

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



**FACULTE DES HYDRAUCARBURES ET DE LA CHIMIE**

**Département de Génie des Procédés Chimiques et Pharmaceutiques**

# **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

**En vue de l'obtention du diplôme de Master**

**Filière : Hydrocarbures**

**Spécialité : Génie des Procédés**

**Option : Technologie de la Pétrochimie**

## **THEME**

**Calcul de vérification des paramètres de fonctionnement du dessaleur  
P10-VA-21-01/02 au niveau du Centre de Séparation et de  
Compression de la région de RHOURE NOUSS**

**Présenté par**

**ZAHAF BILLEL**

**MEBARKI ASMA**

**Encadré par**

**Mme BEDDA. K**

**Année Universitaire : 2015/2016**



# Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.*

*Nous remercions notre professeur consultant **Mme BEDDA** pour ses orientations et conseils.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à tout le personnel **RHOURDE NOUSS** dans l'unité de CSC en particulier :*

- ***M<sup>er</sup> ZOUAOUI FOUED** : Chef de service d'exploitation qui a nous guidé et encadré toute la période de stage ;*
- ***M<sup>er</sup> ADJIMI TAHAR** : Ingénieur de jour ;*
- ***M<sup>er</sup> TALHI HALIM** : Chef de quart ;*

*Sans oublier les tableautistes, les opérateurs et les techniciens de laboratoire qui ont nous aidé avec tous ses plaisirs.*

*Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements à nos enseignants de l'université de **BOUMERDES**.*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.*



**BILLEL & ASMA**



## *Dédicaces*

***D'abord je tiens à remercier ALLAH qui m'a donné la force et  
la patience d'accomplir ce modeste travail  
Avec une immense joie, Je dédie ce mémoire***

***A mes chères parents ,et toute ma famille et mes amis***

***A mon binome Billel***

***A toutes les personnes qui m'ont encouragé***

***ou aidé le long de mes études***



**ASMA**



# *Dédicaces*

*Avec des mots sortant de mon cœur, je dédie ce travail à :*

- ◆ *Mes chères parents : ma mère et mon père ;*
- ◆ *Tous mes frères ;*
- ◆ *Mes amis proches : Othman GOUSTO, Hamdane, Mohamed ;*
- ◆ *Ma binôme : ASMA.*



*- Billel -*

# Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Notations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
<b>Introduction</b> .....	01
<b>Chapitre I. Présentation de la région de RHOURE NOUSS</b> .....	03
I.1 Historique .....	03
I.2 Situation géographique .....	04
I.3 Les principaux champs .....	05
I.4 Les différents complexes de la région .....	05
I.5 Capacité globale de production de RHOURE NOUSS .....	06
I.6 Organisation de la direction de RHOURE NOUSS .....	06
<b>Partie théorique</b>	
<b>Chapitre II. Généralités sur le pétrole brut</b> .....	08
II.1 Introduction .....	08
II.2 Définition et Origine du pétrole brut .....	08
II.3 Composition des pétroles bruts .....	09
II.4 Classifications des pétroles .....	10
II.5 Propriétés physico-chimiques des pétroles bruts .....	12
II.6 Les bruts de référence .....	15
<b>Chapitre III. Dessalage du pétrole brut</b> .....	16
III.1 Introduction .....	16
III.2 Définition et Objectifs du dessalage .....	16
III.3 Salinité des bruts .....	16
III.4 Terminologie du dessalage .....	18
III.5 Mécanisme du dessalage électrostatique .....	21
III.6 Phénomène d'émulsion .....	23
III.7 Paramètres de réglage du dessaleur .....	27
III.8 Les dessaleurs .....	29
<b>Partie technologique</b>	
<b>Chapitre IV. Présentation du Centre de Séparation et de Compression (CSC)</b> .....	34
IV.1 Description générale de l'usine CSC .....	34
IV.2 Description du schéma technologique .....	39
IV.3 Description du processus de dessalage à CSC .....	42
<b>Partie calcul</b>	
<b>Chapitre V. Calcul du dessaleur (P10-VA-21-01/02)</b> .....	47
V.1 Problématique .....	47
V.2 Calcul de vérification du dessaleur .....	48
V.3 Etude expérimentale des paramètres de dessalage .....	62
V.4 Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de désémulsifiant ..	66

## **Partie sécurité**

<b>Chapitre VI. Généralités sur la sécurité industrielle .....</b>	<b>69</b>
VI.1 Introduction .....	69
VI.2 Définition de la sécurité .....	69
VI.3 Organisation de la sécurité .....	69
VI.4 Le département sécurité au niveau de la région .....	70
 <b>Conclusion .....</b>	 <b>72</b>
 Références bibliographiques	
Annexes	

# Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Situation géographique de la région de RHOURE NOUSS .....	04
<b>Figure I.2</b> : Organisation de la direction de RHOURE NOUSS .....	07
<b>Figure III.1</b> : Chlorure de sodium sous forme cristalline .....	17
<b>Figure III.2</b> : Effet du désémulsifiant sur l'émulsion Eau / Brut .....	19
<b>Figure III.3</b> : Attraction et déformation des gouttes d'eau sous l'effet d'un champ électrique .....	20
<b>Figure III.4</b> : Ecoulement laminaire / turbulent .....	20
<b>Figure III.5</b> : Phénomène de Coalescence .....	22
<b>Figure III.6</b> : Représentation schématique d'un tensioactif .....	24
<b>Figure III.7</b> : Schéma représentatif des trois types d'émulsion .....	25
<b>Figure III.8</b> : Schéma simplifié pour le principe de l'émulsion .....	26
<b>Figure III.9</b> : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique .....	29
<b>Figure III.10</b> : Schéma d'un dessaleur type HOWMAR .....	29
<b>Figure III.11</b> : Schéma des dessaleurs « bielectric » et « lowvelocity » .....	30
<b>Figure IV.1</b> : Schéma représentatif de CSC .....	38
<b>Figure IV.2</b> : Schéma technologique représente le processus du CSC .....	39
<b>Figure IV.3</b> : Vue détaillée du dessaleur Dual Polarity par NATCO Group .....	42
<b>Figure IV.4</b> : Distributeur Hi-Flo du dessaleur NATCO .....	44
<b>Figure IV.5</b> : Vue des électrodes, DUAL POLARITY NATCO .....	45
<b>Figure IV.6</b> : Schéma de principe du dessalage .....	46
<b>Figure V.1</b> : Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur .....	49
<b>Figure V.2</b> : Schéma de système de dessaleur à deux étages .....	50
<b>Figure V.3</b> : Variation de la viscosité en fonction de la température .....	53
<b>Figure V.4</b> : Dimensions du dessaleur P10-VA-21-01/02 .....	56
<b>Figure V.5</b> : Représentation de la distance entre les électrodes .....	59
<b>Figure V.6</b> : Configuration des électrodes dans le dessaleur .....	60
<b>Figure V.7</b> : Variation de A en fonction du taux de lavage .....	61
<b>Figure V.8</b> : Echantillons des essais au niveau du laboratoire .....	63
<b>Figure V.9</b> : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage .....	63
<b>Figure V.10</b> : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température .....	64
<b>Figure V.11</b> : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de désémulsifiant .....	65
<b>Figure V.12</b> : Analyse de BSW des échantillons du brut .....	67
<b>Figure V.13</b> : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes .....	67
<b>Figure VI.1</b> : Organigramme de la division sécurité .....	70

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Capacité globale de production du champ de RHOURE NOUSS .....	06
<b>Tableau II.1</b> : Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C .....	13
<b>Tableau II.2</b> : Teneur en sédiment (BSW) de quelques bruts .....	14
<b>Tableau II.3</b> : Teneur en sels d'un certain nombre de bruts .....	14
<b>Tableau III.1</b> : Répartitions des teneurs en sels dans le pétrole brut .....	17
<b>Tableau III.2</b> : Variation de la température de dessalage en fonction du brut, a critère de décantation constant .....	27
<b>Tableau IV.1</b> : Production d'huile et de gaz de l'usine CSC .....	34
<b>Tableau IV.2</b> : Spécification de l'huile stabilisée du CSC .....	34
<b>Tableau V.1</b> : Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur .....	48
<b>Tableau V.2</b> : Regroupement des débits du cas design et cas actuel .....	50
<b>Tableau V.3</b> : Regroupement des résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau .....	52
<b>Tableau V.4</b> : Valeur du coefficient ( $\phi$ ) en fonction du régime d'écoulement .....	52
<b>Tableau V.5</b> : Variation de la viscosité de brut en fonction de la température pour le cas design ..	53
<b>Tableau V.6</b> : Variation de la viscosité du brut en fonction de la température pour le cas actuel ...	54
<b>Tableau V.7</b> : Résultats de calcul des caractéristiques du brut et l'eau dans le cas design et cas actuel .....	55
<b>Tableau V.8</b> : Résultats de calcul de la vitesse de décantation et le nombre de Reynolds .....	55
<b>Tableau V.9</b> : Résultats de calcul du temps de décantation .....	56
<b>Tableau V.10</b> : Calcul du volume du dessaleur .....	57
<b>Tableau V.11</b> : Résultats de calcul du temps de séjour .....	57
<b>Tableau V.12</b> : Résultats de calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation et de séjour .....	57
<b>Tableau V.13</b> : Résultat de la teneur en sel théorique optimale à la sortie du dessaleur .....	58
<b>Tableau V.14</b> : Résultat de calcul de l'efficacité du dessalage .....	58
<b>Tableau V.15</b> : Résultat du calcul de l'efficacité de dessaleur .....	59
<b>Tableau V.16</b> : Efficacité de dessaleur et de dessalage dans les deux cas .....	59
<b>Tableau V.17</b> : Variation de A en fonction du taux de lavage .....	61
<b>Tableau V.18</b> : Résultat de calcul des champs électriques .....	61
<b>Tableau V.19</b> : Salinité de brut et l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage .....	63
<b>Tableau V.20</b> : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température .....	64
<b>Tableau V.21</b> : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de desémulsifiant .....	65
<b>Tableau V.22</b> : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de desémulsifiant .....	67

## *Notations*

Symbole	désignation	unité
A	Coefficient de proportionnalité	/
BSW	Basic Sediment and Water	
$d_c$	Densité de la phase continue	/
$d_d$	Densité de la phase dispersée	/
$D_p$	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
E	Efficacité de dessaleur	Fraction
E	Champ électrique entre les électrodes	V/cm
$E_1$	Champ électrique entre l'électrode inférieur et le niveau d'eau	V/cm
$E_c$	Electrode inférieure	/
$E_c$	Champ critique	V/cm
g	Accélération de pesanteur	$m^2/s$
l	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
Q	Débit de la charge	$m^3/h$
$Re$	Nombre de Reynolds	/
$S_e$	Salinité d'entrée	mg/l
$S_e$	Teneur en sel dans le brut à l'entrée de dessaleur	mg/l
$S_s$	Salinité de sortie	mg/l
T	La température	°C
$T_d$	Temps de décantation	sec
$T_s$	Temps de séjour	sec
U	La tension du courant	volt
V	Volume de capacité de dessaleur	$m^3$
$\nu_c$	Viscosité cinématique du pétrole	Cst
$V_d$	Vitesse de décantation	m/s
WC	Water cut	%
X	Taux de lavage	Fraction
Y	Teneur en eau dans le brut à l'entrée de dessaleur	mg/l
Z	Teneur d'eau dans le brut à la sortie de dessaleur	mg/l
$\Phi$	Coefficient de frottement	/
$\alpha$	Coefficient de caractérisation la variation de la densité en fonction de la température	/
$\delta$	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	$g/cm^2$
$\epsilon$	Coefficient diélectrique	/

# Introduction

La part du pétrole au sein de la demande mondiale de combustibles est très largement majoritaire devant les autres sources d'après l'Agence Internationale de l'Energie, puisque la principale utilisation des combustibles est destinée aux moyens de transport. Cette forte demande en pétrole tend à persister puisqu'une croissance de 1,3% par an a été prédite entre 2005 et 2030.

Comme l'économie de l'Algérie est basée essentiellement sur les hydrocarbures ; on doit satisfaire les spécifications de production, techniques et économiques afin de permettre la livraison aux clients de produits conformes à des normes définies tel que la teneur en soufre, la TVR, le BSW, la teneur en sel, etc...

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 première étape de traitement consiste à éliminer ces contaminants par dessalage/déshydratation pour réduire la corrosion, le colmatage, l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Le dessalage électrostatique est une méthode typique pour éliminer les sels du pétrole brut qui comporte deux étapes essentiels :

- le dessalage chimique : on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (desémulsifiants) au brut pour casser le film d'émulsion eau/brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante.
- le dessalage électrostatique : on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation.

La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal qui s'appelle le dessaleur.

Notre travail a été réalisé dans le centre de séparation et de compression (CSC) au niveau de la région de RHOURDE NOUSS.

Notre objectif est de faire un calcul de vérification des paramètres de fonctionnement du dessaleur électrostatique (P10-VA-21-01/02) à deux étages.

## Introduction

---

Une étude de l'influence de plusieurs paramètres sur le dessalage du brut de la région de RHOURDE NOUSS a été réalisée au laboratoire.

Notre mémoire comprend les chapitres suivants :

- ◆ Présentation de la région de RHOURDE NOUSS.
- ◆ Généralités sur le pétrole brut.
- ◆ Dessalage du pétrole brut.
- ◆ Description du procédé de CSC.
- ◆ Calcul du dessaleur (P10-VA-21-01/02).
- ◆ Généralités sur la sécurité industrielle.

# I. Présentation de la région de RHOURE NOUSS

## I.1 Historique [13]

La première découverte du gaz à RHOURE NOUSS a été en 1956. Le premier puits RN1, foré en 1962, a mis en évidence la présence du gaz riche en condensât au niveau de plusieurs réservoirs. Après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation l'année 1966. Les grandes étapes qui ont ponctué le développement de la région de RHOURE NOUSS sont :

Date	Les étapes de développement du champ de RHOURE NOUSS
1956	La première découverte d'un puits du gaz à RHOURE NOUSS
1966	La première découverte d'un puits de l'huile à RHOURE NOUSS
1988	Démarrage de l'usine phase A. (quatre (04) trains chacun à une capacité de 10 millions SM <sup>3</sup> /j de gaz brut).
1989	Mise en service de RHOURE ADRA
1992	Mise en service de RHOURE CHOUF et de RHOURE HAMRA.
1995	Démarrage de l'usine de HAMRA.
1996	Première expédition du GPL (HAMRA).
2000	Démarrage Usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions m <sup>3</sup> /j
2005/2010	Préparation Plan de développement CTH et QHA.
2012	La mise en marche du centre de séparation et de compression (CSC) d'une capacité du traitement d'une charge de 1000 m <sup>3</sup> /j du brut.
2014	La mise en service de l'usine du projet CPF (soit le 6 <sup>ème</sup> train de traitement de gaz).

La région de RHOURE NOUSS a été la première unité de SONATRACH à avoir installé un système DCS au niveau de HAMRA en 1995.

## I.2 Situation géographique [13]

RHOURE NOUSS qui fait partie de la willaya d'illizi se situe à 1200Km au Sud/Sud Est d'Alger à une altitude moyenne de 275m, autrement dit elle se localise à 350Km au Sud/Sud-Est d'Ouargla et à 270Km au Sud/Sud-Est de HASSI MESSAOUD et une bretelle de 30km goudronnée l'a relie à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI). Son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité), il se caractérise par un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 50°C). On enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an) et une fréquence importante des vents de sable. C'est un Terrain accidenté vu la position de la région.

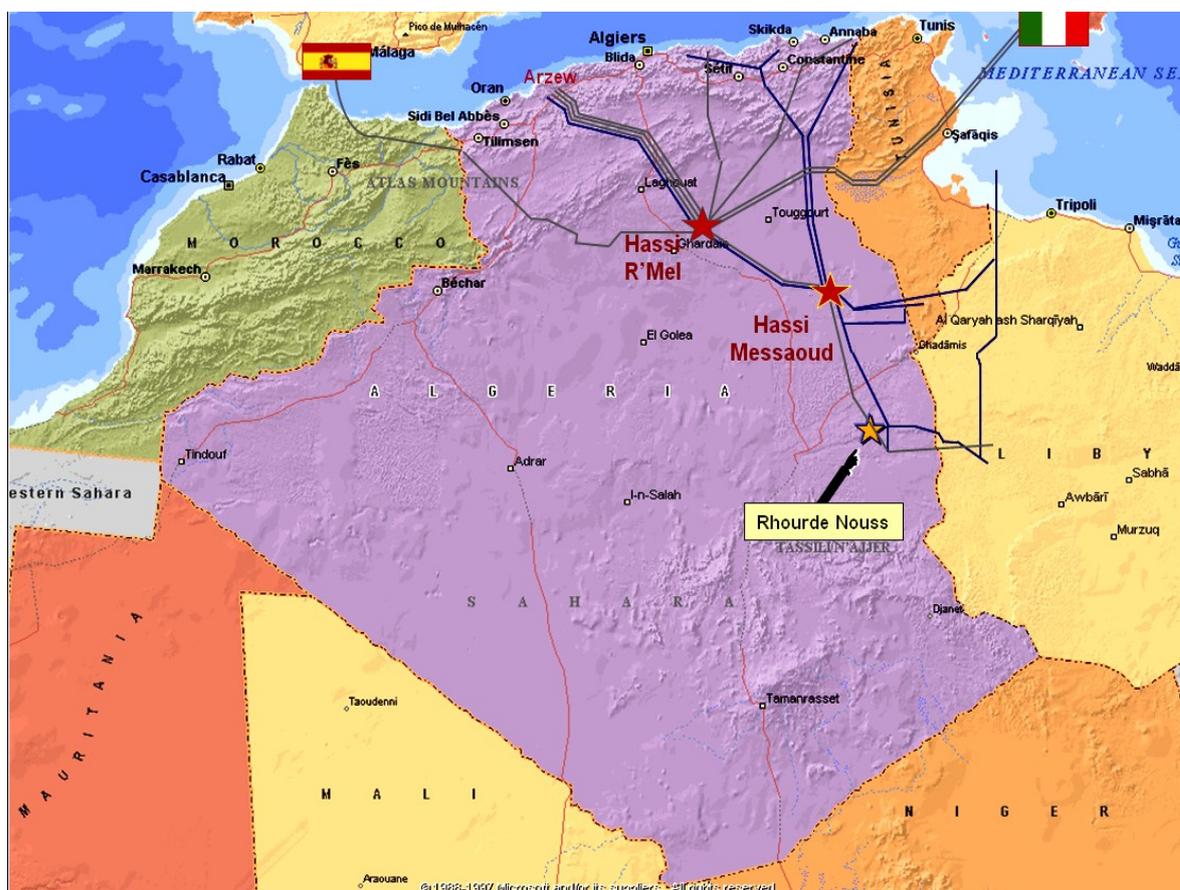


Figure I.1 : Situation géographique de la région de RHOURE NOUSS

### I.3 Les principaux champs [13]

La région de RHOURE NOUSS est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un Rayon de 100 Km par rapport au siège de la Direction régionale qui est situé sur le Champ de RHOURE NOUSS Centre, les principaux champs mis en exploitation sont :

- Champ de RHOURE NOUSS.
- Champ de RHOURE ADRA.
- Champ de RHOURE CHOUF.
- Champ de RHOURE HAMRA.
- Champ de HAMRA.

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés dans le future, il s'agit de :

- Champ de RHOURE HAMRA Sud-est.
- Champ de RHOURE NOUSS 3.
- Champ de MOUILAH.
- Champ de MEKSEM.
- Champ de DRAA ALLAL.
- Champ d'ELKETAIA.
- Champ de RHOURE ADRA Sud-est.

### I.4 Les différents complexes de la région [13]

La région de RHOURE NOUSS est à vocation principalement gazière. Elle est dotée de :

- Deux usines de traitement du gaz humide :
  - La phase A : Traitement de 51 millions Sm<sup>3</sup>/j du gaz pour récupérer le condensât.
  - La phase B : Traitement de 48.3 millions Sm<sup>3</sup>/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensât.
- Un centre de traitement d'huile d'une capacité de 1000 m<sup>3</sup>/j.
- Une centrale électrique produit 21 MW de l'énergie propre pour la région.
- Un centre de traitement de 35 millions Sm<sup>3</sup>/j du gaz non conventionnel pour éliminer le dioxyde de carbone.

## I.5 Capacité globale de production de RHOURE NOUSS [13]

La capacité globale de production se présente dans le tableau suivant :

<b>Gaz brut</b>	51 millions Sm <sup>3</sup> /j.
<b>Réinjection</b>	75% environ, soit 32 millions Sm <sup>3</sup> /j gaz sec.
<b>Commercialisation</b>	20 millions Sm <sup>3</sup> /j.
<b>GPL</b>	3986 T/j.
<b>Condensât</b>	5000 T/j.
<b>Pétrole brut</b>	500T/j.

**Tableau I.1** : Capacité globale de production du champ de RHOURE NOUSS

## I.6 Organisation de la direction de RHOURE NOUSS [13]

La Direction Régionale RHOURE NOUSS est composée des structures et cellules suivantes :

### 1<sup>ère</sup> Partie

- Direction HAMRA.
- Cellule Assistants DR.
- Cellule Sûreté Interne.
- Service Informatique & Exploitation.
- Secrétariat Direction Régionale.

### 2<sup>ème</sup> Partie

- DIV MN : Division Maintenance.
- DIV EP: Division Engineering & Production.
- DIV XP : Division Exploitation.
- DIV SE : Division Sécurité.
- DIV AT : Division Approvisionnement &Transport.
- DIV REAL: Division Réalisation.
- DIV PE : Division Personnel.
- DIV FI : Division Finances.
- DIV IT: Division Intendance.

## ORGANISATION DE LA DIRECTION DE RHOURE NOUSS

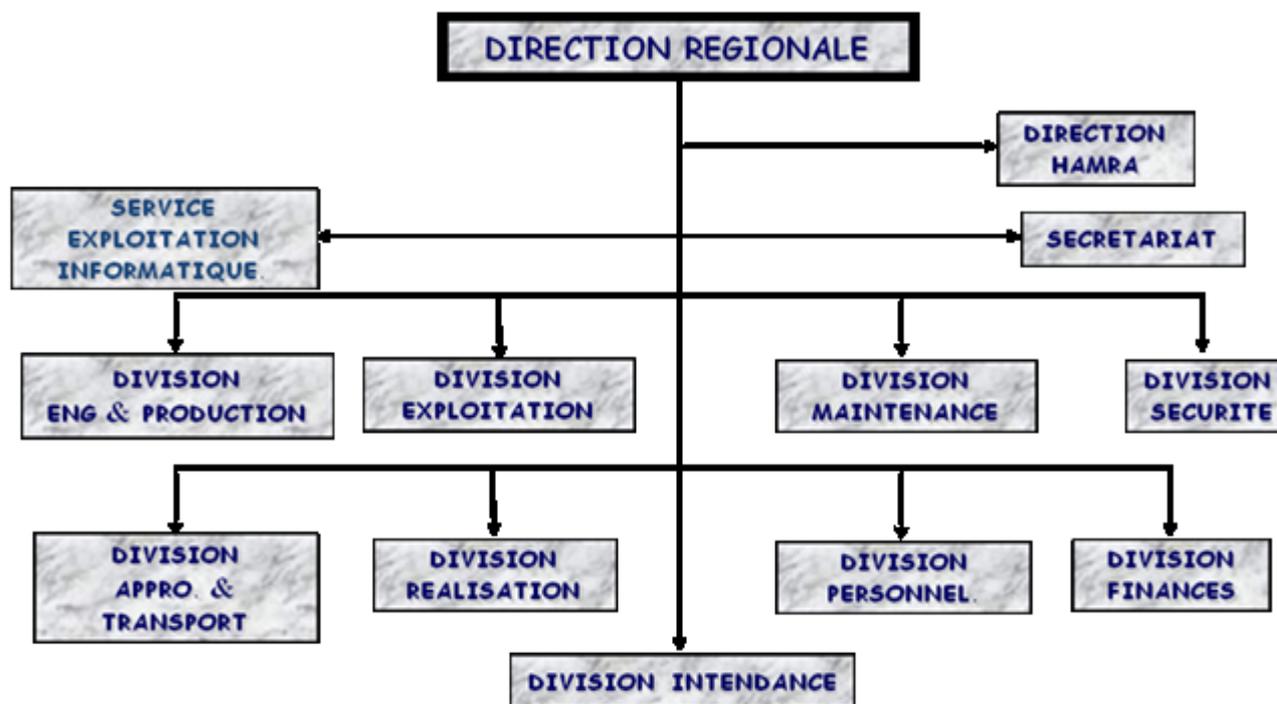


Figure I.2 : Organisation de la direction de RHOURE NOUSS

- **La division exploitation**

La mission de la division exploitation est d'assurer le fonctionnement du complexe de traitement et de réinjection du gaz dans les meilleures conditions de performance (capacité nominale) et de sécurité des installations et du personnel.

