan matière :**

**Le bilan de matière de dessalage est :**

$$Qb + Qw = Qd + Q'w$$

$Qb$  : Quantité de brut à dessaler ( $m^3/h$ ).

$Qw$  : Quantité d'eau de lavage ( $m^3/h$ ).

$Qd$  : Quantité de brut dessalé ( $m^3/h$ ).

$Q'w$  : Quantité d'eau de purge ( $m^3/h$ ).

On a :  $Qb=700m^3/h$

**IV-1-2-Détermination de la quantité d'eau de lavage :**

D'après le cas actuel le taux de lavage 1% de volume du brut.

$$QW = 700 \times 0,01$$

$$QW = 7 m^3/h.$$

**IV-1-3-Détermination de la quantité d'eau de purge :**

On a :

$$Q'w = QW + (x - z). Qb$$

$X$  : teneur en eau du brut à dessaler (%).

$Z$  : teneur en eau du brut a dessalé (%).

$$Q'w = 7 + (0.1 - 0.058 / 100) * 700$$

$$Q'w = 7.294 m^3/h.$$

**IV-1-4-Calcul de la quantité de brut dessalé :**

$$Qd = Qb + Qw - Qw' = 700 + 7 - 7.294 = 699.706 \text{ m}^3/\text{h}.$$

Calcul de la vitesse de décantation :

$$Vd = g \cdot Dp^2 \cdot \frac{d1 - d2}{18 \cdot \mu b \cdot d2}$$

$Vd$  : Vitesse de décantation (m/s)

$g$  : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>).

$Dp$  : diamètre de la goutte d'eau (5.10<sup>-5</sup>m)

$d1$  : La densité d'eau à 70°C = 1100 kg/m<sup>3</sup>

$d2$  : La densité de brut à 70 °C = 749 kg/m<sup>3</sup>

$\mu b$  : La viscosité cinématique de la phase continue (brut) (0,316.10<sup>-6</sup>m<sup>2</sup>/s).

$$vd = 9.81 * (5.10^{-5})^2 * \left( \frac{(1100 - 749)}{18 * 749 * 0.316 * 10^{-6}} \right) = 0.00202 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

**IV-1-5-Calcul de diamètre de dessaleur :**

Pour calcul le diamètre de dessaleur il faut d'abord calculer le facteur A

A: Facteur relatif à la phase légère (pétrole).

A est déterminer par la relation :

$$A = \frac{Qd}{0.8 \pi \cdot r \cdot Vd}$$

R = rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur. (R=4 norm UTBS)

$$Qd = 699,3 \text{ m}^3/\text{h} = 0,1942 \text{ m}^3/\text{s}.$$

$$A = \frac{0.1942}{0.8 * 3.14 * 4 * 0.00202} = 9.56$$

Le diamètre du dessaleur est donné par l'expression :

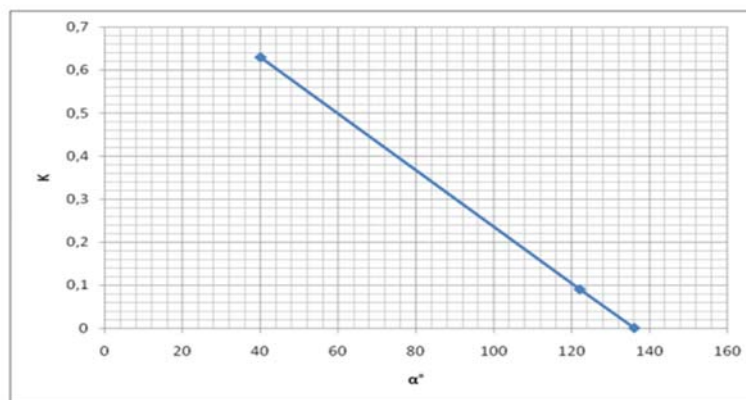
$$D = y1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A}$$

On déterminer Y1 d'après la formule :

$$y1 = \sin \frac{\frac{\alpha}{2}}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}}$$

$\alpha$  : En Rads

L'angle  $\alpha$  est une fonction de la constante K Figure (IV.1) :



Figure(IV.1) :  $K = f(\alpha)$ [5]

Pour trouver  $\alpha$  on calcule La constante k par la formule suivante :

$$k = \frac{0.7}{\sqrt{2A\pi}} = \frac{0.7}{\sqrt{2 * 3.14 * 9.56}} = 0.090$$

Après le graphe :  $\alpha = 122^\circ$  que correspond à ( $2,12^\circ = 2.12 \text{ rad}$ )