La région de RHOURE NOUSS est à vocation principalement gazière. Elle est dotée d'un centre de traitement d'huile avec une capacité de traitement de 2000 m<sup>3</sup>/j du brut ce centre est le doyen des unités industrielles à RHOURE NOUSS puis qu'il a été mis en service en 1966 dans le cadre du contrat EL PASO.

## II. Généralités sur le pétrole brut

### II.1 Introduction [19]

Le pétrole est un liquide plus ou moins visqueux d'origine naturelle, mélange complexe d'hydrocarbures, principalement utilisé comme source d'énergie. Il contient des hydrocarbures saturés, à chaînes linéaires, ramifiés ou cycliques, ainsi que des traces de soufre, d'azote, d'oxygène, d'eau salée et de métaux (Fer, Nickel). On le trouve en grandes quantités dans des gisements enfouis sous la surface des continents ou au fond des mers.

L'exploitation de cette source d'énergie fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides.

### II.2 Définition et Origine du pétrole brut [4]

#### II.2.1 Définition

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres et généralement plus léger que l'eau de densité varie entre  $0,7 \div 0,9$ . Il est plus ou moins fluide suivant son origine, et son odeur habituellement forte et caractéristique. C'est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années, aussi il est appelé « huile ».

#### II.2.2 Origine

Le pétrole brut provient de la décomposition d'organismes marins (principalement le plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches-réservoirs » constituant les gisements pétrolifères exploités de nos jours.

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER.

Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole.

## II.3 Composition des pétroles bruts [4,12]

Le pétrole brut, appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- Aliphatiques
- Cycliques
- Les hydrocarbures mixtes.

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus ou moins nocifs dans le traitement du brut ou lors de l'utilisation des fractions pétrolières finies. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% ÷ 7%) sous forme de composés.

Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, As, Si, Na, Fer...etc.

### II.3.1 Les principales familles d'hydrocarbures [9]

#### II.3.1.1 Hydrocarbures aliphatiques

Ce sont les hydrocarbures paraffiniques, les oléfines, et les acétyléniques à chaîne ouverte. On distingue :

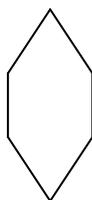
- **Saturés** : Ce sont les alcanes  $C_nH_{2n+2}$  qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isomérisé). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.
- **Non saturés** : Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermocatalytique. Ces non saturés sont appelés les oléfines dont la formule générale est  $C_nH_{2n}$  pour les alcènes et  $C_nH_{2n-2}$  pour les alcynes.

#### II.3.1.2 Hydrocarbures cycliques (naphténiques)

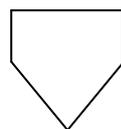
Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone. On distingue :

- **Saturés** : Ce sont les hydrocarbures ayant la formule  $C_nH_{2n}$

Ex :  $C_6H_{12}$  ou  $C_5H_{10}$



Cyclohexane

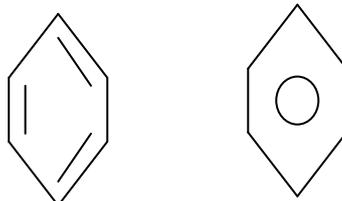


cyclopentane

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

- **Non saturés** : Ce sont les aromatiques dont la formule chimique est  $C_nH_n$

Ex : le benzène  $C_6H_6$

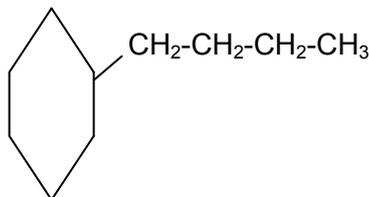


Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène), naphthalène, anthracène, pyrène,... etc.

### II.3.1.3 Les hydrocarbures mixtes

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.

Ex: butylcyclohexane



La composition chimique du pétrole brut est donnée par la teneur en paraffine, oléfine, naphène et en aromatique dite le PONA de la fraction pétrolière.

## II.3.2 Les différents composés contenus dans le brut [4]

### II.3.2.1 Composés sulfurés

Pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre. La teneur de ce dernier augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière.

### II.3.2.2 Les composés oxygénés

Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphéniques, les phénols et les gommes.

### II.3.2.3 Les composées métalliques

Ils existent sous forme des sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg,... etc.

## II.4 Classifications des pétroles [17]

Après la découverte d'un gisement du pétrole et avant leur traitement en appliquant les divers procédés du raffinage, le pétrole doit subir au niveau du

laboratoire, certaines analyses afin de le classer, On distingue trois sortes de classifications :

- Classification chimique.
- Classification industrielle.
- Classification technologique (marchande).

#### II.4.1 Classification chimique

Cette méthode est basée sur la prédominance d'hydrocarbures qui constitue le pétrole, on distingue :

- Le pétrole paraffinique (Etats unies).
- Le pétrole naphtéinique ou cyclique (république d'Azerbaïdjan).
- Le pétrole aromatique (Indonésie).
- Les pétroles mixtes sont :
  - Paraffino - Aromatiques.
  - Paraffino– Naphténiques (Algérie).
  - Naphteno– Aromatiques (la Californie).
  - Paraffino – Naphteno - Aromatiques.

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature du pétrole, car la répartition des hydrocarbures dans les fractions est différente. 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.

#### II.4.2 Classification industrielle

Le pétrole est classé selon la densité en :

- Pétrole léger avec  $\rho_{15}^{15} < 0,828$ .
- Pétrole moyen avec  $0,828 < \rho_{15}^{15} < 0,884$ .
- Pétrole lourd avec  $\rho_{15}^{15} > 0,884$ .

#### II.4.3 Classification technologique (marchande)

Cette méthode est basée sur la connaissance de la :

- Teneur en soufre.
- Teneur en paraffine.
- Teneur potentielle en produits clairs.

##### II.4.3.1 La teneur en soufre

Le pétrole se divise en trois classes :

- A faible teneur, lorsque le pétrole ne contient pas plus de 0,5 %.

- A moyenne teneur, lorsque le pétrole contient entre 0,5 à 2%.
- Sulfureux lorsque sa teneur est supérieure à 2%.

La teneur en H<sub>2</sub>S est aussi importante pour des raisons de sécurité.

#### II.4.3.2 Teneur en paraffine

En trois groupes d'après leur teneur en paraffine.

- peut paraffinique lorsque la teneur en paraffine est 1,5%.
- paraffinique lorsque a teneur en paraffine varie entre 1,5 et 6%.
- très paraffinique lorsque la teneur en paraffines est de plus 6% de paraffines.

#### II.4.3.3 La teneur potentielle en fractions claires

Il se devise en trois classes :

- Teneur élevée > 45% (pétrole léger).
- Teneur moyenne entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible < 30% (pétrole lourd).

La méthode technologique est la plus complète et permet de choisir le schéma adéquat de traitement. Cependant, l'impression de cette classification augmente au fur et à mesure que le poids moléculaire augmente.

## II.5 Propriétés physico-chimiques des pétroles bruts [9,10]

### II.5.1 Densité des pétroles bruts

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. La densité est exprimée le plus souvent en degrés °API et  $d_4^{15}$ .

### II.5.2 Viscosité des pétroles bruts

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

L'évolution de la viscosité en fonction de la température n'est pas la même pour tous les bruts. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse; par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

La viscosité est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole dans un tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminée: c'est la viscosité cinématique (mm<sup>2</sup>/s). Elle peut être aussi déterminée en mesurant le temps d'écoulement à travers un orifice Calibre.

Nom du brut	Pays d'origine	Viscosité (mm <sup>2</sup> /s)
Zarzaitine	Algérie	5
Nigérian	Nigeria	9
Dahra	Libye	6
Safaniyah	Arabie Saoudite	48
Bachaquero	Venezuela	5500
Tia Juana	Venezuela	70

**Tableau II.1** : Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C

### **II.5.3 Tension de vapeur et point d'éclair des pétroles bruts**

La mesure de la tension de vapeur et point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers.

Des normes de sécurité réglementent la manipulation et le stockage des pétroles bruts et des produits pétroliers en fonction de leur point d'éclair qui est directement lié à la tension de vapeur.

### **II.5.4 Teneur en eau, sédiments et sels des pétroles bruts**

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

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, empoisonnement de catalyseur,... etc.).

#### **II.5.4.1 Teneur en eau des pétroles bruts**

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

#### **II.5.4.2 Teneur en sédiments des pétroles bruts**

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits, appelés sédiments, sont de fines particules de sable, de boues de forage, de débris de roche ou de métaux sous

forme de minerais, ou l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium,...etc ; provenant de l'érosion de pipelines, des bacs de stockage, des vannes ou de toute tuyauterie que traverse le brut.

<b>Brut</b>	<b>Teneur en eau et sédiment (B.S.W) en % poids</b>
Nigérian	0,10
Arabian light	0,10
Dahra	0,60
Mandgi	1,80
Bachaquero	2,00

**Tableau II.2** : Teneur en sédiment (BSW) de quelques bruts

#### II.5.4.3 teneur en sels des pétroles bruts

Bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de ppm. La présence des sels minéraux pose de sérieux problèmes lors du traitement des pétroles bruts. Les chlorures de sodium, magnésium et calcium sont presque toujours dominants, à côté du gypse et du carbonate de calcium.

<b>Brut</b>	<b>Pays d'origine</b>	<b>mg NaCl /Kg (ppm)</b>
Arabian light	Arabie saoudite	25
Hassi Messaoud	Algérie	30
Boscán	Venezuela	60
Bonny	Nigéria	135
Brega	Libye	155
Sarir	Libye	345

**Tableau II.3** : Teneur en sels d'un certain nombre des bruts

## II.6 Les bruts de référence [12]

Plus de 130 types des pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types des bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir des bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

### II.6.1 Le WTI (West Texas Intermediate) (40 °API et 0,3 % S)

Ce type de brut est utilisé comme référence en Amérique du Nord. C'est un brut léger, non sulfuré. C'est le prix du WTI qui est habituellement cité dans les articles de journaux.

### II.6.2 Le Brent (38 °API et 0,3 % S)

Le Brent est un type du pétrole brut léger et non soufré issu de champs de la Mer du Nord. D'après l'International Petroleum Exchange où le prix du Brent est coté, ce prix est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.

### II.6.3 Le Dubaï light (environ 32 °API et 2 % S)

Un brut (léger sulfuré) dans le golfe Persique, le Dubaï light est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie, le Moyen-Orient et l'Asie.

### II.6.4 Saharablend (Le brut algérien)

C'est un mélange des bruts issus de plusieurs champs de la région de HASSI MESSAOUD, il a :

- Densité entre 43 et 47 °API, un brut léger.
- Teneur en soufre 0,1% « faible teneur en soufre ».

## III. Dessalage du pétrole brut

### III.1 Introduction [1]

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

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

La découverte de dessalage d'un pétrole brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 et du à COTTRELL, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols. Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent de 1935 aux Etats-Unis. Par contre en France ; les dessaleurs électrostatiques ne sont apparus dans les raffineries qu'à partir des années 60. Mais aujourd'hui pratiquement toutes les raffineries sont équipées des dessaleurs électrostatiques.

### III.2 Définition et Objectifs de dessalage [3]

Le dessalage est une opération essentielle de prétraitement du brut pour éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans l'effluent.

En théorie, le problème de dessalage est simple. Puisque le sel est de loin plus soluble dans l'eau que dans l'huile, l'essentiel de dessalage est résolu par les opérations de déshydratation.

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux des sels dans une eau de lavage puis à séparer cette eau ; Donc l'objectif sera de :

- Eliminer l'eau (déshydratation) et les sels (dessalage).
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).
- Permettre aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut.

### III.3 Salinité des bruts [4]

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, un brut variablement chargé en sels ; le chlorure de sodium est majoritaire mais il est toujours associé à des quantités variables des sels alcalino-terreux.

Cette salinité est apportée par l'eau du réservoir ou par des eaux d'infiltrations, elle est fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir, de plus, elle évolue au cours de la vie du puits.

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



**Figure III.1** : Chlorure de sodium sous forme cristalline [3]

Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut qui sont :

- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts des sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels.

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

Nature des sels	Pois(%)
MgCl <sub>2</sub> (chlorure de magnésium)	10-20%
CaCl <sub>2</sub> (chlorure de calcium)	10%
NaCl (chlorure de sodium)	70-80%

**Tableau III.1** : Répartitions des teneurs en sels dans le pétrole brut [4]

La salinité dépend de :

1. La salinité de l'eau de production ( $S_e$ ) : [ppm]
2. La teneur en eau du brut à l'entrée ( $BSW_e$ ) : [%]
3. Le taux de lavage ( $tL$ ) : [%]
4. Le rendement de lavage ( $rL$ ) : [%]
5. La salinité de l'eau de lavage ( $SL$ ) : [ppm]
6. La teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur ( $BSW_s$ ) : [%]

### III.4 Terminologie de dessalage [3]

Comme on parlera dans ce chapitre sur le dessalage, on va définir certains mots particuliers utilisés pour le dessalage électrostatique.

#### III.4.1 La charge d'alimentation

La charge d'alimentation est le mélange d'hydrocarbures envoyés à une raffinerie pour le traitement. La raffinerie acceptera seulement la charge qui respectera certaines spécifications. Une de ces spécifications est la quantité de sel que le mélange contient.

#### III.4.2 Ségrégation gravitaire

Phénomène naturel, l'eau se sépare à l'aide des seules forces gravitaires. Le moteur de cette opération est la différence de densité existant entre les deux fluides.

- **Effet de la gravité**
- **Effet taille de gouttelettes**

La vitesse de décantation croît comme le carré du diamètre des gouttes. Ceci confirme l'importance de la coalescence.

- **Effet de la densité**

L'injection de fluxent permet d'abaisser la densité pour augmenter le delta densité avec l'eau et favoriser la décantation.

- **Effet sur la viscosité**

#### III.4.3 L'émulsion

Une émulsion est une suspension des petites gouttelettes d'un liquide dans un second liquide. Les liquides, dans une émulsion stable, peuvent seulement être séparés par un procédé de traitement. Cela signifie qu'émulsion stable ne peut pas être séparée par décantation dans quelques ballons que ce soit.

#### III.4.4 Perte de charge

Quand un fluide (un liquide ou un gaz) s'écoule à travers quelque chose, la pression du fluide diminue. Imaginons un pipeline avec une vanne. La pression du

fluide à l'entrée à la vanne sera plus importante que la pression du fluide quand il quitte la vanne. La différence entre les deux pressions est appelée la chute de pression.

### III.4.5 Desémulsifiant

On connaît aussi le desémulsifiant comme le casseur d'émulsion. C'est un produit chimique qui aide à séparer les liquides dans une émulsion.

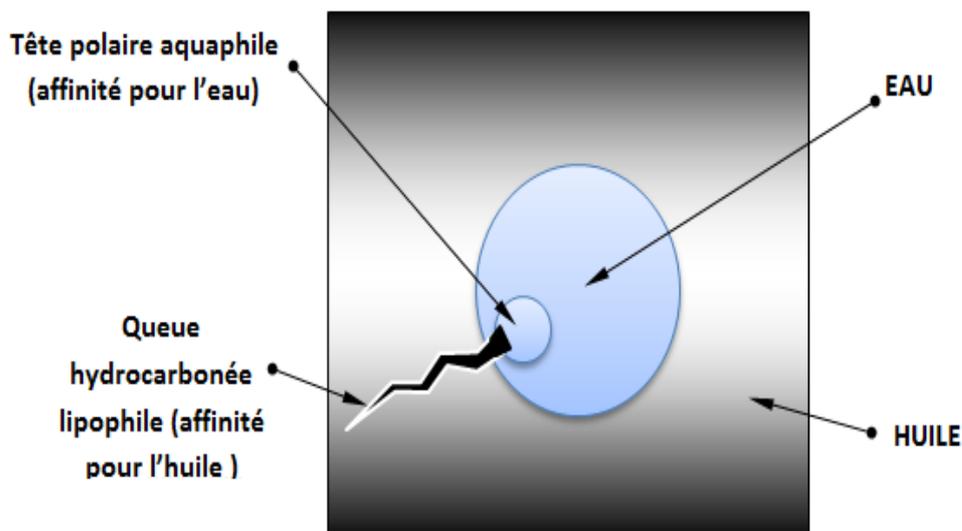


Figure III.2 : Effet du desémulsifiant sur l'émulsion Eau / Brut [21]

### III.4.6 Tension superficielle

La tension superficielle est comme 'une peau invisible' qui maintient un liquide dans des gouttelettes.

Dans une émulsion c'est la tension superficielle qui maintient l'eau dans des gouttelettes. Quand la tension superficielle diminue en utilisant le desémulsifiant, il est plus facile pour les gouttelettes d'eau de s'unir.

### III.4.7 Suspension

Le pétrole brut contient des petites quantités des matières solides telles que des grains de sable. Ces matières solides et les gouttelettes d'eau sont en suspension dans l'huile.

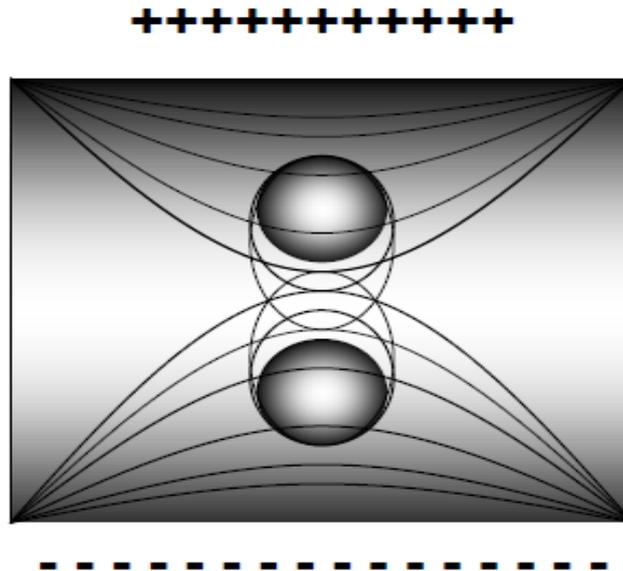
### III.4.8 Interface

L'interface est l'endroit, dans un ballon, où deux liquides se rencontrent. Dans un dessaleur il y a trois liquides et ainsi il y a deux interfaces. Au fond du navire il y a de l'eau. En plus de l'eau il y a l'émulsion et en plus de l'émulsion il y a de l'huile.

Ces deux interfaces sont appelées « interface huile/émulsion » et « interface émulsion/eau ». L'interface « émulsion/eau » est utilisée pour détecter le niveau d'eau dans le dessaleur.

### III.4.9 Potentiel Électrique

Le potentiel électrique est la force électrique qu'il peut y avoir entre deux points dans un circuit électrique. Il est mesuré en volts.

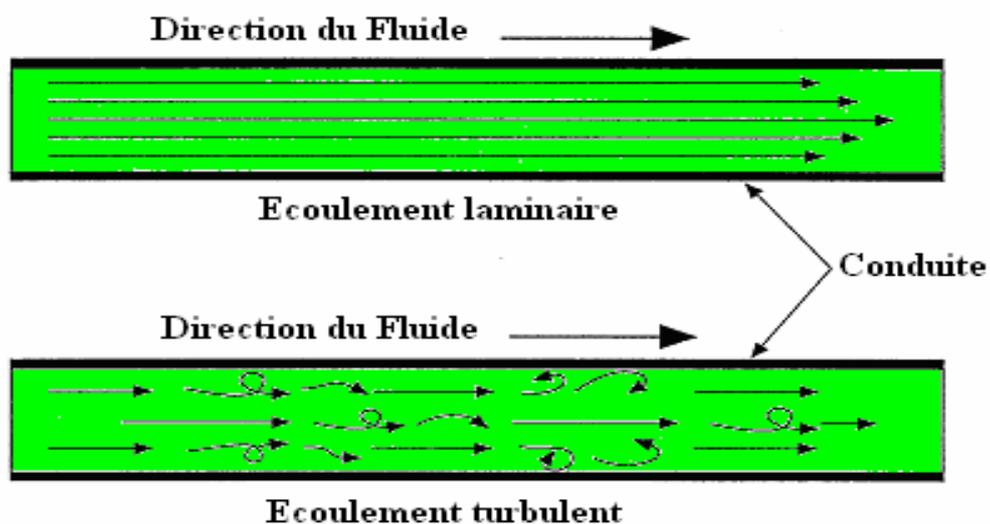


**Figure III.3 :** Attraction et déformation des gouttes d'eau sous l'effet d'un champ électrique [21]

### III.4.10 Ecoulement laminaire

Si dans une conduite, un liquide coule sans à-coup et en une ligne droite il a un écoulement laminaire. L'opposé du flux de laminaire est l'écoulement turbulent.

La figure III.4 montre la différence entre un écoulement laminaire et turbulent d'un liquide dans un pipeline.



**Figure III.4 :** Ecoulement laminaire / turbulent

### III.4.11 Entraînement

Dans un dessaleur électrostatique, il y a trois fluides différents :

- De l'eau au fond
- De l'émulsion au milieu
- De l'huile en haut.

Si le niveau de l'émulsion augmente trop, l'émulsion peut passer dans l'huile et sortir du dessaleur ; Si cela arrive il y a entraînement de l'émulsion.

## III.5 Mécanisme de dessalage électrostatique [4]

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 :

1. La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage).
2. La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro-coalescence).
3. La décantation (par gravité).

### III.5.1 Diffusion des sels

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

Pour améliorer la diffusion des cristaux des sels dans l'eau, on injecte souvent l'eau pour partie à la vanne de mélange, pour partie au refoulement de la pompe de charge.

### III.5.2 Coalescence

L'émulsion eau-brut est constituée par une phase continue (le brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme des gouttelettes), asphaltènes et solides finement divisés comme le sulfure de fer qui sont adsorbés à l'interface eau/huile, formant un film visible au microscope. Ces agents stabilisent l'émulsion. La difficulté de la coalescence est donc liée étroitement à la teneur en asphaltènes des bruts traités d'une part, et à la présence de salissures ou de sédiments d'autre part.

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

La force d'attraction **F** des gouttelettes alignées est égale à :

$$F = K E r^2 \left(\frac{r}{d}\right)^2$$

Avec :

**r** : Rayon de la gouttelette (m).

**d** : Distance entre les centres des gouttelettes (m).

**E** : Gradient de tension.

**K** : Constante.

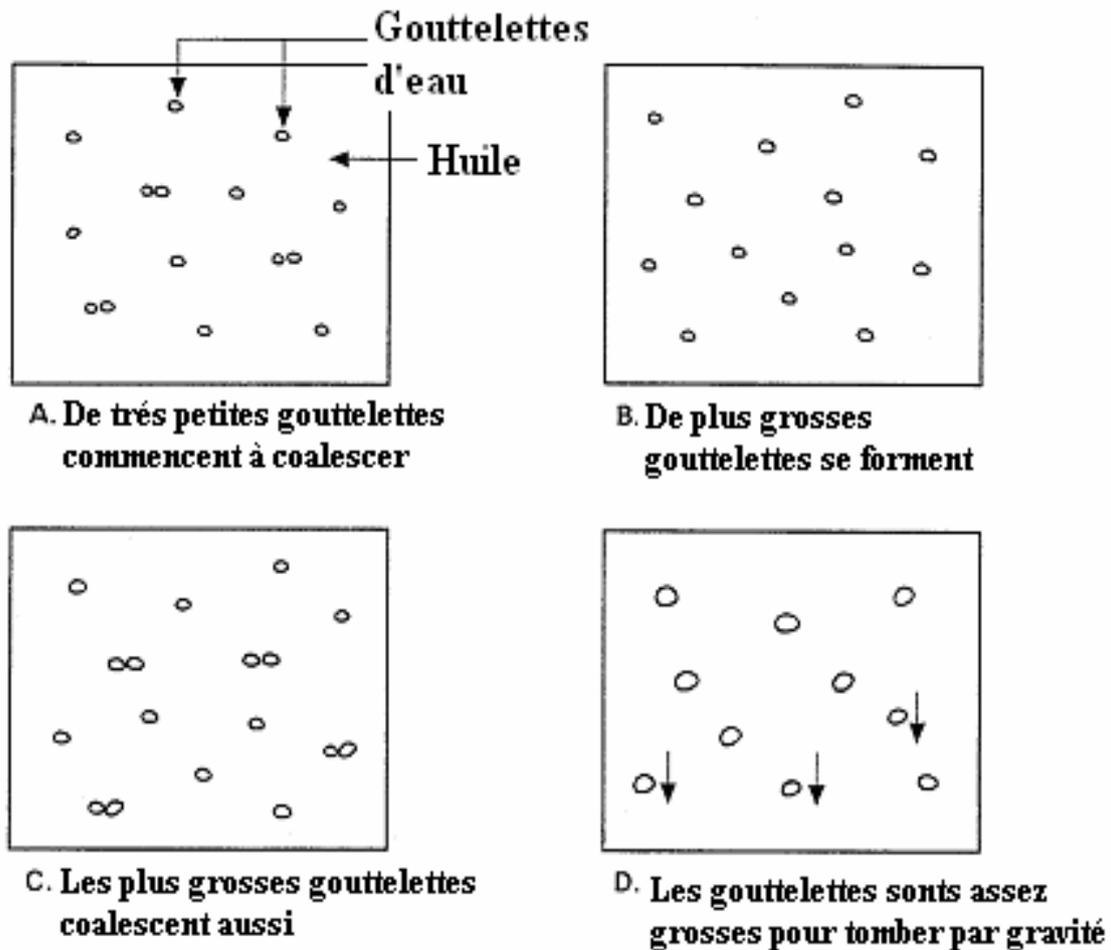


Figure III.5 : Phénomène de Coalescence

### III.5.3 Décantation

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, se décantent au fond du dessaleur, sous l'effet de la gravité et la densité qui est supérieure à celle du brut.

La décantation est régie par la loi de STOKES:

$$Vd = (\rho_1 - \rho_2)g. D^2/18\mu$$

Avec :

**Vd** : Vitesse de décantation (m/s).

**D** : Diamètre de la goutte d'eau (m).

**$\rho_1$**  : Masse volumique de la phase dispersée (eau).

$\rho_2$  : Masse volumique de la phase continue (brut).

$\mu$  : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s).

$g$  : Accélération de la pesanteur.

## III.6 Phénomène d'émulsion

### III.6.1 Généralités [3]

Lorsque l'huile et l'eau se séparent en couches. L'huile flotte sur le dessus et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se touchent est appelé « niveau d'interface ». Ici, l'huile et l'eau peuvent former une « couche d'émulsion » où les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement liées et difficilement séparables. L'épaisseur de la couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à près d'un mètre.

Un agent désémulsifiant peut être utilisé pour briser la couche d'émulsion ou pour prévenir l'épaississement de la couche. Dans les cas extrêmes, toute l'eau et la couche d'émulsion doivent être vidangées du dessaleur et établir un nouveau niveau d'eau.

### III.6.2 Définition [5]

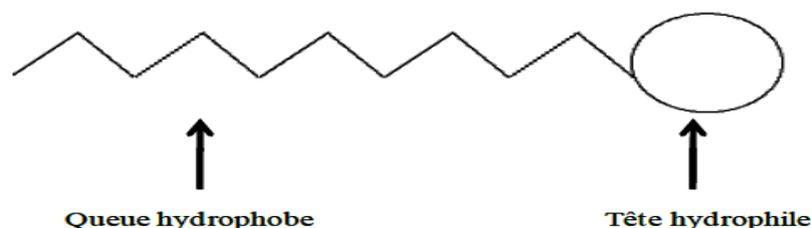
L'émulsion est un mélange de deux liquides non miscibles l'un est dispersé sous forme de gouttelettes dans l'autre et stabilisé par un agent émulsifiant. Les gouttelettes constituent la phase interne. Le liquide entourant les gouttelettes est appelé phase externe ou continue. L'émulsion se crée lorsqu'il y a une agitation suffisante pour disperser un liquide dans l'autre. Une goutte d'eau dans l'huile va prendre la forme pour laquelle la surface est minimale c'est à dire la sphère.

### III.6.3 Facteurs de l'émulsion [5]

La stabilité de l'émulsion dépend principalement de la :

**A) Tension superficielle :** La stabilité augmente si on diminue la tension superficielle. La formation et la stabilisation des émulsions sont en grande partie contrôlées par les propriétés de l'interface séparant les deux phases immiscibles. A l'interface, les molécules des deux phases s'agencent de façon à minimiser l'énergie libre interfaciale. La grandeur physique qui donne une mesure de cette énergie par unité d'aire est la tension interfaciale, Plus la tension interfaciale entre les deux phases est faible, plus leur affinité l'une pour l'autre est forte, et plus il est aisé d'augmenter la surface les séparant et donc de former une émulsion.

- B) Viscosité de l'huile :** La viscosité joue un rôle double. Si l'huile à une viscosité importante, pour une agitation donnée on ne pourra pas briser l'eau en gouttes aussi plus nombreuses ou fines qu'avec une huile de basse viscosité. D'un autre coté la viscosité peut maintenir des bulles plus grosses en suspension et les petites gouttes vont avoir plus de difficulté à décanter. Les bruts à hautes viscosité retardent l'effet des desémulsifiants. En général la haute viscosité induit une émulsion plus stable.
- C) Solubilité de l'agent émulsifiant :** L'activité de l'agent émulsifiant est liée, d'une part, à la vitesse de migration vers l'interface et à sa performance une fois qu'il a atteint sa place d'autre part. Plus l'émulsifiant est soluble dans la phase continue moins l'émulsion est stable. La présence de produits chimiques, appelés tensioactifs, facilite la formation d'une émulsion, en abaissant la tension interfaciale entre les deux phases en présence.



**Figure III.6 :** Représentation schématique d'un tensioactif [7]

Suivant la nature de la tête polaire, un tensioactif peut être :

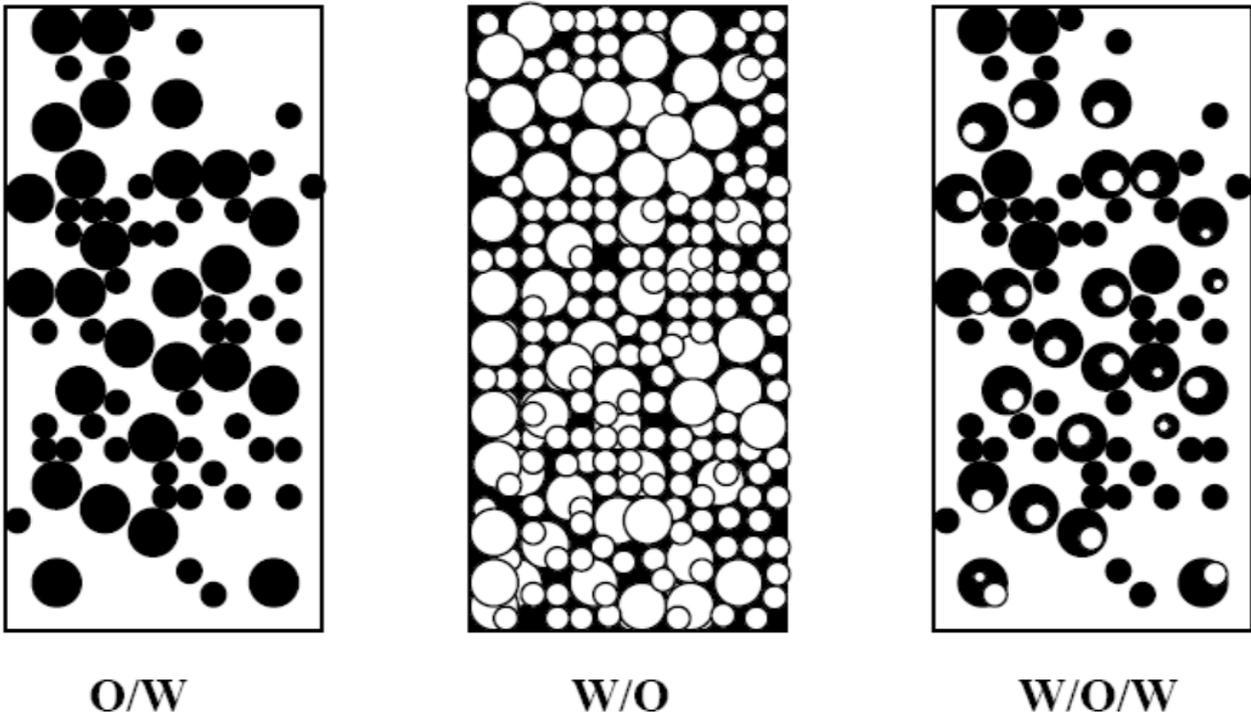
- anionique; il s'ionise négativement en phase aqueuse (par exemple  $R-COO^-$ ),
  - cationique; il s'ionise positivement en phase aqueuse (par exemple  $R-NH_3^+$ ),
  - amphotère (zwitterionique); il possède alors les deux types de charges (par exemple un groupement carboxylate et un ammonium quaternaire  $NH_3^+-R-R'-COO^-$ ),
  - ou non ionique; il ne se dissocie pas en phase aqueuse (par exemple  $R-OH$ , R étant un groupe alkyle).
- D) Quantité d'eau :** La quantité d'eau est directement liée à la stabilité. La quantité d'eau nécessaire dépend de l'émulsifiant, la viscosité de l'huile et du sel contenu dans l'eau. Chaque brut est différent et il est difficile de dégager des tendances.
- E) Age de l'émulsion :** Au tout début du mélange eau/huile l'émulsion est relativement instable. Au cours du temps, l'agent émulsifiant migre vers la surface huile/eau. Ceci produit de plus en plus épais et plus dur à casser qu'un film fraîchement produit.

**F) Taille des particules de la phase dispersée :** La taille des gouttes d'eau est une mesure de stabilité. Le type et la sévérité de l'agitation définit la taille des gouttes. Plus l'effet de cisaillement est important, plus les gouttes vont être divisées en gouttes de petite taille et plus l'émulsion devient stable. Les émulsions stables contiennent des gouttes de taille différentes mais le pourcentage de grosses gouttes est très faible.

### III.6.4 Types d'émulsion [3,6]

L'émulsion (huile/eau) peut-être de trois types :

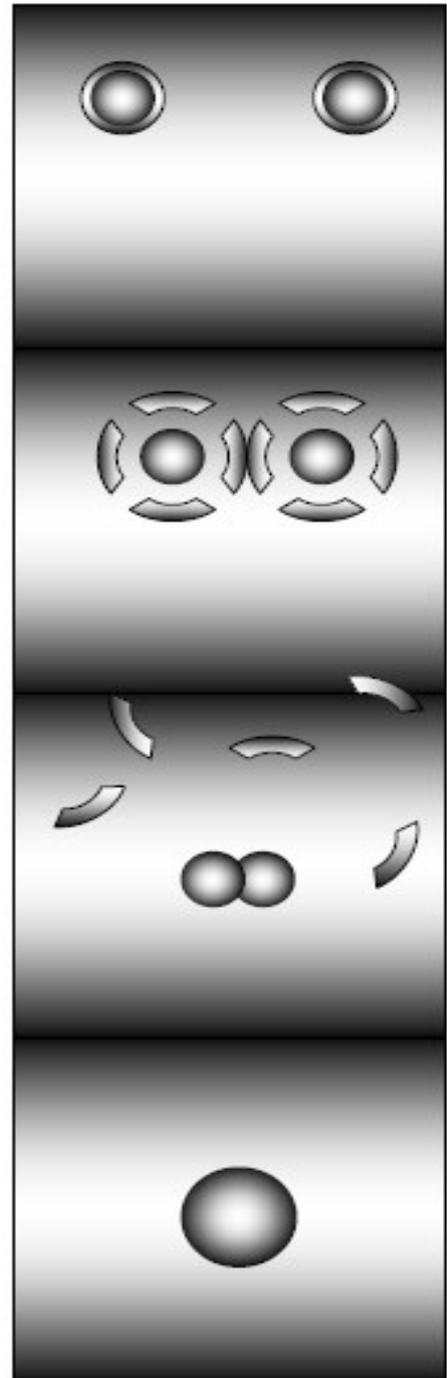
1. Emulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée et l'eau c'est la phase continue. (traitement des eaux de rejet).
2. Emulsion eau dans huile : lorsque l'eau est la phase dispersée et l'huile c'est la phase continue. (dessalage du brut).
3. Emulsion eau dans huile dans l'eau : c'est une émulsion très difficile à être séparée. Elle peut se former s'il y a une quantité élevée des agents émulsifiants et un âge d'émulsion plus long.



**Figure III.7 :** Schéma représentatif des trois types d'émulsion

### III.6.5 Principe de l'émulsion [3]

1. Deux forces s'opposent : Les tensions interfaciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et, la résistance du film interfacial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.
2. Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films interfaciaux par une action chimique ou électrique.
3. Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques.
4. Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées et ont fusionné la séparation par gravité peut s'effectuer.



**Figure III.8 :** Schéma simplifié pour le principe de l'émulsion

### III.7 Paramètres de réglage du dessaleur [2]

Pour étudier le dessalage, on doit connaître les paramètres qui influent sur le fonctionnement du dessaleur

#### III.7.1 Niveau d'interface eau/brut

Le niveau d'eau décanter présente en fait une électrode au potentiel zéro du champ primaire défini avec l'électrode la plus basse de l'installation. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique. Il y a donc intérêt à maintenir ce niveau constant, selon les recommandations du constructeur.

#### III.7.2 Température de dessalage

Le critère de décantation :

$$\frac{\rho_1 - \rho_2}{\mu} = \text{constante}$$

**Avec :**  $\rho_1$  : Masse volumique de la phase dispersée (eau).

$\rho_2$  : Masse volumique de la phase continue (brut).

$\mu$  : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s).

L'augmentation de la température au sein du dessaleur a entraîné une diminution de la viscosité de l'huile et par conséquent a facilité la décantation de l'eau. En augmentant davantage la température, on risque de voir la masse volumique de l'eau présente dans le mélange baisser et se rapprocher de celle de l'huile. Les gouttes d'eau seraient alors plus facilement entraînées par l'huile et le ratio eau/huile en sortie du dessaleur s'en trouverait augmenté.

Brut	Densité	Température de dessalage (°C)
Sahara	45	50
Qatar	41.3	70-80
UmmShaif (AbuDabi)	37	100
Irak kirkuk	36	120
Iran léger	33.7	140-150

**Tableau III.2 :** Variation de la température de dessalage en fonction du brut, à critère de décantation constant [2]

### III.7.3 Taux d'eau de lavage

La force de la coalescence électrique est en fonction du taux d'eau de lavage. Pour les bruts lourds de densité API inférieure à 30, on cherchera à compenser la faible variation des masses volumiques apparentes lors de la décantation par gravité en augmentant la coalescence électrique, c'est-à-dire en augmentant l'eau de lavage.

### III.7.4 Point d'injection de l'eau de lavage

Si l'eau de lavage est peu agressive, on intérêt à injecter tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge et avant les échangeurs de préchauffe. Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée. Signalons que certains raffineurs pratiquent avec succès l'injection à l'aspiration des pompes de brut froid. Précisons enfin qu'une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, pour partie à la vanne de mélange.

### III.7.5 Nature d'eau de lavage

Il est bon de l'employer après mélange l'eau douce avec l'eau de procédé. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux de procédés.

### III.7.6 Perte de charge dans la vanne de mélange

En fait, les pertes de charge optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar pour les pétroles bruts légers à moins de 0,5 bar pour les bruts visqueux.

### III.7.7 Nature et taux de desémulsifiant

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs desémulsifiant. Leurs formules comprennent en général deux ou trois bases. Dont les plus courantes sont des copolymères séquences (oxyde d'éthylène ; oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamines).

### III.7.8 Le temps de séjour [3]

La teneur en eau résiduelle diminue lorsque le temps de séjour augmente. En dessous d'une certaine valeur (en général de l'ordre de 10 mn), l'eau n'a pas le temps de décanter, quelle que soit la température.

### III.8 Les dessaleurs [3]

Lorsque l'on parle de dessalage et donc de dessaleur, on a l'habitude de penser aux dessaleurs électrostatiques situés en aval de la séparation s'il est présent sur la chaîne de traitement.



Figure III.9 : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique [3]

#### III.8.1 Types des dessaleurs

##### III.8.1.1 Dessaleurs type HOWMAR

L'émulsion est diffusée au-dessus du plan d'eau, à mi-distance entre celui-ci et l'électrode la plus basse. Il n'y a plus de "lavage" dans le pied d'eau d'où, moins de risque d'entraînement mécanique d'eau vers les électrodes, donc généralement un meilleur traitement. A la sortie, on obtient un BSW aux alentours d'environ 0,20 %.

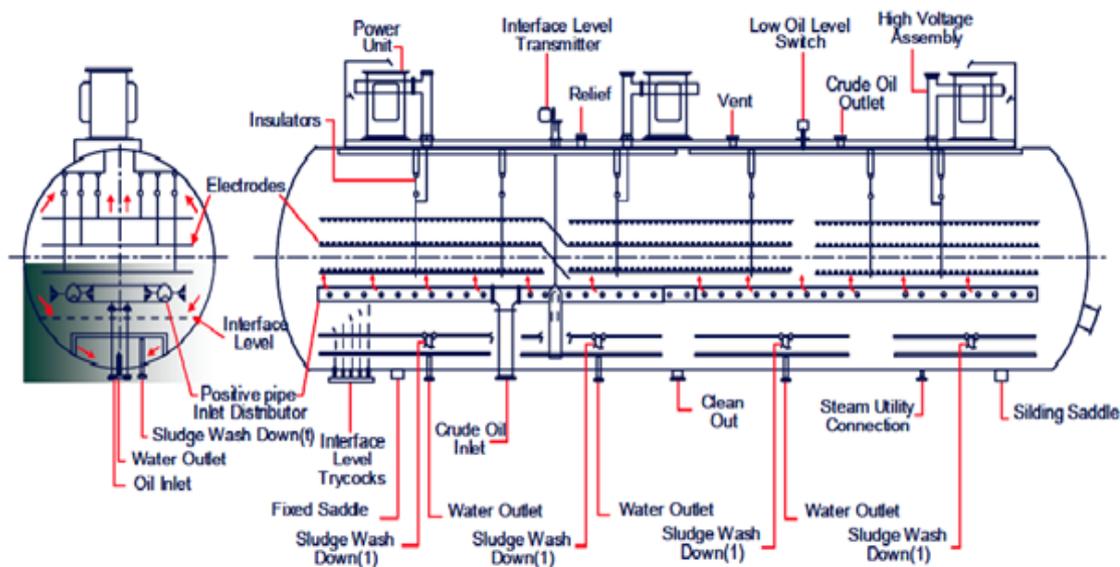


Figure III.10 : Schéma d'un dessaleur type HOWMAR [3]

### III.8.1.2 Dessaleur électrostatique

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 10.000V/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 « lowvelocity » de Pétrolite).

Les plus récents sont composés de grilles verticales servant d'électrodes, entre lesquelles le mélange à traiter est introduit. Le champ primaire est conservé, mais il est perpendiculaire à l'écoulement, et ne gêne pas la décantation des gouttes, les champs secondaires sont nombreux, entre les électrodes et l'interface mais également entre les nappes d'électrodes (type « bielectric » de Petrolite).

Les gouttes d'eau soumises aux champs électriques, se comportent comme des dipôles. Elles s'alignent suivant les lignes de champs (floculation). Une fois rapprochées, les micro-claquages électriques entre elles, provoquent rapidement leur coalescence.

On distingue deux types de Dessaleur électrostatique :

- **Le Low-velocity**
  - Distribution du produit entrée dans l'eau en pied de capacité et sur toute sa longueur.
  - Accepte BSW jusqu'à 20 à 30 %.
  - Possibilités de lavage.
- **Le Bi-électrique**
  - Distribution dans champ électrique.
  - BSW maxi 10 %.
  - Le champ électrique moyen est d'environ 1000 volts / cm.

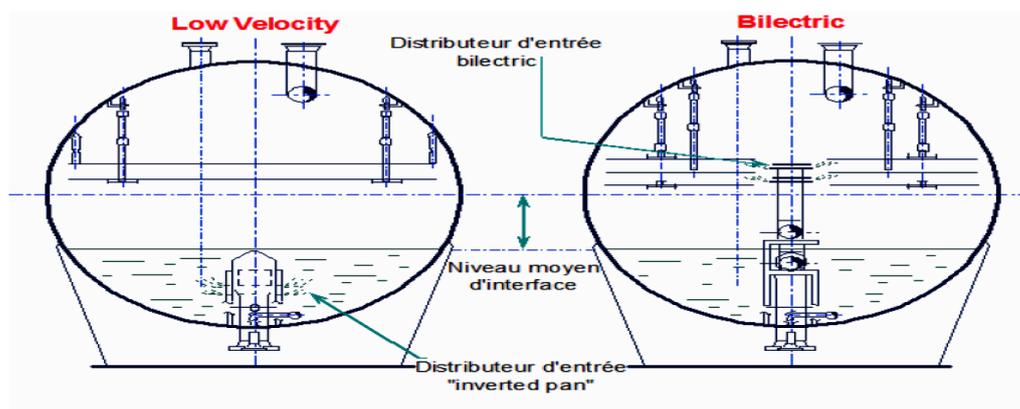


Figure III.11 : Schéma des dessaleurs « bielectric » et « lowvelocity » [3]

### III.8.2 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique [3,4]

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 (de l'ordre de 1000 à 1500 volt/cm) des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteinte 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 brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant.

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

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.

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 (voir l'annexe 1). 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 ce sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du dessaleur. 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. (Voir l'annexe 2).

On peut adjoindre un second étage en série à une installation de dessalage si :

- La teneur en sel du brut est très élevée.
- On cherche des performances de dessalage élevée.
- En temps de maintenance et nettoyage périodique (important) des dépôts de fond de ballon, la configuration à deux étages permet de fonctionner sur un seul, jusqu'à la fin des opérations.

- On cherche à diminuer le débit d'eau utilisé qui est beaucoup moins important.

### III.8.3 Avantages et inconvénients [4]

#### III.8.3.1 Avantage

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

#### III.8.3.2 Inconvénients

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

### III.8.4 Performances des dessaleurs [4]

La teneur en eau du brut dessalé est en général inférieure à 0,2 % volume sauf dans le cas des bruts lourds où elle peut atteindre 0,4 à 0,5 %.

La teneur en hydrocarbures de l'eau en sortie du dessaleur ne doit pas dépasser 200 ppm.

Le plus souvent, l'augmentation de la dose d'additifs desémulsifiants est un bon moyen pour compenser la perte d'efficacité du dessaleur.

Les performances de l'unité sont contrôlées en déterminant les paramètres suivants :

- Teneur en sels du brut de charge et du brut dessalé;
  - Teneur en chlorures des eaux de tête de la distillation atmosphériques;
  - Teneur en eau du brut dessalé;
  - Teneur en hydrocarbures des eaux issues du dessaleur.
- **L'efficacité du dessaleur** : Elle est exprimée par la formule suivante :

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100$$

Avec :

**E** : Efficacité de dessaleur en %.

**Se** : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur.

**Ss** : Teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur.

Cette efficacité varie en moyenne entre 85 et 95 %.

- **Bilan de matière du dessaleur :**

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

Avec :

**Q<sub>b</sub>** : Quantité de brut à dessaler (m<sup>3</sup>/h).

**Q<sub>w</sub>** : Quantité d'eau de lavage (m<sup>3</sup>/h).

**Q<sub>d</sub>** : Quantité de brut dessalé (m<sup>3</sup>/h).

**Q'<sub>w</sub>** : Quantité d'eau de purge (m<sup>3</sup>/h).

## IV. Présentation du Centre de Séparation et de Compression (CSC)

### IV.1 Description générale de l'usine CSC [14]

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat.

Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz de RHOURE NOUSS (phase A), qui est de 83 bar.

Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur du brut, puis ils sont envoyés vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage du brut dans le système 22 avant expédition.