Donc :

$$\begin{aligned} \sin \frac{\alpha}{2} &= \frac{2.12}{2} = 0.86 \\ \sin 2\alpha &= -0.84 \\ y1 &= \frac{0.86}{\sqrt{4.24 + 0.84}} = 0.381 \end{aligned}$$

Donc :

$$\begin{aligned} D &= 0.38 \sqrt{2 * 3.14 * 9.56} \\ D &= 2.94 \text{ m} \end{aligned}$$

#### IV-1-6-Calcul de la longueur de dessaleur :

On suppose:  $Ld/D = 4$

$$Ld = 4D$$

$$Ld = 4 * 2.94$$

$$Ld = 11.76 \text{ m}$$

Calcul du volume du dessaleur :

Le volume total donné par :  $V_t = V_1 + V_2$

$V_1$ : Volume de la parité cylindrique du dessaleur

$V_2$ : Volume des deux hémisphères

$$V_t = \pi * \left(\frac{D^2}{4}\right) * l + \pi * \frac{(4D^3)}{3 * 8}$$

$$V_t = 3.14 * \frac{(2.94)^2}{4} * 11.76 + 3.14 * 4 * \frac{(2.94)^3}{24} = 93.09 \text{ m}^3$$

**IV-1-7- Calcul du temps de séjour :**

$$\tau = \frac{V}{Q}$$

Où :

$\tau$ : Temps de séjour.

$V$  : Volume de dessaleur en ( $\text{m}^3$ ).

$Q$  : Débit volumique du brut ( $\text{m}^3 / \text{h}$ )

$$\tau = \frac{93.09}{700} * 60 = 7.97 \text{ min}$$

**IV-2-Dimensionnement de dessaleur de CIS [12] :**

Tableau (IV.2) : les paramètres de design et actuel du dessaleur de cis.

<b>GRANDEURS</b>	<b>valeurs</b>
1-Pétrole brut :	0.7895
*densité ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	900
*teneur en sel d'entrée ( $\text{mg}/\text{l}$ )	30
*teneur en sel de sortie ( $\text{mg}/\text{l}$ )	465
*débit d'alimentation ( $\text{m}^3/\text{h}$ )	
2-Eau processus :	3-5
* taux d'eau de lavage (% vol)	
3-Dessaleur :	
*pression de service (bar)	8-25
* température de service ( $^{\circ}\text{C}$ )	50
L'efficacité du dessaleur (%)	96.66

**IV-2-1-Le bilan de matière de dessalage :**

$$Qb + Qw = Qd + Q'w$$

$Qb$  : Quantité de brut à dessaler ( $m^3/h$ ).

$Qw$ : Quantité d'eau de lavage ( $m^3/h$ ).

$Qd$  : Quantité de brut dessalé ( $m^3/h$ ).

$Q'w$  : Quantité d'eau de purge ( $m^3/h$ ).

On a :  $Qb=465 m^3/h$

**IV-2-2-Détermination de la quantité d'eau de lavage :**

D'après le cas actuel le taux de lavage 5% de volume du brut.

$$QW = 465 \times 0,05$$

$$QW = 23.25 m^3/h.$$

**IV-2-3- Détermination de la quantité d'eau de purge :**

On a:

$$Q'w = QW + (x - z).Qb$$

X: Teneur en eau du brut à dessaler (0.1%)

Z: Teneur en eau du brut a dessalé (0.05%)

$$Q'w = 23.25 + (0.1 - 0.05 / 100) * 465$$

$$Q'w = 23.48 m^3/h.$$

**IV-3-3Calcul de la quantité de brut dessalé :**

$$Qd = Qb + Qw - Qw' = 465 + 23.25 - 23.48 = 464.77 m^3/h.$$

**IV-3-4- Calcul de vitesse de décantation :**

$$vd = g \cdot Dp^2 \cdot \frac{(d1 - d2)}{18 \cdot \mu b \cdot d2}$$

$Vd$  : Vitesse de décantation (m/s)

$g$  : Accélération de la pesanteur ( $9,81 m/s^2$ ).