L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

Le tableau suivant résume la capacité de production de gaz et de pétrole au niveau du CSC :

PRODUITS	CAPACITE
Gaz	8.7 millions m3/j
Huile	750/850 Tonne/Jour (Eté/Hiver)

**Tableau IV.1** : Production d'huile et de gaz de l'usine CSC

Ce tableau représente les Spécifications de l'huile stabilisée du CSC :

SPECIFICATIONS	MAXI	MINI
T.V. Reid @ 37.8°C en psi	10	7
B.S.W % en volume	0.5	-
Sel % en poids	0.004	-
Teneur en soufre % en poids	0.2	-

**Tableau IV.2** : Spécification de l'huile stabilisée du CSC

#### IV.1.1 Les unités composant le centre de séparation et de compression

- Système 20 : Manifolds CSC, Séparateurs huile/gaz
- Système 21 : Dessaleur et colonne de stabilisation
- Système 22 : Stockage/ Pomperie

- Système 23 : Compresseurs TBP et BP/MP
- Système 42 : Système d'injection des produits chimiques CSC
- Système 43 : Torche et fosse de brûlage
- Système 44 : Traitement eau de production
- Système 45 : Gaz combustible
- Système 50 : Eau brute / Eau de service
- Système 56 : Réseau de drainage ouvert
- Système 57 : Réseau de drainage fermé
- Système 62 : Système Diesel
- Système 63 : Air instrument et air service
- Système 64 : Azote
- Système 69 : Traitement huile machines
- Système 71 : Système anti-incendie

L'ensemble des têtes de puits, pipelines, manifolds et collectes constitue l'unité 500.

#### IV.1.2 Système 20 et réseau de collecte - Unité 500

Le système 20 a pour fonction :

- La séparation en trois phases des effluents des puits.
- La stabilisation partielle par détentés successives de l'huile brute.

Trois séparateurs sont prévus, chacun correspondant aux pressions de différents gisements exploités. Les gaz en tête des différents étages de séparation sont envoyés vers le compresseur dans le système 23, puis les condensats récupérés du séparateur TBP sont envoyés vers le dessaleur et la colonne de stabilisation du brut dans le système 21. L'eau de production de chaque séparateur est envoyée vers le traitement de l'eau de production dans le système 44.

Les séparateurs G02-VA-20-02 sont protégés contre les déviations des conditions opératoires normales suivantes : niveau huile très haut 20LSHH0014 ; niveau huile très bas 20LSLL0023 ; niveau eau très bas 20LDSLL0012 ; pression très haute 20PSHH0006.

##### ➤ Les opérations de collecte sont les suivantes

- La production des collectes SW-1, SE-1, NE-2, et RC est regroupée au niveau du manifold MP avec une pression de service de 40 bar.
- La production des collectes N-3 est envoyée vers le manifold BP avec une pression de service de 20 bar.

- La production des collectes RNSE et RNSW-19 est regroupée au niveau du manifold TBP avec une pression de service de 6 bar.
- L'inhibiteur de corrosion est injecté de façon continue en aval de la vanne Duse pour tous les puits.
- Le méthanol est injecté de façon intermittente en hiver en aval de la vanne Duse pour les puits RNSW-19, les manifolds MC-8-1 et RNSE.
- L'eau de lavage est injectée de façon continue dans les puits RNZ 1, 3, 4, 38, 41 et RN 8, 16, 20, 39.

Chaque collecte est protégée de la surpression par des soupapes placées sur chaque puits (unité 500).

### **IV.1.3 Dessaleur et colonne de stabilisation du brut - système 21**

Cette unité a pour but de traitement et de stabilisation du brut provenant du séparateur TBP.

Ce système se compose de :

- Deux pompes d'alimentation de la colonne de stabilisation (P10-PA-21-01A/B,100%)
- Un préchauffeur du brut (P10-GA-21-01)
- Un dessaleur à deux étages (P10-VA-21-01/02)
- Des pompes de recyclage du dessaleur (P10-PA-21-04A/B)
- Un préchauffeur de la stabilisation (P10-GA-21-02)
- Une colonne de stabilisation (P10-CB-21-01)
- Deux pompes de rebouilleur de la stabilisation (P10-PA-21-02A/B)
- Un four de la colonne de stabilisation (P10-FA-21-01)
- Un séparateur d'eau (P10-VA-21-03)
- Un aéroréfrigérant du brut stabilisé (P10-GC-21-01)
- Des pompes d'eau de dessalage (P10-PA-21-03A/B)

Les dessaleurs P10-VA-21-01 et P10-VA-21-02 sont protégés contre plusieurs déviations des conditions opératoires : niveau interface huile/eau très haut ; niveau huile très bas ; température /pression très basse à la sortie du dessaleur.

### **IV.1.4 Le stockage – système 22**

Le système 22 a pour fonction de stockage et d'expédition du brut stabilisé, ainsi que le stockage du brut hors spécification et son transfert pour reprise, cette unité comprend :

- Deux bacs de stockage atmosphérique à toit flottant permettent le stockage du brut stabilisé provenant du système 21 avec une capacité de 2500 m<sup>3</sup>.

- Un bac off-spec avec une capacité de 1220 m<sup>3</sup> qui est destiné à recueillir l'huile venant du système 21 tant que les spécifications ne sont pas respectées et d'une manière générale, tous les flux contenant des hydrocarbures récupérables n'ayant pas été en contact avec l'air. Le bac off-spec est utilisé pour permettre la circulation des liquides lors des opérations de démarrage ; le stockage du brut est protégé contre : niveau liquide très haut ou très bas des bacs.

#### IV.1.5 Utilités

Les utilités assurent les besoins du procès de ce complexe.

##### ➤ Injection des produits chimiques

Des systèmes d'injection d'inhibiteur de corrosion, de méthanol et de desémulsifiant seront fournis. L'inhibiteur de corrosion est injecté de façon continue à tous les points d'injection, sauf sur les manifolds d'entrée du CSC ; Le desémulsifiant sera injecté en amont des robinets mélangeurs des dessaleurs dans le but d'éliminer les émulsions contenues dans le flux d'alimentation. Le taux réel d'injection sera ajusté en fonction des données d'échantillonnage

##### ➤ Traitement des eaux de production

Cette unité a pour objet de flasher les eaux de production avant leur envoi vers le séparateur CPI. Le ballon de flash d'eau de production a pour fonction de permettre la désorption du gaz contenu dans l'eau de production à haute pression, et l'élimination des hydrocarbures liquides par simple décantation. Ce ballon est prévu avec deux compartiments.

Le gaz produit est envoyé à la torche BP, et l'huile séparée est dirigée vers le ballon de drains fermés, tandis que l'eau séparée est envoyée vers le séparateur CPI pour diminuer la teneur en hydrocarbure jusqu'à 10 ppm avant son envoi vers les bassins d'évaporation.

##### ➤ Gaz combustible

Le gaz combustible provient du séparateur tri-phasique MP. Pour démarrer l'unité de production de gaz combustible, on dispose aussi du gaz provenant de l'usine existante de Traitement de Gaz, via le gazoduc.

Il alimente deux réseaux de distribution, un réseau HP qui sont les turbines à gaz et les garnitures mécaniques des compresseurs et un réseau BP qui sont le four de la stabilisation, certaines capacités, les réservoirs (balayage) et les torches.

➤ **Eau brute / eau de service**

Le système d'eau brute permet d'alimenter en continu le réseau d'eau de service des unités du CSC et les pompes d'eau pour les dessaleurs du système 21.

On a deux puits d'eaux qui sont utilisé pour alimenter le réservoir d'eau incendie et le bac d'eau brute.

➤ **Air instrument / air service**

Pour garantir la disponibilité la plus élevée possible de l'air instrument, trois compresseurs sont prévus, deux en fonctionnement, un en secours pour atteindre une pression de 9.5 bar. Une fois comprimé, l'air est envoyé vers le ballon tampon d'air comprimé pour être ensuite dirigé vers les sécheurs d'air (doublés de la même façon que les compresseurs) et vers le réseau de distribution de l'air service. L'air comprimé filtré, séché, est envoyé vers le réservoir d'air instrument. Une grande partie de l'air séché est utilisée pour la production d'azote.

➤ **Azote**

Cette unité produit, stocke et distribue de l'azote gazeux nécessaire aux types d'utilisations suivantes :

- En marche normale continue, l'azote assure l'étanchéité des garnitures des compresseurs du système 23 ainsi que le contrôle de la pression dans le bac d'eau brute.
- Il est aussi utilisé pour pressuriser les circuits et capacités lors des phases d'arrêts et de démarrage des divers systèmes du CSC, aussi utilisé pour éteindre le four de la stabilisation pour l'arrêt d'urgence.

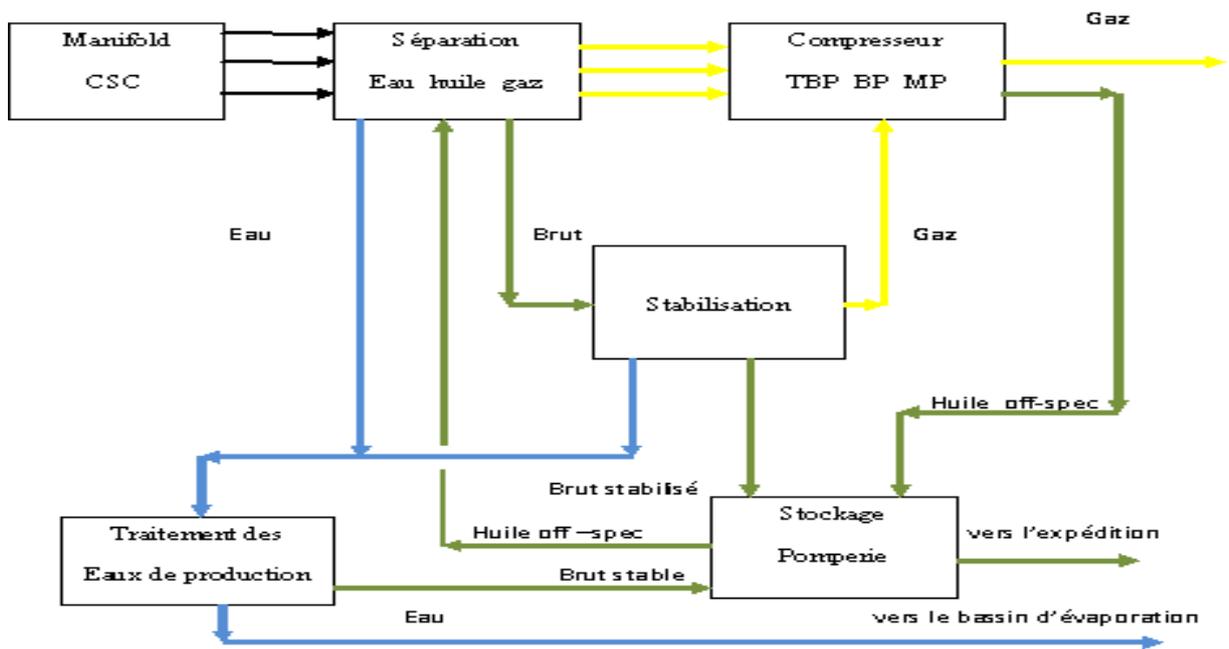


Figure IV.1 : Schéma représentatif de CSC

IV.2 Description du schéma technologique [14]

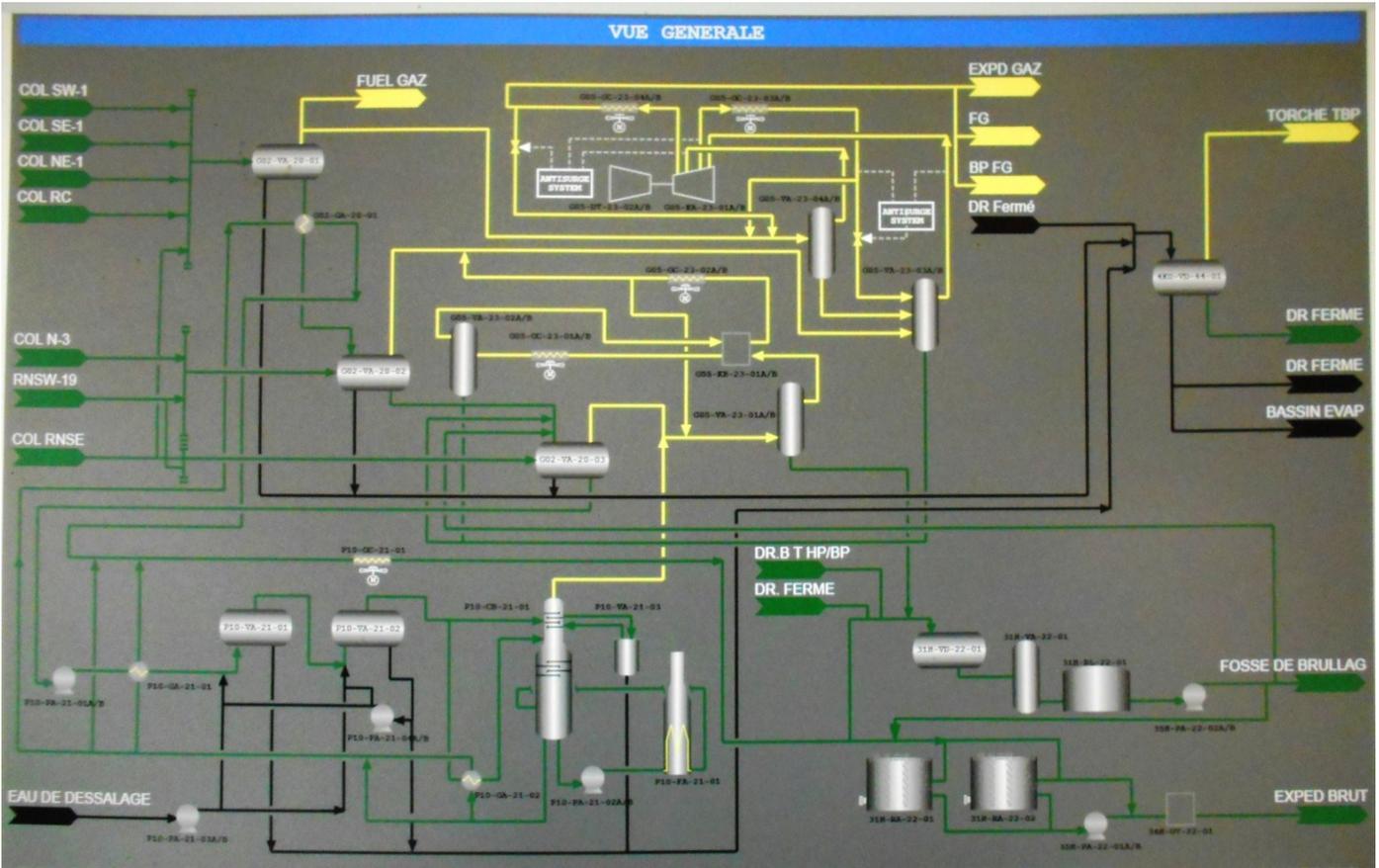


Figure IV.2 : Schéma technologique représente le processus du CSC

L’effluent provient des puits est devisé sur trois manifolds selon les pressions des puits. Les opérations de collecte sont les suivantes :

- La production au niveau du manifold MP avec une pression de service de 40 bar.
- La production au niveau du manifold BP avec une pression de service de 20 bar.
- La production au niveau du manifold TBP avec une pression de service de 6 bar.

Cette charge va être ensuite envoyée vers le système de séparation qui comporte trois séparateurs en cascade pour une séparation tri-phasique : l’huile, l’eau et le gaz.

Ces derniers sont prévus, chacun correspondant aux pressions des différents gisements exploités. Les gaz en tête des différents étages de séparation sont envoyés vers l’unité de compression, l’huile récupérée du séparateur TBP est envoyée vers le dessaleur et la colonne de stabilisation du brut, en fin ; l’eau de production de chaque séparateur est envoyée vers l’unité de traitement des eaux de production.

Tous d’abord on commence par le premier séparateur de moyen pression (P≈40 bar) où la charge provient du manifold MP va subir a une détente pour séparer :

- Les gaz : qui vont subir une compression dans le deuxième étage de turbocompresseur ; après leur passage dans le ballon d'aspiration de compresseur ; pour atteindre les 83 bar ; c'est la pression nécessaire pour l'expédition du gaz vers la phase "A".
- l'eau : c'est la phase aqueuse qui est collectée dans le système de traitement des eaux usées.
- L'huile : elle s'envoie vers le deuxième séparateur après le passage dans les tubes de l'échangeur de chaleur jusqu'à l'obtention d'une pression de 20 bar, elle est réchauffée par le brut stabilisé provenant du fond de la colonne de stabilisation et qui circule dans la calandre de l'échangeur (G02-GA-20-01).

Dans le deuxième séparateur BP ( $P \approx 20$  bar), la charge qui vient du manifold BP va mélanger avec l'huile sortant du séparateur MP ; la même opération de séparation sera faite :

- les gaz : vont subir une compression dans le premier étage du turbocompresseur, la pression augmentera de 20 à 40 bar ; ensuite ils passeront dans le deuxième étage avec les gaz sortant du séparateur MP pour atteindre les 83 bar, afin de l'expédition.
- l'eau : vers le système de traitement des eaux usées.
- L'huile : après leur détente de 20 bar à 06 bar, elle s'envoie vers le troisième séparateur.

Le troisième séparateur TBP permet la séparation de l'huile, de l'eau et du gaz provenant du manifold TBP et du séparateur BP. Il reçoit aussi l'huile recyclée depuis le stockage off-spec et l'huile recyclée depuis la pompe d'alimentation de la stabilisation lors du débit minimal, le ballon d'aspiration du compresseur BP, et le ballon d'aspiration du compresseur TBP 2<sup>ème</sup> étage.

Le gaz produit est expédié vers le ballon d'aspiration du compresseur TBP pour y être comprimé dans le premier étage du moto-compresseur où la pression augmente de 06 à 10 bar puis dans le deuxième étage pour atteindre 20 bar ; ensuite ils rentrent dans le turbocompresseur dans le but d'une compression jusqu'à la pression d'expédition.

Les eaux produites dans les trois séparateurs (MP, BP et TBP) sont dirigées vers le ballon de flash d'eau de production dans l'unité de traitement des eaux.

L'huile séparée est expédiée au dessaleur.

Avant que l'huile venue de séparation passerait dans l'unité de dessalage, elle doit subir une augmentation de pression pour pouvoir arriver au dessaleur ; pour cela une pompe est installée directement après le séparateur TBP afin d'accroître la pression de 06 à 20 bar pour éviter le dégazage dans le dessaleur, ensuite elle pousse cette huile vers le premier étage du dessaleur après qu'elle soit préchauffée dans les tubes de l'échangeur (P10-GA-21-01) par le brut stabilisé sortant du fond de la colonne et circulant dans la coté calandre de

l'échangeur ; Ce préchauffage a pour but de faciliter la séparation en diminuant la viscosité de l'huile. Le brut va rentrer dans la vanne de mélange avec l'eau de lavage ; 3% par rapport au débit du brut et l'eau de recyclage ; 5% par rapport au débit du brut en injectant une quantité de desémulsifiant de 0.6 l/h qui permet de casser l'émulsion.

Le mélange quittant la vanne va traverser le fond du premier étage du dessaleur ( $P = 16$  bar et  $T = 65^{\circ}\text{C}$ ) dont l'opération de dessalage commencera. Le mélange brut-eau-sels se déplace vers le haut de la cuve sous forme d'une émulsion où il est mis en contact avec les électrodes plats. Les gouttelettes d'eau sont ionisées par la charge électrique et fusionnent pour former des grosses gouttes d'eau qui tombent ensuite par gravité vers le bas de la cuve.

Une deuxième vanne de mélanger installée avant le deuxième étage du dessaleur fusionnera le brut provenant du premier étage avec l'eau de lavage ; 7% par rapport au débit du brut et l'eau de recyclage ; 10% par rapport au débit du brut. Le mélange formé s'injecte dans le deuxième étage pour compléter l'opération de dessalage ( $P = 14.9$  bar et  $T = 64^{\circ}\text{C}$ ). Selon le chemin préférentiel la quantité de desémulsifiant ne peut pas introduire dans le deuxième étage ( $P_1 > P_2$ ). L'eau qui décante au fond du dessaleur est réinjectée avec les pourcentages mentionné précédemment, la quantité restante ; en excès ; est collectée avec les eaux usées.

Ensuite l'huile dessalée est stabilisée par la colonne de stabilisation. La plus grande partie 75% de l'huile dessalée est d'abord préchauffée par l'échangeur (P10-GA-21-02) à l'aide de l'huile provenant du fond de la colonne de stabilisation avant qu'elle alimente celle-ci par le milieu et le reste de l'huile dessalée sert de reflux. La colonne permet de régler la tension de vapeur du brut par dégazage, c'est la stabilisation du brut ; selon les normes la TVR doit être égale à 10 psi en hiver et 7 psi en été.

Le gaz produit au niveau de la tête de colonne ( $P = 5$  bar et  $T = 35^{\circ}\text{C}$ ) est expédié vers le ballon d'aspiration du compresseur TBP pour y être comprimé. Ce gaz peut aussi être envoyé à la torche BP en cas d'indisponibilité du système de compression afin de maintenir une production d'huile stabilisée.

Le liquide du plateau de tête est soutiré puis envoyé dans le séparateur d'eau (P10-VA-21-03) où l'eau est séparée des hydrocarbures et dirigée vers le ballon de flash d'eau de production tandis que les hydrocarbures sont renvoyés vers la colonne par gravité.

L'huile stabilisée au fond de la colonne est soutirée par une pompe et alimente le four qui joue le rôle d'un rebouilleur extérieur dont la température interne peut atteindre  $110^{\circ}\text{C}$ . Les hydrocarbures bi-phasiques liquide/vapeur en sortie du rebouilleur sont retournés au fond de la colonne.

Le brut stabilisé récupéré au fond de la colonne est envoyé dans le train de préchauffe du brut constitué des trois échangeurs (P10-GA-21-01), (P10-GA-21-02) et (G00-GA-20-01).

Le four permet d'atteindre la température requise pour ajuster la tension de vapeur du brut dans la colonne.

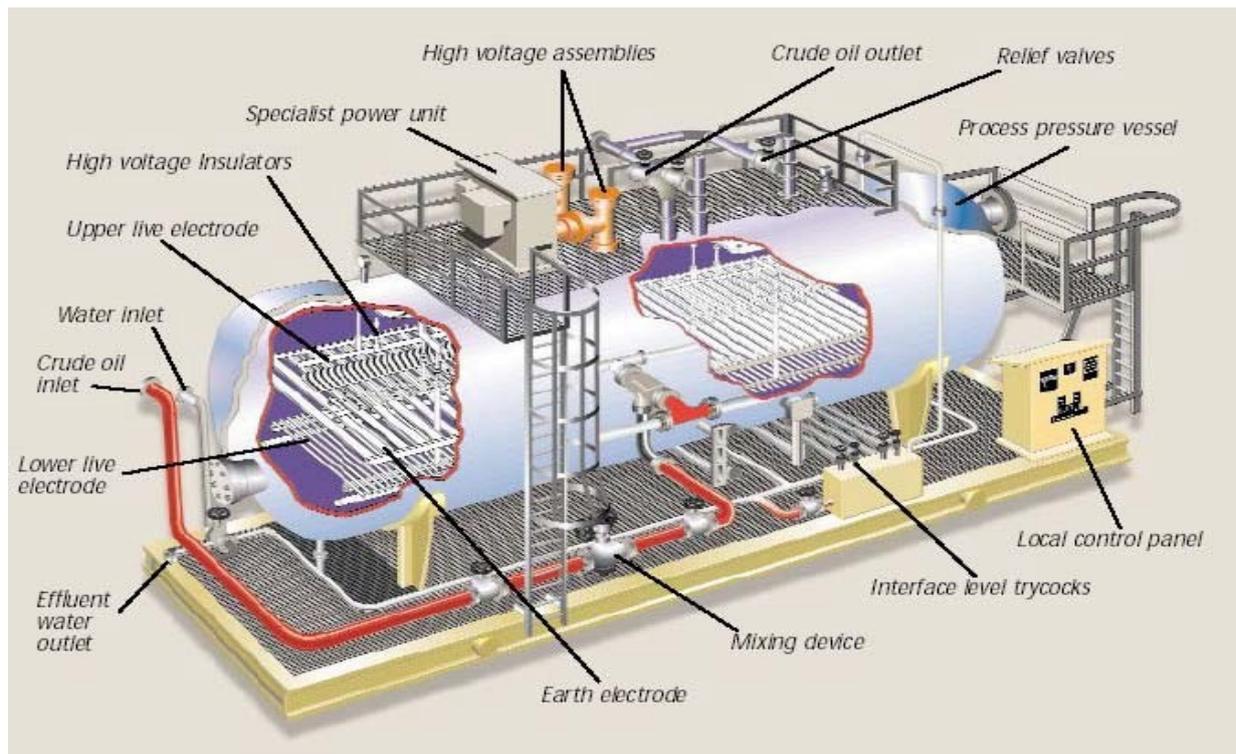
Après leur passage dans la batterie des échangeurs ; coté calandre ; le brut dessalé et stabilisé va être stocké dans les bacs de stockage on-spec s'il est dans les normes avant de leur expédition vers HAOUH EL-HAMRA, sinon il va être stocké dans les bacs de stockage off-spec afin de le retraiter.

### IV.3 Description du processus du dessalage à CSC [22]

Le processus du dessalage à CSC est à deux étages, il consiste en deux étapes consécutives : la dilution et la déshydratation.

L'utilisation d'une conception unique de double polarité, qui se révèle plus efficace que d'autres systèmes conventionnels. Le dessaleur est de type DUAL POLARITY développée par NATCO Group.

La figure IV.3 montre une vue détaillée d'un dessaleur DUAL POLARITY développée par NATCO Group.



**Figure IV.3** : Vue détaillée du dessaleur Dual Polarity par NATCO Group [3]

#### IV.3.1 Système du dessaleur a deux étages [22]

Le pétrole brut du réchauffeur circule jusqu'à la conduite d'admission du dessaleur du premier étage où il est associé à l'eau douce de dilution et la saumure recyclée du dessaleur du deuxième étage. Le taux d'injection d'eau de dilution est mesuré et contrôlé par un

régulateur de débit. L'eau résiduaire du dessaleur du deuxième étage est pompée à travers la boucle de recirculation par des pompes de recyclage puis est injectée dans le brut arrivant avant la vanne de mélange du dessaleur du premier étage. L'eau résiduaire du dessaleur du deuxième étage (recyclage intermédiaire) est mesurée et contrôlée par un régulateur de débit. De l'eau douce est également injectée avant la vanne de mélange. La vanne de mélange sert à apporter la dilution douce moins saline et à recycler l'eau en contact avec l'eau salée fortement concentrée finement dispersée dans le pétrole brut.

Le flux du brut entre dans le dessaleur du premier étage sur le côté de la cuve (504mm en dessous de l'axe de la cuve). Le flux est guidé par des distributeurs de type conduite / déflecteur (Distributeur Hi-Flo) qui s'étendent sur toute la longueur du dessaleur pour une distribution uniforme du brut dans la zone de coalescence. Le déflecteur remplit deux rôles :

- Le premier est celui d'un adsorbeur à quantités de mouvements qui réduit la vitesse du fluide avant sa libération dans le corps du fluide dans la cuve.
- Le deuxième, le déflecteur laisse pénétrer le fluide entrant jusqu'à dans la zone de traitement souhaitée de la cuve et permet une distribution plus égale.

L'alimentation en huile remontant du distributeur d'huile passe à travers un champ électrique CA de bas niveau où un grand pourcentage de l'eau est coalescé électriquement, ce qui augmente la taille des gouttelettes. L'eau coalescée tombe au fond du dessaleur où elle est déchargée en tant qu'eau résiduaire. L'huile remonte dans le champ électrique CC où l'eau restante est coalescée électriquement à partir de l'huile. L'huile déshydratée sort en haut de la cuve à travers un collecteur de sortie unique.

L'huile du dessaleur du premier étage est alimentée jusqu'à la vanne de mélange du dessaleur du deuxième étage (P10-21-PDV-0011) où elle est associée à de l'eau douce et à son eau résiduaire ou elle va subir la même procédure décrite pour le 1er étage.

(Voir l'annexe 3 : figure IV.2)

### **IV.3.2 Eau de dilution [22]**

De l'eau de lavage et de l'eau de recyclage sont ajoutées à la conduite d'admission du dessaleur afin de réduire la concentration saline dans la saumure, un simple remplissage par transvasement d'eau dans une émulsion eau dans huile produit peu de contact entre la saumure et l'eau de dilution. Si une énergie en mesure de cisailer les gouttelettes d'eau ajoutée en gouttes d'émulsion est prévue pour le mélange, les conditions pour la coalescence de l'eau ajoutée avec l'eau salée fortement concentrée finement dispersée dans le pétrole brut est alors améliorée.

La méthode la plus communément utilisée consiste à créer une chute de pression, ce qui convertit l'énergie hydraulique en énergie nécessaire au cisaillement des petites gouttes.

La chute de pression est réalisée en faisant passer le flux d'admission par les vannes de mélange (P10-21-PDV-10/11). Le degré d'émulsion est contrôlé en variant la chute de pression de la vanne, en ouvrant et en fermant la vanne suivant les besoins. Si la chute de pression créée est trop grande, les gouttes d'eau produites seront trop fines, ce qui rendra difficile le processus de coalescence et l'élimination des émulsions.

### IV.3.3 Dispositif d'admission (Distributeur Hi-Flo) [22]

Après l'injection de l'eau de dilution, le fluide s'écoule jusqu'à la tuyère d'admission du dessaleur située sur le côté de la cuve et alimente un jeu de conduites longitudinales et horizontales du distributeur (Distributeur Hi-Flo).

Les deux bras du distributeur ou des séparateurs de conduites sont installés légèrement au-dessus de l'interface.

Les séparateurs sont perforés sur leur longueur, et ces orifices permettent d'introduire un mélange huile / eau dans la cuve. Le flux sort par ces orifices et il est par ailleurs distribué par une flasque concentrique de 120° (en tant que déflecteur), ce qui élimine la recirculation interne, minimise la dérivation des plaques de support et permet ainsi une bonne distribution et un débit moyen du fluide. Les autres caractéristiques offertes par le dispositif d'admission sont notamment l'élimination d'eau libre et de sable. L'eau libre est l'eau présente sous forme de phase continue ou l'eau présente sous forme des gouttes dispersées relativement larges, qui dans les deux cas se sépare rapidement de la phase huileuse.



Figure IV.4 : Distributeur Hi-Flo du dessaleur NATCO [22]

### IV.3.4 Les électrodes [22]

Le dessaleur à polarité double utilise des composants électriques CA et CC pour offrir des performances de déshydratation maximales. Les électrodes alimentées par un transformateur monophasé de 400 volts au primaire et 25kV au secondaire établissent un champ électrostatique à l'intérieur de la cuve et permettent le contact entre le système électrique et les liquides de procédé. La rangée d'électrodes est composée de plaques composites suspendues verticalement à une distance de 5 pouces les unes des autres. Elles sont suspendues juste au-dessus de l'axe de la cuve.

L'aménagement électrique CA/CC crée un champ de plaque-à-plaque CC et un champ de plaque-à-terre CA. Ainsi, les avantages de mouvement des gouttes et de charge des gouttes dans un champ CC sont associés à la capacité de rupture de film et de résistance à la corrosion d'un champ CA.

Le champ CA est le plus efficace pour éliminer les grosses gouttes qui sont regroupées ensemble. Les très petites gouttes ne sont pas considérablement affectées par le champ. Par conséquent, le champ CA est le plus efficace pour les émulsions à forte teneur d'eau au niveau du distributeur d'admission et pour les grosses gouttes qui s'accumulent à l'interface.

Le champ CC est alors disponible pour coalescer les très petites gouttes résiduelles, Ces gouttes s'approchent de la plaque la plus proche, se chargent, et sont soit coalescées avec le film sur la plaque soit repoussées vers la plaque opposée sur une trajectoire de collision avec des gouttes de charge opposée de cette plaque.

Le système de composants électrique tout entier est submergé dans la phase huileuse si bien que le brut à forte teneur en eau circule entre les plaques chargées. Là, le champ électrostatique provoque une coalescence considérable de gouttes d'eau dispersées. Alors que les gouttes d'eau dispersées dans le mélange coalescent en gouttes plus grosses, elles se stabilisent contre le débit montant d'huile. L'huile est déshydratée alors que l'eau entraînée est d'abord coalescée par le champ électrostatique puis séparée par gravitation.

La coalescence électrostatique passe généralement par un mécanisme de polarisation des gouttes, un alignement des gouttes polarisées, et un "chaînage" de ces gouttes le long des lignes de force des champs électrostatiques. Ces chaînes conductrices provoquent des décharges électriques ou des formations fréquences d'arc entre les électrodes. Ces arcs font partie du processus normal, et parce qu'ils sont submergés dans l'huile, ils ne causent aucun dommage.

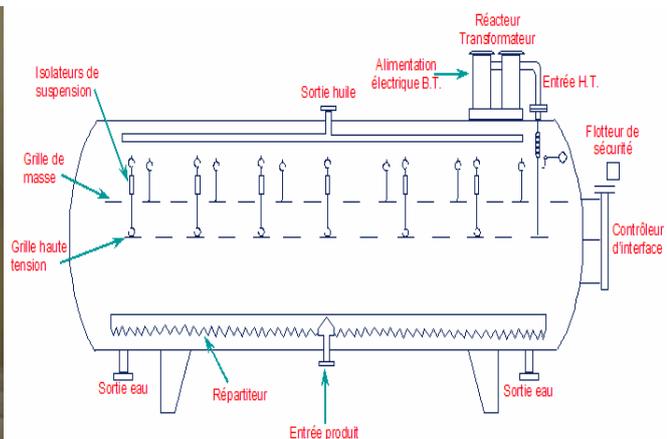


Figure IV.5 : Vue des électrodes, DUAL POLARITY NATCO [22]

### IV.3.5 Dispositif de sortie d'huile [22]

Le fluide circule verticalement vers le haut par les traversées vers le collecteur d'huile situé dans la partie supérieure de la cuve. Le collecteur d'huile suspendu est composé d'une conduite unique aménagée longitudinalement le long de la partie supérieure de la cuve. Des orifices sont placés sur le dessus de la conduite du collecteur et aménagés afin de permettre une collecte uniforme de l'huile remontante. Le pétrole brut traité du collecteur d'huile sort de la buse de distribution au fond de la cuve par la tuyauterie interne.

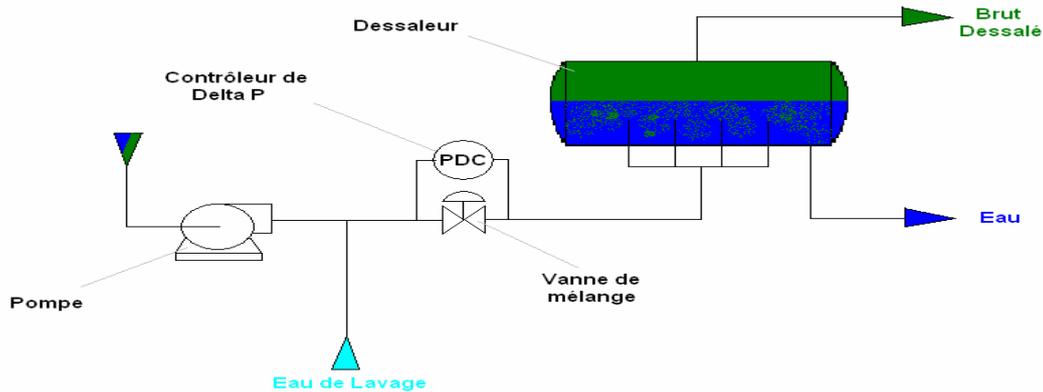


Figure IV.6 : Schéma de principe du dessalage [3]

## VI. Généralités sur la sécurité industrielle

### VI.1 Introduction

Depuis l'apparition de l'industrie au monde, la sécurité du personnel exploitant ainsi que les équipements de production a été l'une des précautions majeures des responsables industrielles. L'application des mesures de sécurité surtout dans le domaine pétrolier nécessite à ce que le personnel exploitant soit très conscient du bien résultant du risque et des consignes de sécurité, des affiches et des panneaux doivent être portées dans tous les coins sur le périmètre de l'unité de production.

### VI.2 Définition de la sécurité [20]

Elle est l'ensemble des mesures et des moyens techniques et d'hygiène dont la finalité est de créer de bonnes conditions de travail, en limitant l'influence des facteurs industriels dangereux provoquant les avaries.

Elle étudie les dangers industriels, les accidents et les maladies professionnelles, et met en évidence les méthodes de réduction de ces derniers.

La sécurité technique s'intéresse essentiellement à l'homme, aux appareils aux procédés technologiques et a une organisation de travail.

Elle s'inspire et se base sur le résultat de plusieurs sciences physiques :

- L'O.S.T : Organisation scientifique de travail.
- Des sciences techniques.
- Les sciences médicales.

### VI.3 Organisation de la sécurité [14, 15,16]

Pour Créer des bonnes conditions au sein de travail, pour augmenter la production, pour préserver la vie du personnel et éliminer au maximum les accidents, il faut installer un service de sécurité doté d'un système de mesure et des moyens techniques et organisationnels qui limitent l'influence des facteurs industriels dangereux sur les travailleurs en garantissant la sécurité des équipements installés.

Pour que la sécurité puisse être bénéfique, il faut que les responsables du service concerne soient chargés de :

- Définir politique de sécurité industrielle.
- La mise en place d'une structure prenant en charge cette politique et ces objectifs.
- Dépense au développement de la fonction sécurité au sein de l'entreprise.
- Étudier les bonnes, consignes et procédure de sécurité spécifique à l'entreprise.

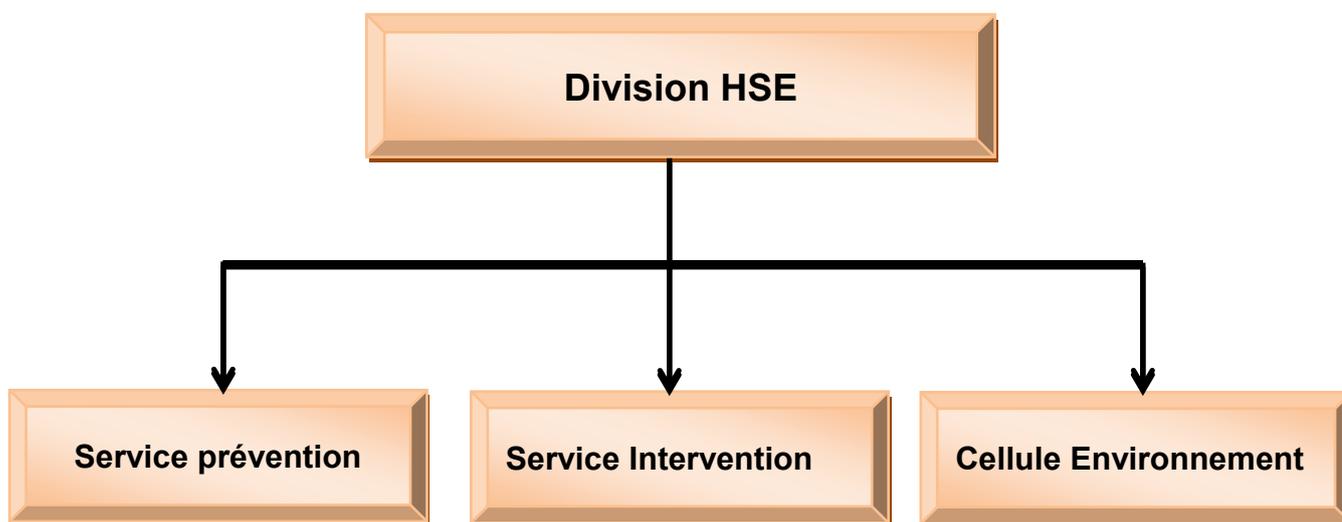
- Organisation des campagnes d'information à travers l'ensemble des travailleurs.
- Veiller au respect de l'application de toutes les consignes données par le service sécurité.
- Veiller à la normalisation et la standardisation du matériel de sécurité au sein de l'entreprise.

On classe les accidents dans l'industrie de raffinage et de pétrochimique comme suit :

- Incendies et explosion due au vapeur d'hydrocarbures.
- Toxicité des substances chimiques employées telles que PTE (d'augmentation de l'indice d'octane).
- Accident de l'électricité.

#### VI.4 Le département sécurité au niveau de la région [15]

La division sécurité est structurée comme suit :



**Figure VI.1** : Organigramme de la division sécurité

Le rôle de cette division est primordial vu le risque permanent d'incendie et d'explosion présent.

##### VI.4.1 Service prévention [15]

Les missions principales de ce service sont :

- Etablir les statistiques des accidents de travail.
- Contribuer aux enquêtes après accident, étudier les causes et émettre des recommandations.
- Effectuer des inspections sur les unités de production et préconiser des mesures d'amélioration.
- Veiller au respect de la réglementation en matière d'hygiène et de sécurité.
- Participer à l'élaboration des cahiers des charges.

- Contribuer à la sensibilisation de l'ensemble du personnel.
- Etudier et instruire les autorisations de travail pour les travaux potentiellement dangereux.
- Connaissance des procédures de travail de l'entreprise.
- Connaissance et application de la législation et réglementation en matière d'hygiène et de sécurité.

#### **VI.4.2 Service Intervention [15]**

Le rôle de ce service est de :

- Veiller à la sécurité du patrimoine humain et matériel de la région.
- S'assurer de la fiabilité et de la disponibilité permanente des moyens d'intervention (mobiles et fixes).
- Surveiller et réglementer l'accès aux sites industriels et base de vie.
- Assurer la surveillance des travaux dangereux (à feu).
- Veiller à l'optimisation du système de lutte anti-incendie pour la protection des installations.
- Veiller à la sécurité dans l'aéroport (scannage, vérification de la piste d'atterrissage avant le décollage et avant l'atterrissage et intervention en cas d'incident).

#### **VI.4.3 Cellule Environnement [15]**

Le rôle de cette cellule est de veiller au respect des directives en matière d'environnement, informer toutes les anomalies et sensibiliser l'ensemble du personnel sur l'importance de préserver l'environnement.

# Conclusion

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse contenue dans le pétrole brut par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux des sels dans une eau d'apport puis à séparer cette eau.

D'après les calculs, on constate que l'efficacité actuelle du 1<sup>er</sup> étage du dessaleur électrostatique (85.21%) est inférieure à celle du design (97,37%). Selon les résultats du calcul électrique, on peut conclure que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement, mais il est dû au changement des paramètres opératoires en particulier la température.

A partir de l'étude expérimentale réalisée au laboratoire, on peut conclure que lorsqu'on augmente les trois paramètres (taux de lavage, température et quantité de désémulsifiant), la salinité du brut à la sortie du dessaleur diminue et donc l'efficacité de ce dernier augmente. C'est paramètres ne peuvent être augmentés indéfiniment, la température ne doit pas dépassée (65°C), le taux de lavage est limité par le niveau d'eau dans le dessaleur ce dernier ne doit pas atteindre les électrodes, une injection d'une quantité de désémulsifiant supérieure à 0.4 l/h n'influe pas sur le processus.

Le désémulsifiant utilisé au niveau du CSC de RHOURE NOUSS est le CHIMEC 2232, ce produit est très couteux. Du point de vue économique, il est nécessaire d'injecter une quantité optimale de désémulsifiant, elle a été déterminée au laboratoire égale à 0.4 l/h.

## V. Calcul du dessaleur P10-VA-21-01/02

### V.1 Problématique

L'entraînement d'eau émulsionnée, les sels et les sédiments dans le brut est un problème majeur qui endommage les équipements dans les usines de traitement de brut. Le dessalage dans ces unités est une opération nécessaire pour purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et le bouchage des équipements d'autre part, néanmoins plusieurs paramètres réagissent sur cette opération.

L'objectif de l'unité de dessalage au niveau du centre de séparation et de compression (CSC) est l'élimination par lavage à l'eau salinée des sels minéraux présents dans le brut afin d'atteindre les spécifications requise (salinité $\leq$ 40ppm). Mais vu que les paramètres de marche sont différents de ceux prévus par le design, en particulier la température qui a changer de 65°C à 45°C, l'efficacité des dessaleurs a diminuée, ce qui fut confirmé par les calculs.

Dans ce chapitre on va présenter les données et les résultats du calcul, les étapes sont les suivantes :

- Faire les analyses de la salinité, la teneur en eau WC, le BSW, la viscosité et la densité du brut.
- Le bilan matière au niveau de chaque étage du dessaleur dans le cas design et actuel.
- Calcul de la vitesse de décantation.
- Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.
- L'efficacité du dessaleur et du dessalage dans le cas actuel et dans le cas design.
- Etude expérimentale des paramètres de dessalage.
- Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de désémulsifiant.

## V.2 Calcul de vérification du dessaleur

### V.2.1 Données de base

Grandeurs	Cas design		Cas Actuel	
	1 <sup>er</sup> Etage	2 <sup>eme</sup> Etage	1 <sup>er</sup> Etage	2 <sup>eme</sup> Etage
<b>Dessaleur :</b>				
Pression de service (bar)	16	14.9	15.1	13.6
Température de service (°C)	65	64	45	43
Efficacité(%)	97.37	94.31	/	/
<b>Pétrole brut :</b>				
Débit d'alimentation (m3/h)	55.13	52.61	28.5	27.69
Viscosité du brut (cP)	0.4631	0.4631	0.4298	0.4290
Teneur en sel à l'entrée (ppm)	2087	703	1930	881
Teneur en sel à la sortie (ppm)	550	40	284.5	69.3
BSW à l'entrée (%)	5	0.2	3.3	0.51
BSW à la sortie (%)	0.2	0.2	0.51	0.46
WC à l'entrée (%)	5	0.2	3.3	0.51
WC à la sortie (%)	0.2	0.2	0.51	0.46
<b>Eau de processus :</b>				
Densité d'eau produite (Kg/m3)	1040	1040	990.96	991.72
Viscosité d'eau produite (cP)	0.4631	0.4631	0.4298	0.4298
Taux de lavage(%)	3	7	3	7
Taux de recyclage (%)	5	10	5	10
Salinité d'eau produite (ppm)	1400	1400	1053	1053
Quantité de désémulsifiant (l/h)	0.6	-	0.6	-

**Tableau V.1** : Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur

### Commentaire

Pour le cas design, le traitement se fait pour des conditions extrêmes d'un BSW et une teneur en sel à l'entrée du dessaleur supérieure à celles du cas actuel, les analyses de laboratoires montrent que la salinité et le BSW à la sortie des deux étages de dessaleur sont élevés par-apport à ceux du cas design.

#### V.2.2 Bilan de matière [4]

$$Q_e + Q_w + Q_r = Q_d + Q_p$$

$$Q_b = Q_e \cdot (1 - WC_e)$$

$$Q_w = X \cdot Q_b$$

$$Q_r = Y \cdot Q_b$$

$$Q_p = Q_e + Q_w + Q_r - Q_d$$

$$WC_s = \frac{Q_{eau}}{Q_d} = (Q_d - Q_b) / Q_d$$

$$WC_s \times Q_d = Q_d - Q_b$$

$$Q_b = Q_d(1 - WC_s)$$

$$Q_d = Q_b / (1 - WC_s)$$

$$Q_d = Q_b \cdot \left(1 + \frac{WC_s}{1 - WC_s}\right)$$

Avec :

$Q_e$  : Débit Total du brut à l'entrée.

$Q_b$  : Débit du brut pur.

$Q_w$  : Débit d'eau de lavage.

$Q_r$  : Débit d'eau de recyclage.

$Q_p$  : Débit d'eau de purge.

$WC_e$  (water cut) : Le pourcentage d'eau dans le brut à l'entrée du dessaleur.

$WC_s$ (water cut) : Le pourcentage d'eau dans le brut à la sortie du dessaleur.