$Dp$  : diamètre de la goutte d'eau (0.00015m)



$d1$  : La densité d'eau à 50°C = 1 kg/m<sup>3</sup>

$d2$  : La densité de brut à 50 °C = 0.7619 kg/m<sup>3</sup>

$\mu b$  : La viscosité cinématique de la phase continue (brut) (0.00000202m<sup>2</sup>/s).

$$v_d = 9.81 * (15.10^{-5})^2 * \frac{(1 - 0.7619)}{(18 * 0.7619)(* 2 * 10^{-6})} = 0.0019 \frac{m}{s}$$

#### **IV-3-5-Calcul le diamètre de dessaleur :**

Pour calcul le diamètre de dessaleur il faut d'abord calculer le facteur A

A : facteur relatif à la phase légère (pétrole)

A est déterminer par la relation :

$$A = \frac{Q_d}{0.8 \pi . r . V_d}$$

R =rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur. (R=3 norme CIS)

$Q_d = 465 \text{ m}^3/\text{h} = 0,129 \text{ m}^3/\text{s}$ .

$$A = \frac{0.1942}{0.8 * 3.14 * 3 * 0.0019} = 9.00$$

Le diamètre du dessaleur est donné par l'expression :

$$D = y_1 . \sqrt{2 . \pi . A}$$

On déterminer Y1 d'après la formule :

$$y_1 = \sin \frac{\frac{\alpha}{2}}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}}$$

$\alpha$  : En Rads

L'angle  $\alpha$  est une fonction de la constante K.

Pour trouver  $\alpha$  on calcule La constante k par la formule suivante :

$$k = \frac{0.7}{\sqrt{2A\pi}} = \frac{0.7}{\sqrt{2 * 3.14 * 9.00}} = 0.093$$

Après le graphe :  $\alpha = 116^\circ$  que correspond à ( $116^\circ = 2.02 \text{ rad}$ )

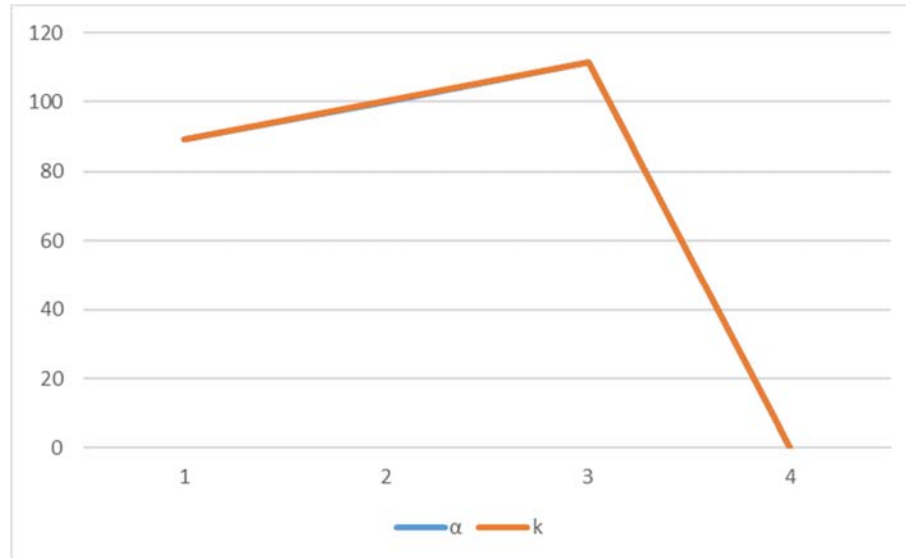


Figure (IV.2) :  $K = f(\alpha)$ . [12]

Donc :

$$\frac{\sin \alpha}{2} = \frac{\sin 2.02}{2} = 0.96$$

$$\sin 2\alpha = -0.45$$

$$y1 = \frac{0.96}{\sqrt{4.04 + 0.45}} = 0.38$$

Donc :

$$D = 0.38 \sqrt{2 * 3.14 * 9.00} = 2.87m$$

**IV-3-6-Calcul la longueur de dessaleur :**

On suppose:  $Ld/D = 3$

$$Ld = 3D$$

$$Ld = 3 * 2.87$$

$$Ld = 8.61m$$

**IV-3-7- Calcul le volume de dessaleur :**

Le volume total donné par :

$$V_t = V_1 + V_2$$

$V_1$  : Volume de la parité cylindrique du dessaleur.

$V_2$  : Volume des deux hémisphères.

$$V_t = \pi * \left(\frac{D^2}{4}\right) * l + \pi * \frac{4D^3}{3 * 8}$$

$$V_t = 3.14 * \frac{(2.87)^2}{4} * 8.61 + 3.14 * 3 * \frac{(2.87)^3}{24} = 68.04 \text{ m}^3$$

**IV-3-8- Calcul du temps de séjour :**

$$\tau = \frac{V}{Q}$$

Où :

$\tau$ : Temps de séjour.