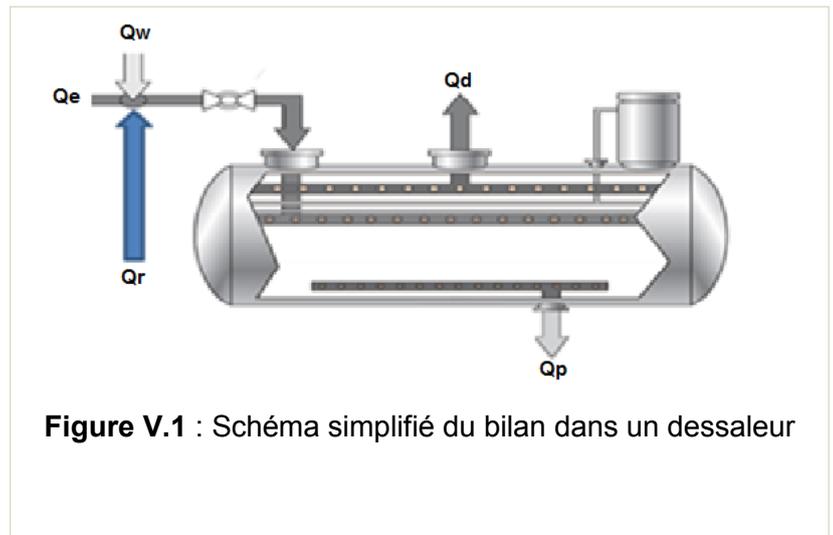


Figure V.1 : Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur

- Les calculs des débits dans le cas design et cas actuel sont résumés dans le tableau V.2 ci-dessous :

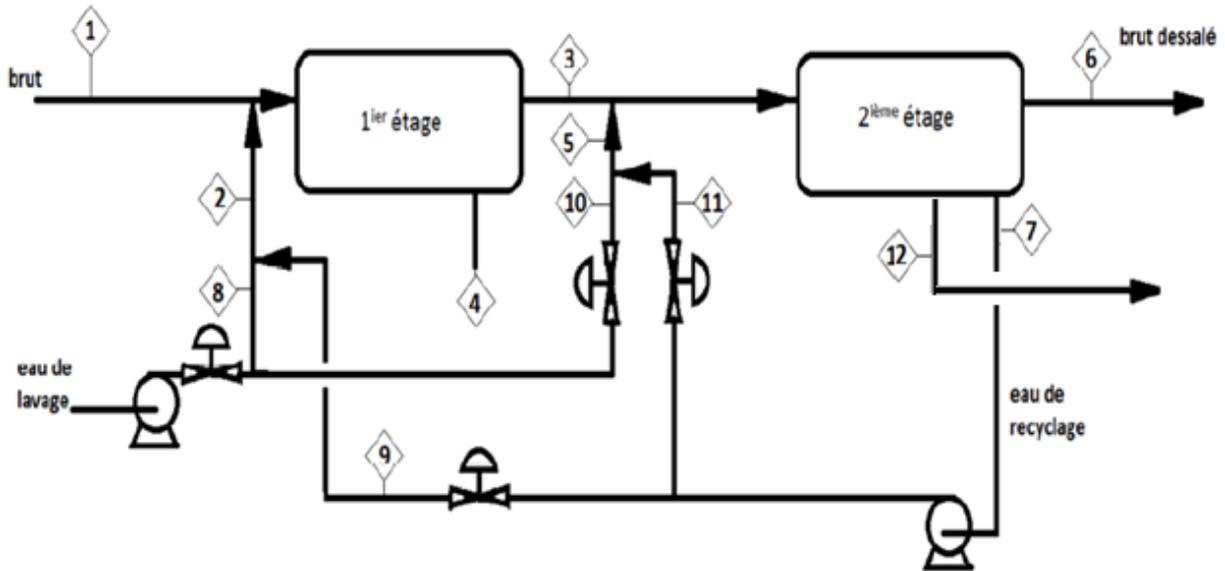


Figure V.2 : Schéma de système du dessaleur a deux étages

Point	Cas design			Cas actuel		
	Débit total (m <sup>3</sup> /h)	Débit de brut (m <sup>3</sup> /h)	Débit d'eau (m <sup>3</sup> /h)	Débit total (m <sup>3</sup> /h)	Débit de brut (m <sup>3</sup> /h)	Débit d'eau (m <sup>3</sup> /h)
1	55,13	52,50	2,63	28.5	27.56	0.94
2	4,20	-	4,20	2.20	-	2.20
3	52,61	52,50	0,11	27.7	27.56	0.14
4	6,72	-	6,72	3.00	-	3.00
5	8,93	-	8,93	4.69	-	4.69
6	52,61	52,50	0,11	27.69	27.56	0.13
7	7,88	-	7,88	4.13	-	4.13
8	1,58	-	1,58	0.83	-	0.83
9	2,63	-	2,63	1.38	-	1.38
10	3,68	-	3,68	1.93	-	1.93
11	5,25	-	5,25	2.75	-	2.75
12	1,05	-	1,05	0.57	-	0.57

Tableau V.2 : Regroupement des débits du cas design et cas actuel

**Commentaire**

D'après le tableau V.2 les débits pour le cas design sont supérieurs aux débits du cas actuel car la quantité de brut traitée par l'unité est plus faible que celle prévue par le design. En

effet, le nombre des puits exploités dans la région a diminué de 06, et la composition du brut a changé avec le temps, il est devenu plus léger.

### V.2.3 Calcul de la vitesse de décantation

Le calcul de la vitesse de décantation d'après la loi de STOCKS : [2]

$$V_d = \left[ \frac{4}{3} g \cdot \frac{(d_e - d_b) \cdot d_g}{d_b \cdot \varphi} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (V-1)$$

- $V_d$  : vitesse de décantation (m/s).
- $d_e$  : densité de la phase dispersée (eau).
- $d_b$  : densité de la phase continue (brut).
- $d_g$  : diamètre des gouttelettes d'eau (m).
- $g$  : accélération de la pesanteur (9,81 m/s<sup>2</sup>).
- $\varphi$  : Coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

#### V.2.3.1 Calcul du diamètre des gouttelettes d'eau [24]

En supposant que la taille minimale requise des gouttelettes qui doivent être décantées est une fonction seulement de viscosité de l'huile, les équations ont été développées en corrélation de la taille des gouttelettes et la viscosité dynamique de l'huile (Thro et Arnold, 1994). Les auteurs ont utilisé les données avec des teneurs d'eau de 1%.

Le calcul de la taille des gouttelettes a été corrélé avec la viscosité de l'huile. On a la formule suivante pour les séparateurs électrostatiques :

$$d_{m(1\%)} = 170 \cdot \nu^{0,4} \quad (V-2)$$

Les mêmes auteurs ont également étudié l'effet de la teneur en eau sur la taille des gouttelettes. Les données ont été utilisées pour calculer la taille des gouttelettes en fonction de la teneur en eau de sortie, résultant la formule suivante :

$$d_p = d_{m(1\%)} \cdot W_c^{0,33} \quad (V-3)$$

- $d_{m1\%}$  : diamètre minimum des gouttelettes d'eau en ( $\mu\text{m}$ ) qui doit être décantée pour avoir un BSWs de 1%.
- $\mu$ : viscosité dynamique de l'huile (cP).
- $d_m$  : diamètre minimum de la gouttelette d'eau qui doit être décantée pour un BSWs donné.
- $W_c$  (water cut) : Le pourcentage d'eau dans le brut.

Les résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Données		T (c°)	P (bar)	db (kg/m <sup>3</sup> )	μ (cP)	υb (cst)	Wc (%)	d <sub>m(1%)</sub> (μm)	dp 10 <sup>-4</sup> (m)
<b>Cas design</b>	premier étage	65	16	799.20	1.20	1.5015	0.2	182.86	1.080
	deuxième étage	64	14.9	799.21	1.21	1.5016	0.2	182.86	1.080
<b>Cas actuel</b>	premier étage	45	15.1	755.40	1.18	1.600	0.51	183.38	1.467
	deuxième étage	43	13.6	757.00	1.22	1.650	0,46	185.82	1.438

**Tableau V.3** : Regroupement des résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau

### V.2.3.2 Calcul de coefficient de résistance

Le coefficient de résistance est donné en fonction de nombre de Reynolds (Re) [26]

$$Re = \frac{Vd.dp}{\nu b} \quad (V-4)$$

- Vd : Vitesse de décantation (m/s).
- dP : Diamètre de la particule d'eau.
- υb : Viscosité cinématique du brut (m<sup>2</sup>/s).

Le tableau V.4 donne le coefficient (φ) en fonction du régime d'écoulement

Régime d'écoulement	Re	φ
Laminaire	Re ≤ 0,2	24 / Re
Transitoire	0,2 < Re ≤ 500	18,5 / Re <sup>0.6</sup>
Turbulent	Re > 500	44

**Tableau V.4** : Valeur du coefficient (φ) en fonction du régime d'écoulement

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation de la vitesse de décantation, la valeur « φ », correspondant au régime hydraulique, le régime lui-même est une fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation.

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 : Soit le régime est un régime laminaire ; donc on trouve que :  $\varphi = 24 / Re$ .

Alors, l'équation (V-1) devient : 
$$v_d = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \frac{(de - db)}{db} \cdot \frac{dp^2}{vb} \right]$$

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 :

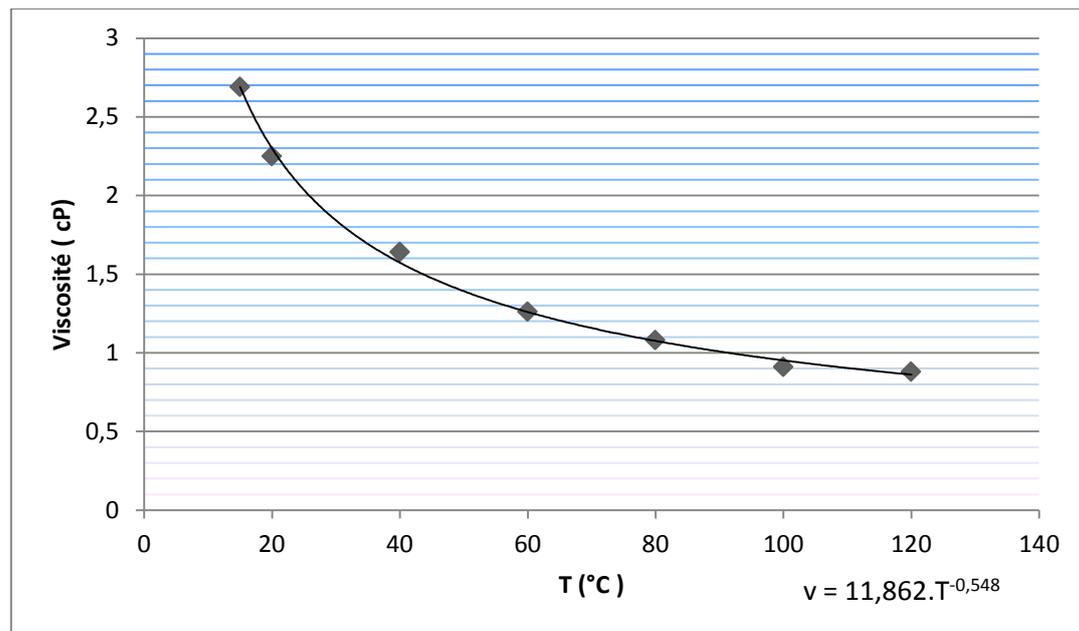
- **Cas design**

D'après un tableau de référence trouvé au niveau du laboratoire du CSC

T (°C)	15	20	40	60	80	100
Viscosité (cP)	2,69	2,25	1,64	1,26	1,08	0,91

**Tableau V.5** : Variation de la viscosité de brut en fonction de la température pour le cas design

D'après le tableau V.5 on trace le graphe de la Viscosité en fonction de la température



**Figure V.3** : Variation de la viscosité en fonction de la température

Par Projection :

$$\mu_{c65} = 1.20 \text{ cp}$$

$$v_{c65} = 1.5015 \text{ cst}$$

$$\mu_{c64} = 1.21 \text{ cp}$$

$$v_{c64} = 1.5016 \text{ cst}$$

- **Cas actuel**

Le12/03/2016 : on a fait des analyses au niveau du laboratoire pour déterminer la viscosité actuelle du brut.

- La viscosité trouvé au laboratoire à 20°C est de :  $v_{c20^\circ\text{C}} = 2.52 \text{cst}$ .

- La viscosité trouvée au laboratoire à 40°C est de  $\nu_{40^\circ\text{C}} = 1.71 \text{ cst}$ .

D'après la formule de GROSS : [25]

$$\text{Log} (\nu_{T1}/\nu_{T2}) = R \log (T2/T1) \quad (\text{V-5})$$

Avec R : le coefficient de résistance

$$R = \text{Log} (\nu_{T1}/\nu_{T2}) / \log (T2/T1) = \text{Log} (\nu_{20}/\nu_{40}) / \log (40/20)$$

$$\text{AN: } R = \text{Log} (2.52/1.71) / \log (40/20)$$

$$\mathbf{R = 0.559}$$

- La viscosité cinématique dans le cas actuel à 43°C est déterminée par la formule de

Gross :

$$\text{Log} (\nu_{20}/\nu_{43}) = R \log(43/20)$$

$$\text{Log } \nu_{43} = \log \nu_{20} - R \log(43/20)$$

$$\nu_{43} = 1.65 \text{ cst}$$

$$\mu_{43} = 1.22 \text{ cP}$$

- La viscosité cinématique dans le cas actuel à 45°C est déterminée par la formule de

Gross :

$$\text{Log} (\nu_{20}/\nu_{45}) = R \log(45/20)$$

$$\text{Log } \nu_{45} = \log \nu_{20} - R \log(45/20)$$

$$\nu_{45} = 1.60 \text{ cst}$$

$$\mu_{45} = 1.18 \text{ Cp}$$

T (°C)	20	40	43	45
$\nu$ (cst)	2.52	1.71	1.65	1.60

**Tableau V.6** : Variation de la viscosité du brut en fonction de la température pour le cas actuel

### V.2.3.3 Calcul de la densité du brut à la température de service

Pour déterminer la densité de la phase continue à la température de dessalage, il faut d'abord connaître sa densité à 20°C.

La densité à une température quelconque est donnée par la formule suivante : [11]

$$d(T) = d(20^\circ\text{C}) - \alpha.(T - 20) \quad (\text{V-6})$$

$$\alpha = 0,001828 - (0,00132 \times d_{20^\circ\text{C}})$$

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

$$d_{15^{\circ}\text{C}} = d_{20^{\circ}\text{C}} + 5\alpha \Rightarrow d_{20^{\circ}\text{C}} = d_{15^{\circ}\text{C}} - 5\alpha$$

$$d_{15^{\circ}\text{C}} = 0,7795.$$

D'après les analyses de laboratoire :  $d_{20^{\circ}\text{C}} = 0,7755$ .

$$\text{Donc } \alpha = 8,0434 \times 10^{-4}.$$

- **Cas design**

- La densité à  $65^{\circ}\text{C}$  =  $799,20\text{kg/m}^3$

- La densité à  $64^{\circ}\text{C}$  =  $799,21\text{kg/m}^3$

- **Cas actuel**

$$\text{AN : } d_{45^{\circ}\text{C}} = 0,7755 - 8,0434 \cdot 10^{-4} (45 - 20) = 0,7554$$

- la densité à  $45^{\circ}\text{C}$  =  $0,7554\text{ kg/m}^3$

$$\text{AN : } d_{43^{\circ}\text{C}} = 0,7755 - 8,0434 \cdot 10^{-4} (43 - 20) = 0,7570$$

- la densité à  $43^{\circ}\text{C}$  =  $0,7570\text{ kg/m}^3$

Le tableau V.7 résume les caractéristiques du brut dans les conditions opératoires

Données		T ( $^{\circ}\text{C}$ )	db ( $\text{kg/m}^3$ )	$d_e$ ( $\text{kg/m}^3$ )	$\mu$ (cP)	$\nu$ (cSt)	$d_p \times 10^{-4}$ (m)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> Etage	65	799.2	1040	1.20	1.5015	1.08
	2 <sup>eme</sup> Etage	64	799.21	1040	1.21	1.5016	1.08
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> Etage	45	755.4	990,96	1.18	1.60	1.467
	2 <sup>eme</sup> Etage	43	757.0	991,72	1.22	1.65	1.438

**Tableau V.7 :** Résultats du calcul des caractéristiques du brut et l'eau dans le cas design et cas actuel

Le tableau V.8 résume les résultats du calcul de la vitesse de décantation et le nombre de Reynolds

$Vd = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \frac{(d_e - db)}{db} \cdot \frac{d_p^2}{\nu b} \right]$	<b>Cas design</b>		<b>Cas actuel</b>	
	1 <sup>er</sup> étage	2 <sup>eme</sup> étage	1 <sup>er</sup> étage	2 <sup>eme</sup> étage
Vitesse de décantation (m/s)	$1,49 \cdot 10^{-3}$	$1,49 \cdot 10^{-3}$	$2,29 \cdot 10^{-3}$	$1,98 \cdot 10^{-3}$
Reynold (Re)	0.11	0.11	0.2	0.17

**Tableau V.8 :** Résultats du calcul de la vitesse de décantation et le nombre de Reynolds

Le  $Re \leq 0,2$  dans tout les cas de calcul, donc le régime est un **régime laminaire**.

**V.2.4 Calcul du temps de décantation**

On calcule le temps de décantation par la formule (V-7) suivante : [25]

$$T_d = \frac{h_e}{V_d} \quad (V-7)$$

Td : Temps de décantation en (sec).

he : Distance entre les électrodes et l'interface en (m).

Vd : Vitesse de décantation en (m/sec).

Le tableau V.9 résume les résultats du calcul du temps de décantation

Données		h(m)	Vd (m/s)	Td (min)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> Etage	0,674	$1.49 \cdot 10^{-3}$	7.54
	2 <sup>eme</sup> Etage	0,674	$1.49 \cdot 10^{-3}$	7.54
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> Etage	0,674	$2.29 \cdot 10^{-3}$	4.90
	2 <sup>eme</sup> Etage	0,674	$1.98 \cdot 10^{-3}$	5.76

**Tableau V.9** : Résultats du calcul du temps de décantation

**V.2.5 Calcul du temps de séjour**

Le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation (V-8) suivante : [27]

$$T_s = \frac{\text{Volume}}{Q_{\text{tot entrant}}} \quad (V-8)$$

Ts : Temps de séjour.

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

Q : Débit volumique de la charge en (m<sup>3</sup>/h).

Avec :  $Q_{\text{tot entrant}} = Q_e + Q_w + Q_r$

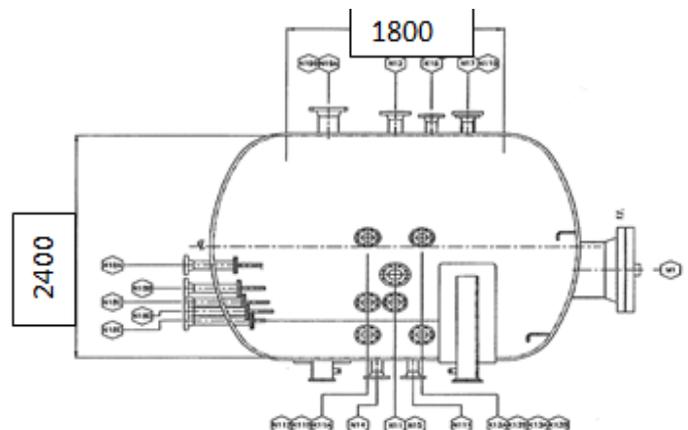
**V.2.5.1 Calcul du volume du dessaleur**

Volume =V1 + V2

V1: Volume de la parité cylindrique.

V2: Volume des deux hémisphères.

$$\text{Volume} = \frac{\pi D^2 \cdot L}{4} + \frac{4 \pi D^3}{3 \cdot 8} \quad (V-9)$$



**Figure V.4** : Dimensions du dessaleur P10-VA-21-01/02

Le diamètre (mm)	La longueur (mm)	Volume (m <sup>3</sup> )
2400	1800	11,76

**Tableau V.10** : Calcul du volume du dessaleur

Le tableau V.11 représente les résultats du calcul du temps de séjour

Données		Qe(m <sup>3</sup> /h)	Qw(m <sup>3</sup> /h)	Qr(m <sup>3</sup> /h)	Q_totentrant(m <sup>3</sup> /h)	Ts (min)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> Etage	55.13	1.26	2.1	58.49	12.06
	2 <sup>eme</sup> Etage	52.61	2 .94	4.2	59.75	11.81
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> Etage	28.5	0.855	1.425	30.78	22 .92
	2 <sup>eme</sup> Etage	27.69	1.96	2.8	32.45	21.74

**Tableau V.11** : Résultats du calcul du temps de séjour

Les résultats du calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation et temps de séjour sont représentés dans le tableau V.12

Données		Vitesse de décantation (m/s)	Temps de décantation (min)	Temps de séjour (min)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> Etage	$1.49 \cdot 10^{-3}$	7.54	15.56
	2 <sup>eme</sup> Etage	$1.49 \cdot 10^{-3}$	7.54	14.36
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> Etage	$2.43 \cdot 10^{-3}$	4.62	22 .92
	2 <sup>eme</sup> Etage	$1.66 \cdot 10^{-3}$	6.76	21.74

**Tableau V.12** : Résultats du calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation et de séjour

### V.2.5.2 Interprétation des résultats

Le temps de décantation est largement inférieur par rapport au temps de séjour, ce qui permet une bonne séparation. Cela permet d'éviter les risques d'entraînement de l'eau avec le brut, comme on remarque aussi que le temps de séjour pour le cas actuel est supérieur au temps de séjour du cas design ceci peut être expliqué par la diminution de la charge.

### V.2.6 Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage [3,4]

L'efficacité du dessaleur et celle de 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.

$$E_{\text{ff\_dessalage}} = \frac{S_e - S_s}{S_e - S_{\text{opt}}} \cdot 100 \quad (\text{V-10})$$

$$S_{\text{opt}} = \frac{BSW_s \cdot (S_e + \frac{X \cdot S_w}{100})}{BSW_e + X} \quad (\text{V-11})$$

- **Sopt** : Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en (mg/l).
- **Se** : 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).
- **X** : Quantité d'eau entrante au dessaleur (%).

Les résultats du calcul de la teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur sont représentés dans le tableau V.13

Données		BSW <sub>e</sub>	BSW <sub>s</sub>	S <sub>e</sub>	S <sub>w</sub>	X(%)	S <sub>opt</sub>
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> étage	5	0,20	20873	1400	8	322,85
	2 <sup>ème</sup> étage	0,20	0,20	703	1400	17	10.94
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> étage	3.3	0.51	1930	1053	8	90.91
	2 <sup>ème</sup> étage	0.51	0.46	881	1053	17	27.85

**Tableau V.13** : Résultat de la teneur en sel théorique optimale à la sortie du dessaleur

Les résultats du calcul de l'efficacité de dessalage sont représentés dans le tableau V.14

Données		S <sub>e</sub> (mg/l)	S <sub>s</sub> (mg/l)	S <sub>opt</sub> (mg/l)	E <sub>ffdessalage</sub> (%)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> étage	20873	550	322,85	98.89
	2 <sup>ème</sup> étage	703	40	10.94	95.80
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> étage	1930	285.5	90.91	89.42
	2 <sup>ème</sup> étage	881	69.3	27.85	95.14

**Tableau V.14** : Résultat du calcul de l'efficacité du dessalage

L'efficacité du dessaleur est donnée par la formule (V-12) suivante : [4]

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100 \quad (\text{V-12})$$

Où : E l'efficacité du dessaleur en %.

Données		$S_e$ (mg/l)	$S_s$ (mg/l)	$E_{\text{dessaleur}}$ (%)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> étage	20873	550	97,37
	2 <sup>ème</sup> étage	703	40	94.31
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> étage	1930	285.5	85.21
	2 <sup>ème</sup> étage	881	69.3	92.13

Tableau V.15 : Résultat du calcul de l'efficacité de dessaleur

Données		$E_{\text{ff\_dessaleur}}$ (%)	$E_{\text{ff\_dessalage}}$ (%)
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> étage	97,37	98.89
	2 <sup>ème</sup> étage	94.31	95.80
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> étage	85.21	89.42
	2 <sup>ème</sup> étage	92.13	95.14
<b>écart</b>	1 <sup>er</sup> étage	12.16	9.47
	2 <sup>ème</sup> étage	2.18	0.66

Tableau V.16 : Efficacité du dessaleur et de dessalage dans les deux cas

**Commentaire**

D'après le tableau V.16 on remarque que l'efficacité du premier étage dans le cas actuel est assez faible par rapport au cas design avec un écart supérieur à 12%, ce qui influe sur la salinité du brut à la fin du procédé ; cet écart exige une vérification concernant les paramètres du 1er étage.

**V.2.7 Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur [1]**

**V.2.7.1 Calcul du champ électrique entre deux électrodes**

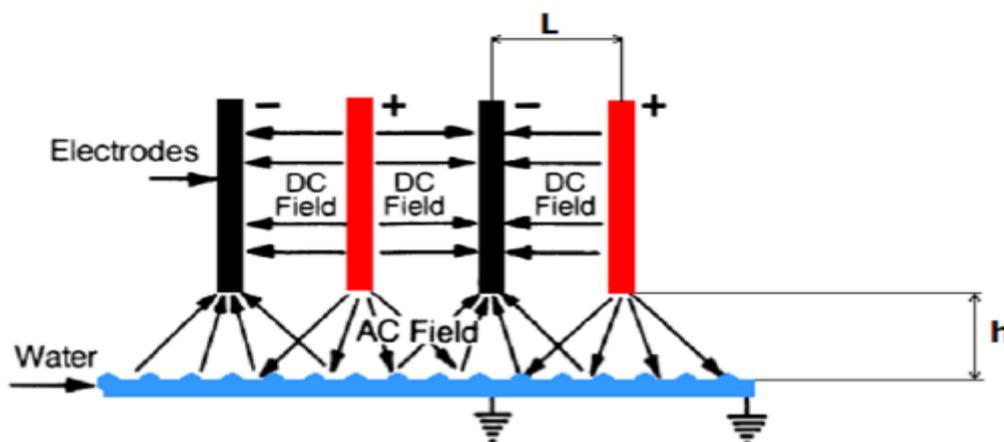


Figure V.5 : Représentation de la distance entre les électrodes

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par la formule (V-13) suivante :

$$E_1 = \frac{U}{l} \quad (V-13)$$

- $E_1$  : Champ électrique entre les électrodes (volts/cm).
- $U$  : La tension du courant en volts.  $U = 16000$  volts.
- $l$  : La distance entre les électrodes.  $l = 12,15$  cm.

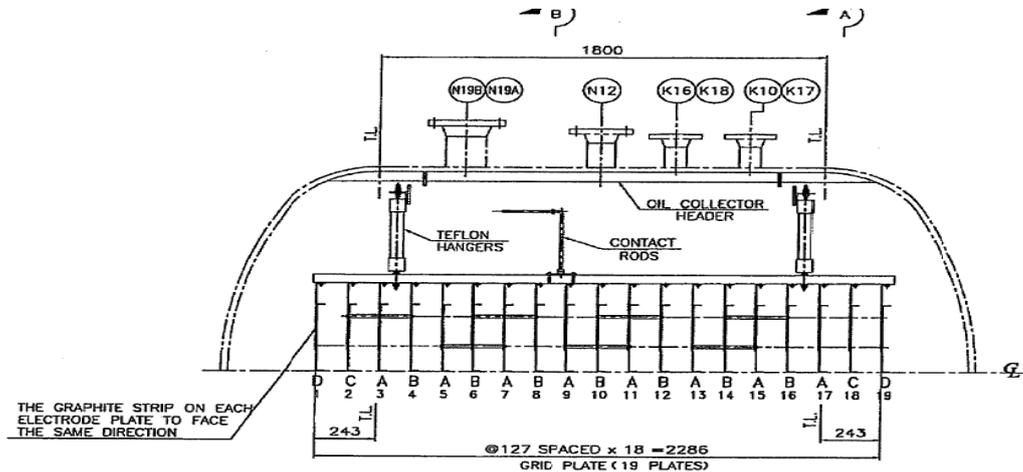


Figure V.6 : Configuration des électrodes dans le dessaleur

$$E_1 = \frac{16000}{12,15} = 1316,87 \text{ Volts/cm}$$

Le champ électrique entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes est donné par la formule (V-14) suivante :

$$E_2 = \frac{U}{h} \quad (V-14)$$

- $E_2$  : Champ électrique entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes.
- $U$  : Tension du courant en volts.  $U = 16000$  volts.
- $h$  : Distance entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes.  $h = 67,4$  cm.

$$E_2 = \frac{16000}{67,4} = 237,39 \text{ Volts/cm}$$

### V.2.7.2 Calcul du champ critique

$$E_c = A \sqrt{\frac{2\delta}{\epsilon \cdot D_p}} \quad (V-15)$$

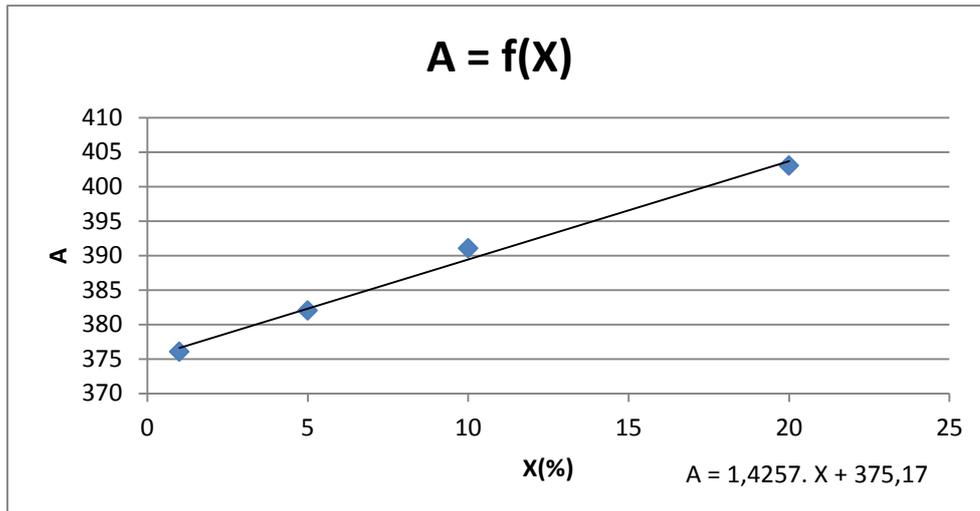
- $\delta$  : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm<sup>2</sup>) = 15.
- $\epsilon$  : Coefficient diélectrique = 16.
- $D_p$  : diamètre de la gouttelette d'eau en (cm).
- $A$  : coefficient de proportionnalité.

Pour la détermination de  $A$  on doit tracer le graphe (V.7) de  $A = f(X)$  ; ( $X$  : taux de lavage).

- D'après le tableau V.17 ci-dessous, on trace la courbe  $A = f(X)$  et on tire la valeur de A

<b>X (%vol)</b>	1	5	10	20
<b>A</b>	376	382	391	403

**Tableau V.17** : Variation de A en fonction du taux de lavage



**Figure V.7** : Variation de A en fonction du taux de lavage

Le tableau suivant résume les résultats du calcul des champs électriques :

Données		$dp(m)$ $10^{-4}$	X(%)	A	$\delta$ ( $g/cm^2$ )	$\epsilon$	E1(V/cm)	E2(V/cm)	$E_c(V/cm)$ $10^3$
<b>Cas design</b>	1 <sup>er</sup> étage	1.08	8	386.5	15	16	1316.87	237.39	50900
	2 <sup>ème</sup> étage		17	399.4	15	16			52630
<b>Cas actuel</b>	1 <sup>er</sup> étage	1.467	8	386.5	15	16			43950
	2 <sup>ème</sup> étage	1.438	17	399.4	15	16			45420

**Tableau V.18** : Résultat du calcul des champs électriques

**Interprétation**

Après le calcul des champs électriques, on remarque que le champ électrique entre les électrodes E1 et le champ électrique entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes E2 sont inférieurs au champ critique  $E_c$  :  $E2 < E1 < E_c$ .

Donc le dessaleur a un fonctionnement normal du point de vue électrique.

### V.3 Etude expérimentale des paramètres de dessalage

D'après les calculs du dessaleur on constate que l'efficacité actuelle est inférieure à celle prévue par le cas design surtout pour le premier dessaleur écart =12.16% (voir le tableau V.16) ; aussi d'après le calcul électrique on peut conclure que le problème déjà posé se suite non pas au niveau de l'équipement selon les résultats du calcul électrique, mais dû au changement des paramètres opératoires (voir le tableau V.18)

Pour améliorer le rendement du dessaleur il y a sept paramètres mise en jeux :

- Température de dessalage ;
- Taux d'eau de lavage ;
- Nature d'eau de lavage ;
- Perte de charge dans la vanne de mélange ;
- Nature, taux et point d'injection de désémulsifiant ;
- Niveau de l'interface eau/brut ;
- Temps de séjour.

Dans cette partie on va étudier l'effet des trois paramètres suivants sur l'efficacité du 1<sup>er</sup> étage du dessaleur :

- La température ;
- Taux d'injection d'eau de lavage ;
- Quantité de désémulsifiant injectée.

On va simuler l'opération de dessalage au niveau du laboratoire parallèlement avec la collecte des résultats de la variation réelle au niveau de la salle de control.

- Notre méthode de travail est basée sur la réalisation de l'opération de dessalage au niveau du laboratoire ; en variant un paramètre et en fixant les deux autres et cela pour les trois paramètres (température ; eau de lavage ; quantité de désémulsifiant).

- La quantité du brut à dessaler dans chaque expérience est 100ml ; on injecte le pourcentage d'eau de lavage et la quantité de désémulsifiant selon le plan de variation de chaque paramètre ; après l'agitation de 10min dans un agitateur magnétique on fait la décantation dans une ampoule et on extraira le brut dessalé.

Après chaque essai on va mesurer la salinité du brut dessalé.

- Les résultats obtenus sont représentés sur la partie des résultats et discussions en tenant compte des paramètres pris le 14/03/2016.

- La salinité du brut à dessaler 1930 mg/l.

- La salinité d'eau de lavage 1053.

#### Remarque

En ce qui concerne les expériences au niveau du laboratoire ; le champ électrique est considéré constant.



Figure V.8 : Echantillons des essais au niveau du laboratoire

### V.3.1 Résultats de laboratoire

#### V.3.1.1 Influence du taux de l'eau de lavage

Dans cette étape on varie le taux d'injection de l'eau de lavage de 5 à 30 (%vol) en fixant la température à  $T=34^{\circ}\text{C}$  (température ambiante) et la quantité de désémulsifiant à 0.005ml.

Le tableau V.19 résume les salinités du brut dessalé et les efficacités calculées par la formule (V-12) correspondante à chaque variation du taux d'injection de l'eau de lavage.

X (%vol)	Salinité (mg/l)	Efficacité%
10	122.88	93.63
15	83.69	95.66
20	63.46	96.70
25	51.11	97.35
30	42.77	97.78

Tableau V.19 : Salinité du brut et l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage

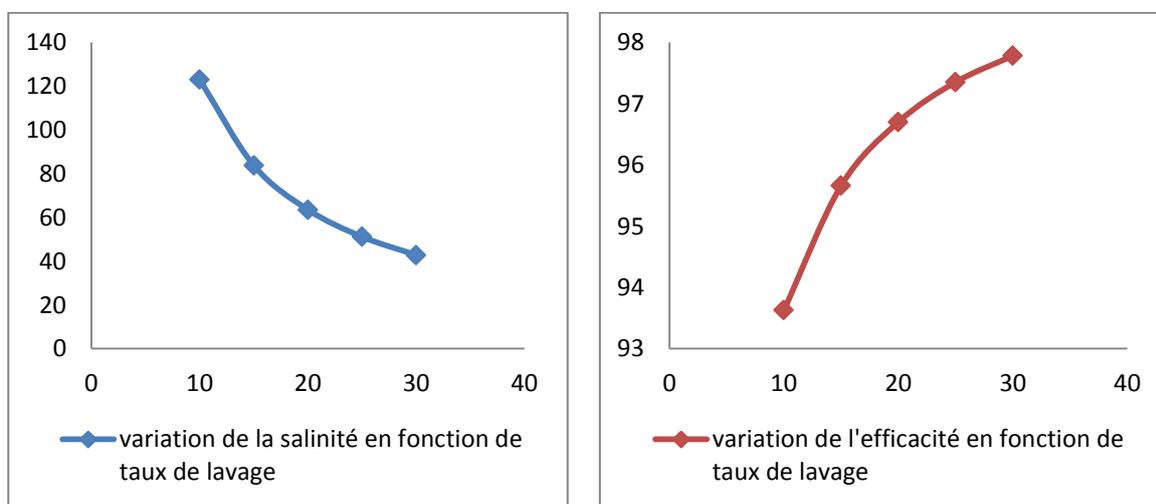


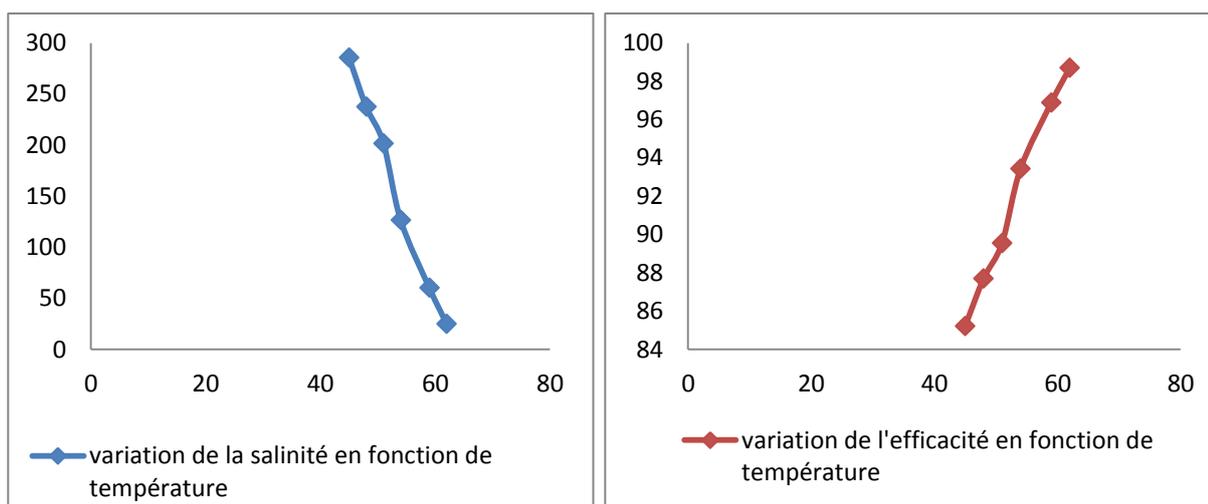
Figure V.9 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage

### V.3.1.2 Influence de la température

Pour que savoir l'impact de la température sur l'opération de dessalage on la fait augmenter jusqu'à 62°C ; en gardant dans toutes les manipulations le taux d'injection d'eau à 5 (%vol) et la quantité de désémulsifiant à 0.005ml, le tableau V.21 indique l'efficacité ; correspondantes à chaque variation de la température .

T (°C)	Salinité (mg/l)	Efficacité(%)
45	285.5	85.21
48	237.39	87.70
51	201.69	89.55
54	126.41	93.43
59	60.22	96.88
62	25.09	98.70

**Tableau V.20** : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température



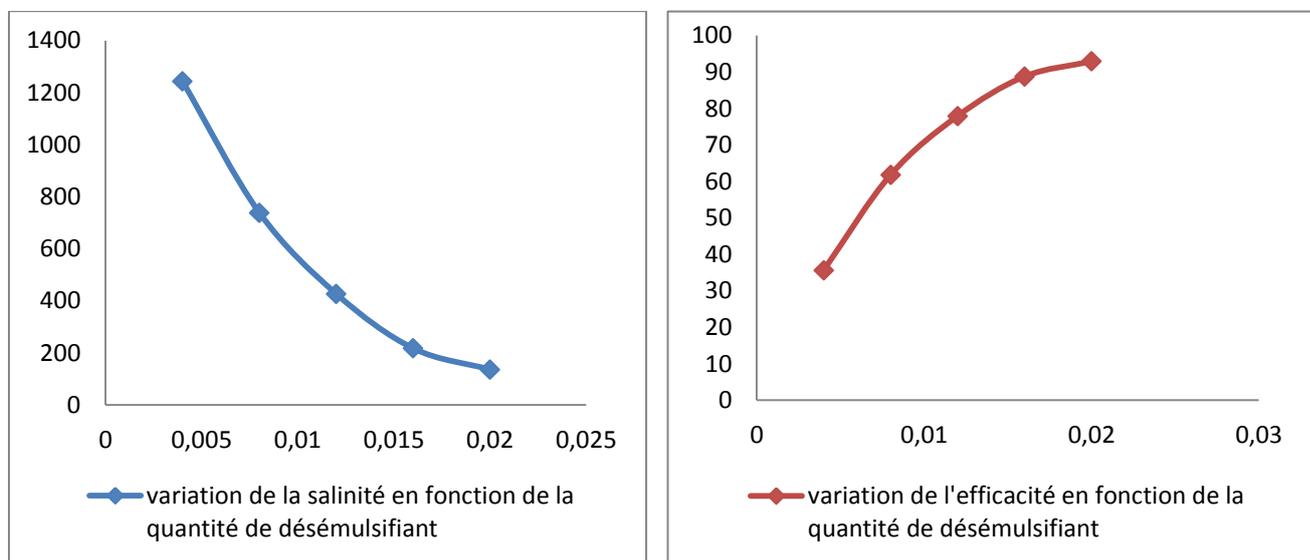
**Figure V.10** : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température

### V.3.1.3 Influence de la quantité de désémulsifiant

Pour tirer l'effet de l'injection de désémulsifiant sur la salinité du brut dessalé ; on maintient la température à 34°C (température ambiante) et le taux d'eau de lavage à 5% avec la variation du volume de désémulsifiant 0.004ml à 0.024ml.

Volume de désémulsifiant(ml)	Salinité (mg/l)	Efficacité(%)
0.004	1242.92	35.60
0.008	738.23	61.75
0.012	426.53	77.90
0.016	217.51	88.73
0.020	136.09	92.90
0.024	107.15	94.45

**Tableau V.21** : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de désémulsifiant



**Figure V.11** : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de désémulsifiant

### V.3.2 Discussion des résultats

La figure V.8 représente l'influence du taux d'injection d'eau de lavage, on remarque que la salinité diminue avec l'augmentation du pourcentage d'eau injectée c'est-à-dire que l'augmentation d'eau de lavage conduit à l'augmentation de l'efficacité de dessalage du brut, et ce par la dilution du sel émulsionné dans le brut. On ajoute l'eau de recyclage pour augmenter la densité d'eau et faciliter la séparation d'eau, aussi pour avoir un gain de désémulsifiant.

A partir de la figure V.9 on observe que la salinité du brut diminue avec l'augmentation de la température pendant l'expérience. L'augmentation de la température conduit à la diminution de la viscosité du brut, cela facilite la décantation des gouttes d'eau salées à travers le brut, alors l'augmentation de la température améliore l'efficacité de dessalage.

A partir de la figure V.10 on remarque que la salinité du brut diminue avec l'augmentation du volume de désémulsifiant avec une stabilité à la fin de la courbe.

Alors l'opération de dessalage augmente avec l'opération de déstabilisation de l'émulsion eau/brut par le désémulsifiant ; car ce dernier permet de favoriser la séparation du mélange en augmentant le pouvoir coalesçant des gouttes d'eau.

## V.4 Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de désémulsifiant

Les émulsions présente dans le pétrole sont généralement stable et cela est due à la présence de l'émulsifiant qui a une grande viscosité et élasticité, ce qui empêche la réunion des globules d'eau l'hors de leur collision c'est pourquoi il est important de détruire cet obstacle par l'ajout d'un désémulsifiant.

Le désémulsifiant utilisé durant notre étude à RHOURE NOUSS est le « CHIMEC 2232 ».

### V.4.1 Quantité de désémulsifiant consommé cas design

La quantité utilisée est : 0.6 l/h.

- Quantité consommé par jour :  $Q_{d\acute{e}j} = 0.6 \times 24 = 14.4$  l/j.

**$Q_{d\acute{e}j} = 14.4$  l/j.**

Où  $Q_{d\acute{e}j}$  : la quantité de désémulsifiant consommé par jour.

- Quantité consommé par an:  $Q_{d\acute{e}an} = 14.4 \times 365 = 5256$  l/ an

$Q_{d\acute{e}an} = 5256$  l/an=**26.28 Futs**

Où  $Q_{d\acute{e}an}$  : la quantité de désémulsifiant consommé par an.

Avec : 1 Futs =200 litre.

### V.4.2 Quantité de désémulsifiant consommé cas optimum

On fait des analyses du BSW au laboratoire afin de déterminer cette quantité. Pour cela on suit les étapes suivantes :

- a) on pèse une gouttelette de désémulsifiant :  **$m = 0.252$  mg**
- b) on détermine sa masse volumique :  **$\rho = 0.8989$  kg /l**
- c) on déduit son volume :  **$v = m / \rho = (0.252 \times 10^{-6}) / 0.8989 \leftrightarrow v = 0.2803 \times 10^{-6}$  l**
- d) on prend six échantillons identiques du brut de 100ml, et on varie le nombre des gouttes de désémulsifiant dans chaque échantillon. Après deux heures on détermine le BSW.



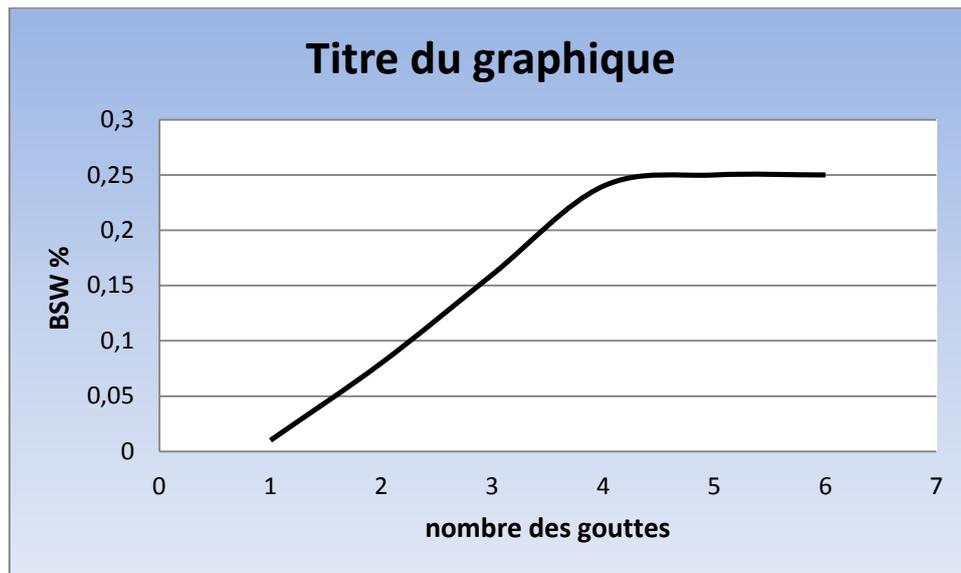
**Figure V.12** : Analyse de BSW des échantillons du brut

- Le nombre des gouttes de désémulsifiant qui correspond au cas optimum est ce qui donne BSW permanent. Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Nombre des gouttes	1	2	3	4	5	6
BSW (%)	0.01	0.08	0.16	0.24	0.25	0.25

**Tableau V.22** : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de désémulsifiant

On trace le graphe de BSW en fonction de nombre des gouttes de désémulsifiant



**Figure V.13** : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de désémulsifiant

D'après les résultats obtenus : la quantité optimale correspond à **5 gouttes**.

Donc : le volume de la quantité optimal

$$V = v \times 5 = 1.4 \times 10^{-6} \text{ l} = 1.4 \times 10^{-3} \text{ ml}$$

On calcule le volume optimal (V) pour le débit du procédé

On a  $1.4 \times 10^{-6} \text{ l} \rightarrow$  dans  $0.1 \text{ l}$  du brut

Et  $V \text{ l} \rightarrow$  dans  $28.5 \times 10^3 \text{ l}$  du brut

$$\text{D'où : } V = \frac{28.5 \times 1.4 \times 10^{-3}}{0.1} = 0.4 \text{ l}$$

La quantité utilisée pour chaque dessaleur est : **0.4 l/h**.

Quantité consommé par jour :  $Q'déj = 0.4 \times 1 \times 24 = 9.6$  l/j.