$V$  : Volume de dessaleur en ( $\text{m}^3$ ).

$Q$  : Débit volumique du brut ( $\text{m}^3 / \text{h}$ )

$$\tau = \frac{68.04}{465} * 60 = 8.77 \text{ min}$$

Après vérification de la validité des calculs, ces résultats sont obtenus :

Tableau (IV.3) : résultats pour les deux unités de dessalage.

<b>Grandeurs</b>	<b>Dessaleur(CIS)</b>	<b>Dessaleur (UTBS)</b>
Le diamètre de dessaleur(m)	2.87	2.94
La longueur de dessaleur(m)	8.61	11.76
Le volume de dessaleur( $m^3$ )	68.04	96
la quantité de brut à dessaler ( $m^3/h$ )	465	700
la quantité de brut dessaler( $m^3/h$ )	464.77	699.3
température de fonctionnement C°.	50	70
pression de service(bar)	8-25	12
La quantité d'eau de lavage( $m^3/h$ )	23.25	7
La quantité d'eau de purge( $m^3/h$ )	23.48	7.7
La vitesse de décantation(m/s)	0.0019	0.00202
Le temps de séjour (min)	8.77	7.14
teneur en sel d'entrée(mg/l)	900	290
teneur en sel de sortie(mg /l)	30	16
L'efficacité du dessaleur (%)	96.66	94.48

**IV-4-Discussion des résultats :**

Dans cette étude, les résultats présentés dans le tableau (IV.3) sont discutés.

D'après le Tableau Nous notons que le volume de dessaleur est beaucoup plus grand au champ UTBS que le champ CIS, vue que son diamètre et sa longueur est plus grande.

Donc la quantité de brut à dessaler dans UTBS est supérieure à celle de CIS, mais contrairement on note que la quantité d'eau de lavage en UTBS est presque trois fois plus faible qu'en CIS, cela est dut au taux de lavage utilisé ; dont en CIS ils ont utilisé un taux de lavage égale à 5 %, tandis qu'en UTBS ils ont utilisé 1 % ; le choix de taux de lavage peut-être dut à la quantité de sel dans le brut à traité en CIS (900 mg/l ) est bien supérieure à celle en UTBS(290 mg/l), en plus d'autres facteurs influent sur ce choix comme la concentration en émulsion utilisée dont en pratique [4]Les taux utilisée en émulsifiant varie entre 3 à 10 ppm par rapport au brut (mais on a pas de donné concernant le taux utilisé dans ces deux champs), et la température de fonctionnement joue aussi un rôle important où on remarque que cette dernière en UTBS est égale à 70 °C ;est supérieure à celle de CIS qui est 50 °C car si en utilise une température élevé en a pas besoin d'un taux de lavage élevé .

En plus l'efficacité de dessaleur de CIS (96.66 %) est supérieur à celle de UTBS (94.48 %).

Et on note que la vitesse et le temps de séjour sont approximativement les mêmes.

### **Conclusion**

Notre travail porte sur l'étude de dessalage de pétrole brute, et on a donné deux exemples de dessaleurs à Hassi Messaoud, dans le champ (CIS) et le champ (UTBS) .

De cette étude, il a été conclu que bien que l'unité de dessalage dans le champ CIS soit plus petite mais ses performances sont supérieures, dont la quantité de sel dans le pétrole à traiter dans ce champ est beaucoup plus importante que celle du champ UTBS.

Il a été rapporté que le traitement de dessalage du pétrole brut est préféré en augmentant les paramètres suivants : vitesse de lavage, température de fonctionnement et concentration en émulsifiant. Mais nous devons prendre en compte les éléments suivants :

La variation de température est limitée en raison de la conception de l'unité de dessalement

L'injection d'émulsifiant varie en fonction de la nature des émulsifiants présents dans le minéral.