Quantité consommé par an :  $Q'déan = 9.6 \times 365 = 3504$  l/an

#### **V.4.3 Quantité de desémulsifiant a économisé ou perdu**

$Qdé\ perdu = Qdéan - Q'déan$

$Qdé\ perdu = 5256 - 3504 = 1752$  l/an = **8.76 futs/an**

#### **V.4.4 Côté financier**

On prend la masse volumique du desémulsifiant  $\rho = 0.8989$  kg/l

1 tonne = 1000 kg

1 litre  $\rightarrow 0.8989$  kg

X litre  $\rightarrow 1000$  kg

$X = 1000 / 0.8989 \Rightarrow X = 1112.47$  litre

1 fut = 200 litres

Nombre des futs pour 1112.47 litres c'est  $1112.74 / 200 = 5.5637$  futs

#### **V.4.5 Le prix d'un fut**

On prend le prix d'une tonne est de 2000\$ alors pour un fut on aura  $2000 / 5.5637 = 359.47$ \$

1,00 USD = 108,867 DA

$359.47\$ \approx 39134.42$  DA

On ne prend pas **8.76 futs** mais on prend **9 futs** (on prend un chiffre rond) Le gain

$9 \times 39134.42 = 352209.784$  DA

- Ce n'est pas un gain vraiment important mais si on généralise l'opération sur tous les régions ou il y'a un dessalage le gain deviendrait plus significatif.

#### **V.4.6 Conclusion**

Notre étude économique a révélé que RHOURE NOUSS qui était sous garantie pendant trois ans, était face à des pertes considérables estimé à 352209.784 DA durant ces années passées.

Donc l'utilisation du taux de desémulsifiant de 0.6 l/h en premier dessaleur exigé par le design était pour des raisons financières.

# Références bibliographiques

- [1] J.M.BOUMANN. Dessalage du pétrole brut sur champs de production. Revue IFP. (2011).
- [2] J.P.WAUQUIER. Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation. Édition Technip. Tome 2. (1998).
- [3] Document de TOTAL. Manuel de formation. Cours exp-pr-eq090. Dernière Révision : 11/04/2007.
- [4] M.S.LACHGAR. Traitement du pétrole brut. Institut Algérien du pétrole. Ecole de SEKIKDA. Groupe : exploitation du pétrole. 12/2015 1/2016.
- [5] Dessaleur RSI. Mode de comptabilité.
- [6] Paul M.S. , Ph.D. These. "The Impact of Asphaltene Chemistry and Solvation on Emulsion and Interfacial Film Formation". North Carolina State University (2001).
- [7] CLINT J.H. Surfactant aggregation. Blackie & Son Ltd, 1992.
- [8] BECHER.P. Encyclopedia of emulsion technology. Marcel Dekker, 1983.
- [9] Chemistry of Petrochemical Processes 2nd ed (Gulf, 2000).
- [10] JAMES SPEIGHT. Handbook Of Petroleum Product Analysis by.
- [11] PIERRE WUITHIER. Le pétrole : Raffinage et génie chimique. Tome 1.1972.
- [12] Mr A.BOUMAZA. Introduction à l'industrie pétrolière et gazière. Ecole de SEKIKDA. 2014 / 2015.
- [13] SONATRACH. Projet de développement du champ de RHOURE NOUSS. (CTH & RHOURE CHOUFF). Contrat N°: ENC 08 346. Manuel d'exploitation.
- [14] SONATRACH. Projet de développement du champ de RHOURE NOUSS. (CTH & RHOURE CHOUFF). Contrat N°: ENC 08 346. Description du procédé.
- [15] SONATRACH. Manuel : f-000-1250-501\_ab : rapport de QRA (analyse quantitative des risques).
- [16] SONATRACH. Manuel : F-000-1241-004 : spécification particulière pour systèmes d'alarme feu &gaz.
- [17] M<sup>er</sup> HADJARAB. Cours de traitement du pétrole brut. Option : pétrochimie. Master I. 2014/2015.
- [18] LIONEL FLESINSKI. Pour obtenir le grade de DOCTEUR. Spécialité : Génie des procédés. « Étude de la stabilité des émulsions et de la rhéologie interfaciale des systèmes pétrole brut/eau : influence des asphaltènes et des acides naphthéniques ». Soutenue le 14 Décembre 2011.
- [19] WIKIPEDIA. <https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole>

[20] WIKIPEDIA. <https://fr.wikipedia.org/wiki/S%C3%A9curit%C3%A9>

[21] Total FinaElf E & P Angola. Formation operateur production surface. Sujet deshydratation dessalage du brut. DB3 / EXP / FORM.

[22] SONATRACH. Manuel : P10-VA-21-01/02. JGC /RHOURE NOUSS CTH. DP. Desalter operation and maintenance manual.

[23] SONATRACH. Manuel : V-215A-006-A-002\_3. Dessaleur NATCO. Par INDIRA. RHOURE NOUSS. ALGERIA.

[24] THRO, M.E. AND ARNOLD, K.E. Water Droplet Size Determination for Improved, Oil Treater Sizing, Society of Petroleum Engineers 69<sup>th</sup> Annual Technical, Conference and Exhibition. New Orleans, LA, 1994.

[25] C.LABBE. Etude du dessalage d'un pétrole brut. Revue IFP. (1958).

[26] RIADH BEN HAMOUDA. Mécanique des fluides. Cours et exercices corrigés. Centre de publication universitaire, Tunis 2008.

[27] H.DELMAS ; A.M. WILHELM. 2A : réacteurs non-idéaux. Ecoulements dans les réacteurs. Distribution des temps de séjour.

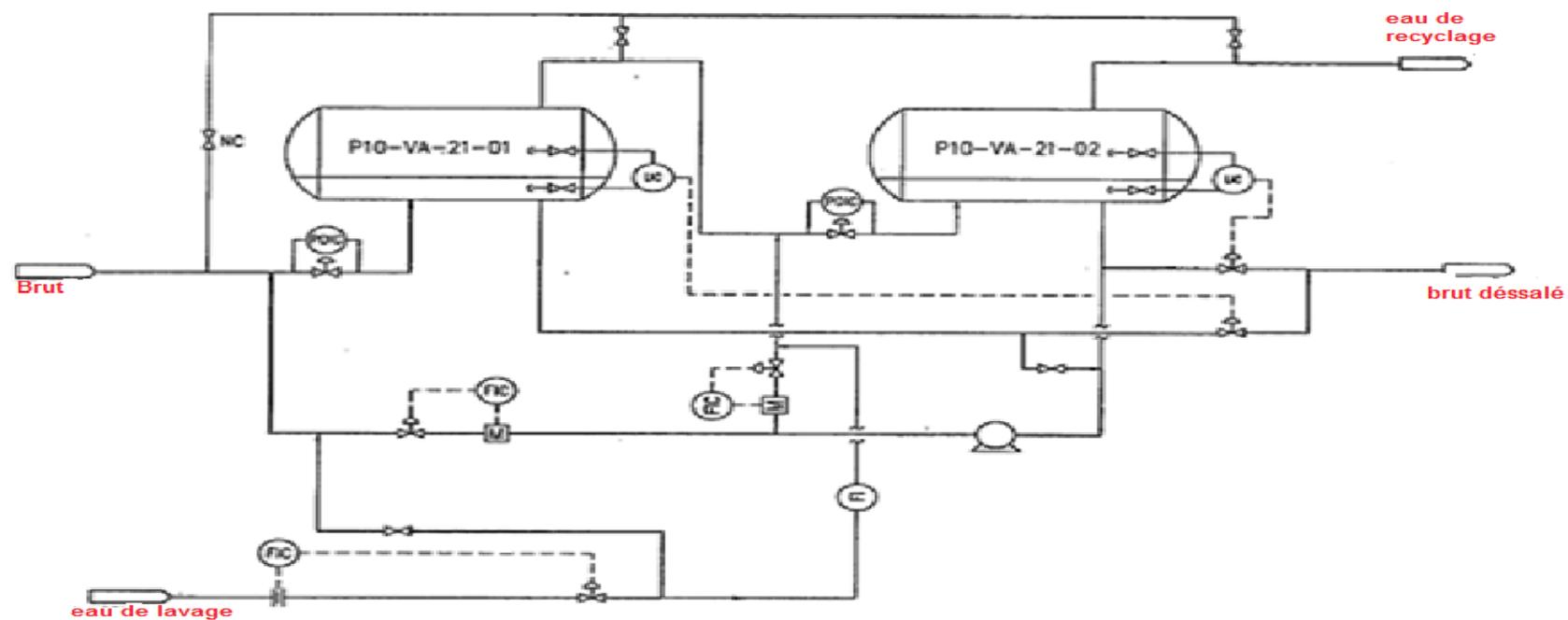


Figure IV.2 : Système de dessaleur à deux étages

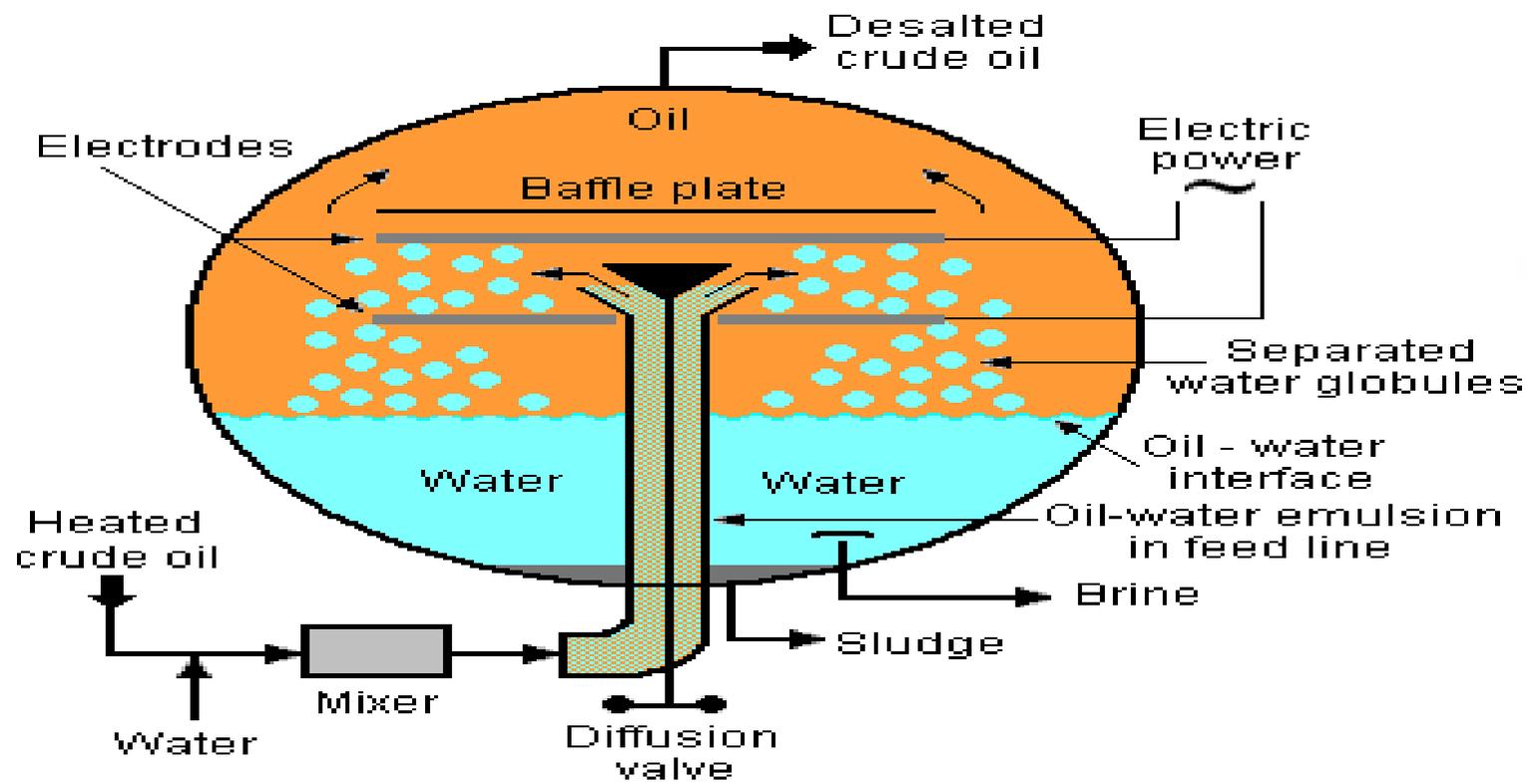


Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique

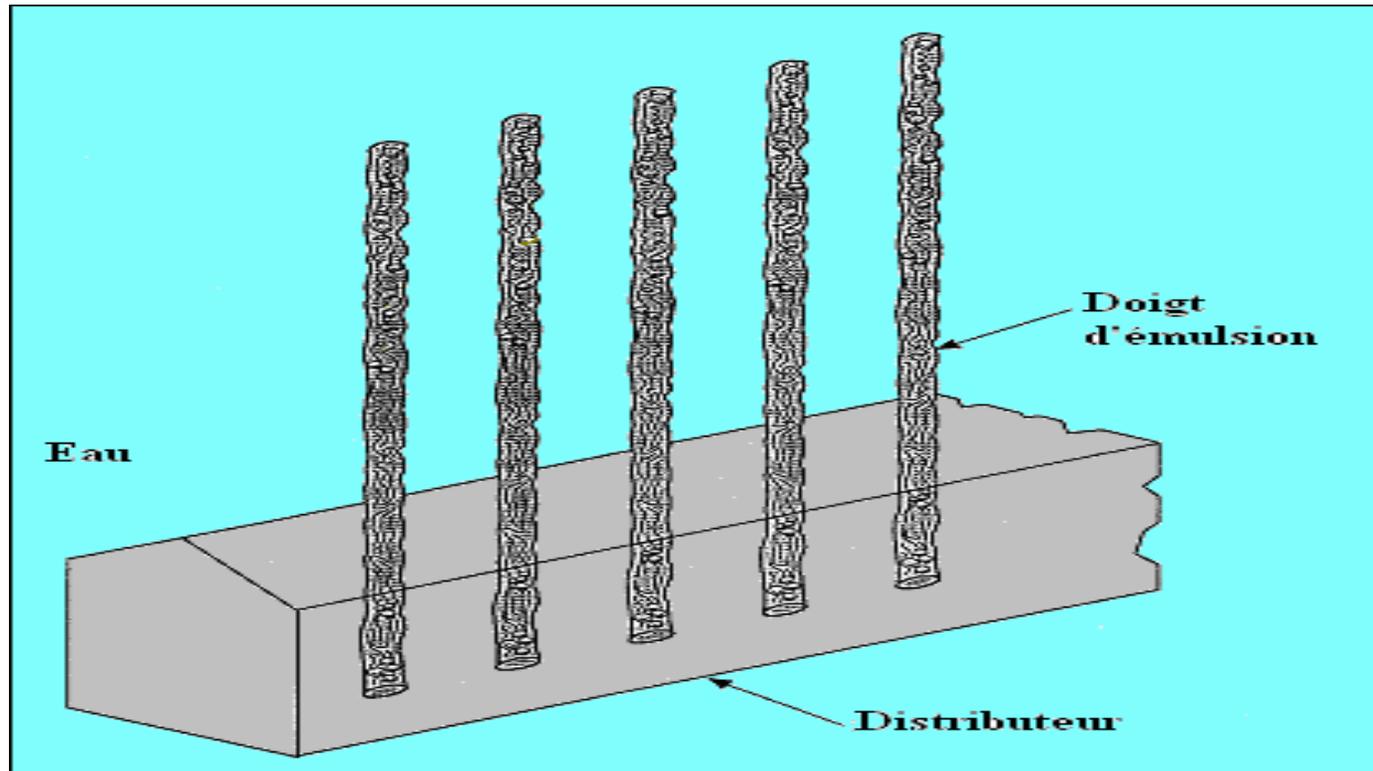
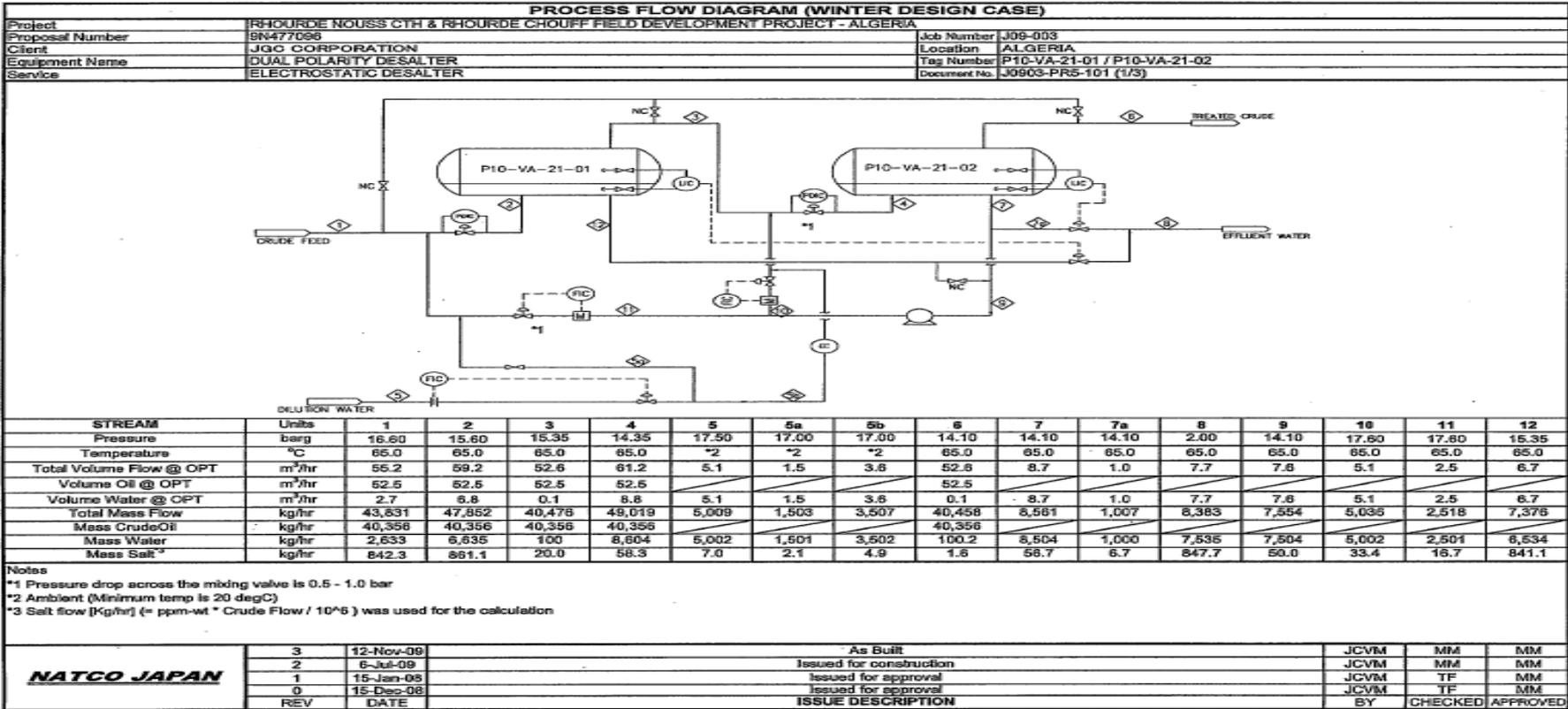
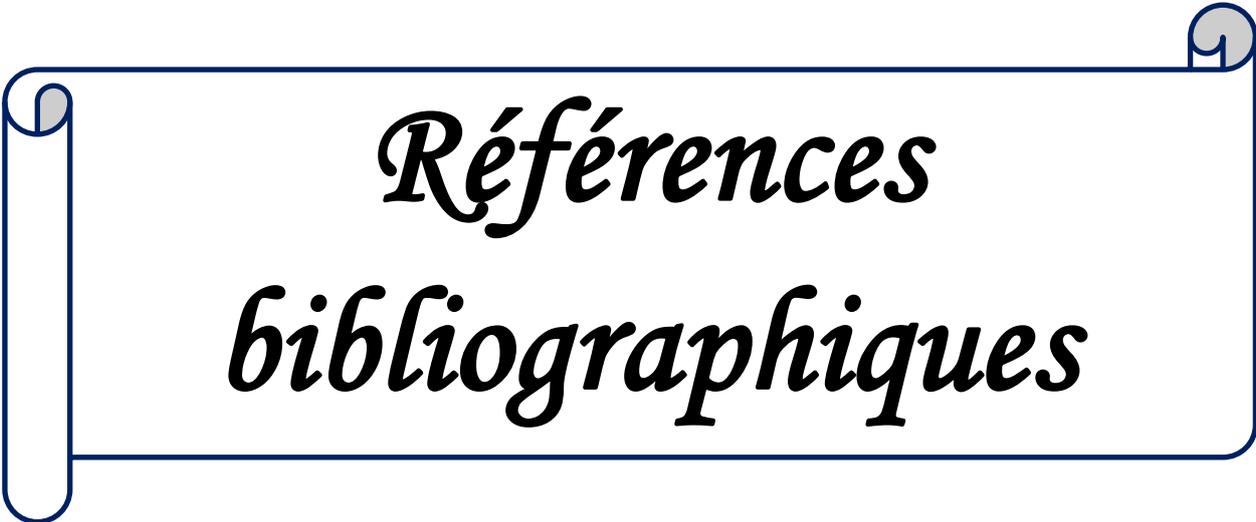


Figure montrant les doigts d'émulsion et leurs déplacements

# Annexe-4-



**Diagramme de processus de dessaleur NATCO à RHOURDE NOUSS**



*Références  
bibliographiques*



# *Introduction*



## *Chapitre II*



# *Chapitre III*



*Chapitre IV*



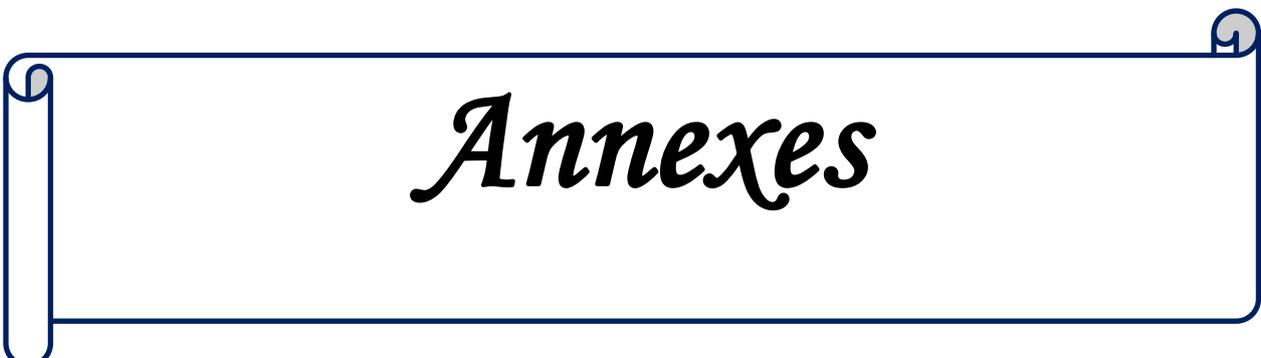
# *Chapitre VI*



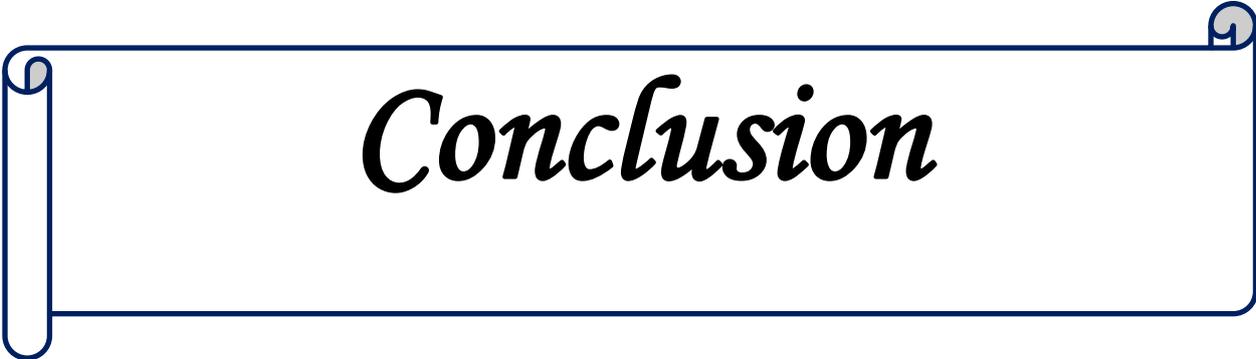
# *Chapitre I*



*Chapitre V*



# *Annexes*



*Conclusion*