## Bibliographie

- [1] BAHAMOUI ABDENNASSER, Etude de dessalage du pétrole brut (généralités sur les sels, traitement du pétrole brut sur le champs) [mémoire de master]. Adrar : université Adrar, faculté des sciences et de la technologie,2017.
- [2] RAMADHANE DIHAJ – HASSANE MAAMERI, Etude technologique sur les performances et les paramètres de dimensionnement des dessaleurs du pétrole brut au niveau de la raffinerie d'Adrar RA1D (le dessalage et les problèmes rencontrés) [mémoire de master]. Adrar : université Adrar, faculté des sciences et de la technologie,2019-2020.
- [3] AD BACHIR – AMOR BACHIR, optimisation des paramètres de fonctionnement d'un procédé de dessalage de l'unité traitement brut sud a Hassi Messaoud UTBS, (dessalage du pétrolé) [mémoire de master]. Biskra : université Biskra, faculté des sciences et de la technologie,2013.
- [4] BOUSSOURA ABDELHAQ, étude de la section de dessalage a l'unité de traitement de Hassi Messaoud(CINA), (généralités sur le dessalage du pétrole) [mémoire de master]. Blida : université Blida 1, faculté de technologie,2017-2018.
- [5] TEMMAR MOUNIR- NAAM RIDHA, le dessalage du pétrolé : redimensionnement et paramètres clés (UTBS-HMD), (théorie de dessalage de pétrole brut) [mémoire de master]. Ouargla, université Ouargla, faculté des sciences technologie et sciences de la matière ,2013.
- [6] BENLAGHA MOHAMMED ISSAM- ROUAG MAHMOUD, l'impact de modification des paramètres opérations d'un dessaleur (synthés bibliographique) [mémoire de master]. Ouargla, université Ouargla, faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers,2019-2020.
- [7] NOUHA I. KAOUD, généralités sur le pétrole brut (composition de pétrole brut),2020 pp5-13.
- [8] BELKHIR NABIL -TORCHE MOHAMMED, Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumer dès, 2007, 93p.

- [9] KEN ARNOLD- MAURICE STEWART, Cued Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapter 7, Surface Production Operations, AMEC Paragon, Houston, Texas, 2008, pp 351–456.
- [10] Document de TOTAL. Manuel de formation. Cours exp-pr-eq090. (2007). P 4-97.
- [11] Document de TOTAL ; Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090,2007, p 4-97.
- [12] BEN ALIA YUCEF – RAHMANI AISSA- MANSOURI MANSOUR, étude de l'amélioration du rendement de l'unité de dessalage (CIS/HMD), Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS, [mémoire de master]. Ouargla, université Ouargla, faculté des sciences appliquées ,2009-2010.



---

## Résumé :

Le dessalage de pétrole est l'un des procédés les plus importants pour obtenir un produit répondant aux normes commerciales (sels entre 40 à 60 mg/l), et pour assurer le bon fonctionnement des différents traitements pétroliers, en effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le dysfonctionnement des tours de distillation, l'encrassement des échangeurs et des fours et la corrosion des circuits.

Dans ce travail, nous avons fait l'étude de deux unités de dessalage à Hassi Messaoud, le champ (CIS) et le champ (UTBS), et on a suivi les calculs de dimensionnement de leurs dessaleurs.

Mots clés : dessalage, pétrole, le champ CIS, le champ UTBS.

## Summary:

oil desalination is one of the most important processes to obtain a product that meets commercial standards (salt ratio ranges from 40 to 60 mg/L), and to ensure proper performance of various petroleum treatments, in fact, poor desalination has direct consequences for equipment's such as pipe clogging and corrosion.

In this research, we have studied two unites of petroleum desalination located in Hassi Messaoud, for the petroleum field (CIS) and the petroleum field (UTBS) and we followed the sizing calculations of their desalters.

Keywords : Oil Desalination, Petroleum, CIS Petroleum Field, UTBS Field.

## المخلص

تعد عملية نزع الاملاح من النفط واحدة من أهم العمليات للحصول على منتج يفي بالمعايير التجارية (نسبة الأملاح تتراوح بين 40 إلى 60 مغ / لتر) ، ويضمن الأداء السليم للمعالجات البترولية المختلفة ، لان العملية السيئة لها عواقب مباشرة على الاجهزة و المعدات كانسداد الانابيب والتاكل.

درسنا في هذا البحث وحدتين لنزع الاملاح من النفط في حاسي مسعود ، للحقل البترولي المركز الصناعي الجنوبي والحقل البترولي وحدة معالجة النفط الخام وقمنا باتباع حساب ابعاد جهازي نزع الاملاح.

الكلمات المفتاحية: عملية نزع الاملاح ، بترول ، الحقل البترولي المركز الصناعي الجنوبي والحقل البترولي وحدة معالجة النفط الخام



