

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**UNIVERSITE d'ADRAR**  
**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE**  
**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER**  
**EN CHIMIE DE L'ENVIRENEMENT**

## Thème

# ETUDE DE DESSALAGE DU PETROLE BRUT

Soutenu le : 04/06/2017

**Présenté par :**

Mr BAHAMAOUI Abdennasser

Mr LAMIR Omar

**Encadreur :** Mr DAHOU Mohamed El Amine

MAA Univ d'.Adrar

**Membres de jury :**

**Président :** Mr RAHMOUNI Moustapha

MAB Univ d' Adrar

**Examineur :** Mr BEN ABDELKABIR Abess

MAB Univ d'.Adrar

**Année Universitaire : 2016 / 2017**



# *Dédicaces*

*Je dédie ce modeste mémoire :*

*A ma très chère mère et mon très*

*Cher père qui m'a toujours soutenu et mon oncle.*

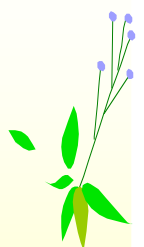
*A mes très chères frères.*

*A ma sœurs.*

*A toute la famille grande et petite qu'il soit.*

*A tous mes amis « Tayeb, Hamid, Kada, Mustapha., Med,  
Hamza, Ahmed, Miloud, Toufik, Abdelkarim... ».*

OMAR



# REMERCIEMENT

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultant **M<sup>R</sup> DAHOU Mohamed El Amine** pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses,*

*Nos remerciement et reconnaissance vont à tous les enseignants l'université d'Adrar pour le s'avoir qu'ils nous ont transmis durant notre formation et aux membres de jury qui ont accepté de juger notre travail.*

*Tous les enseignants du **DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE.***

*Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

**ABDENASSER ET OMAR**



# Dédicaces

*Je dédie ce modeste mémoire :*

*A ma très chère mère et mon très*

*Cher père qui m'ont toujours soutenu.*

*A mes très chères frères.*

*A mes sœurs .*

*A toute la famille grand et petit qu'il soit*

*A tous mes amis « **Amine, Omar, Abdelhadi ,Hamid, Mebarek,***

***Mustapha., Med, Houari,Med sayeh,Aek***

***Nadjem,Abderahman,Abdelaziz,Ahmed,Abdelkrim,Saber,Hassan,***

***Hachem ... » . Et tous mes autres amies et mes collègues***

**ABDENNASSEUR**



# Sommaire

## Introduction générale

### Chapitre I : Raffinage du pétrole brut

Introduction.....	01
I. Le pétrole brut.....	01
I.1. Composition du pétrole brut.....	01
I.2. Spécification du pétrole.....	02
I.3. Classification du pétrole.....	05

### Chapitre II : Généralités sur les sels

II.1. Origine et formes des sels.....	06
II.2. Théorie sur les émulsions.....	07
II.2.1. Définition de l'émulsion	
II.2.2. Conditions de formation d'une émulsion	
II.2.3. Stabilité d'une émulsion	
II.3. Inconvénient des sels.....	10

### Chapitre III : Traitement du pétrole brut sur le champ

Introduction.....	12
III.1. Problèmes d'exploitation.....	13
III.1.1. Dépôts de sels.....	13
III.1.2. Dépôts organiques.....	13
III.1.3. Dépôts de sulfates de calcium (CaSO <sub>4</sub> ).....	13
III.2. Le dessalage.....	14
III.2.1. Introduction.....	14
III.2.2. Définition.....	14
III.3. Procèdes des désintégrations des émulsions.....	14
III.3.1. Procèdes mécaniques.....	15
III.3.2. Procèdes chimiques.....	18
III.3.3. Procède électrique.....	19
III.4. Dessalage électrostatique.....	21
III.4.1. Généralités.....	21
III.4.2. Mécanisme de dessalage électrostatique.....	22

III.5. Paramètres de marche et leurs influences.....	24
III.5.1. Paramètres de marche.....	24
III.5.2. les influences.....	28

#### Chapitre IV : Sécurité industrielle

IV.1. Les Incendies.....	34
IV.1.1. Généralités.....	34
IV.1.2. Moyens de lutte contre les incendies.....	34
IV.2. Risques de toxicité et leur prévention.....	35
IV.2.1. Généralités.....	35
IV.2.2. Toxicité des Aromatiques.....	36
IV.3. Les règlement de sécurité.....	36
IV.3.1. Personnel de l'usine ou des entreprises extérieures, visiteurs ...	36
IV.3.2. Obligations.....	37
IV.4. Types de permis ou autorisation de travail.....	37
IV.4.1. Le permis de feu ou autorisation de travail à chaud.....	37
IV.4.2. Le permis ordinaire ou autorisation de travail à froid.....	38
IV.4.3. Le permis de pénétrer ou autorisation d'entrée.....	38
IV.4.4. Autorisation pour travaux de fouille.....	38
IV.4.5. Permis pour utilisation de sources radioactives.....	38
IV.4.6. Dispositions pratiques .....	38
IV.5. Alertes.....	39
IV.5.1. Définition des alertes.....	40
IV.6. Les règles essentielle de la sécurité.....	41

#### Chapitre V : Exemple de calcul d'un dessaleur

V.1. Etude de problème.....	42
V.1.1. Salinité.....	43
V.1.2. Paramètres opératoires.....	50
V.2. Calcul du distributeur.....	51
V.3. Calcul de la vitesse de décantation.....	54
V.4. Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.....	59
V.4.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes.....	59
V.4.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inf.....	59
V.4.3. Calcul du champ critique.....	60
V.5. Calcul du temps de séjour.....	62
V.6. Calcul du temps de décantation.....	63

<b>V.7. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage.....</b>	<b>64</b>
<b>V.7.1. L'efficacité du dessaleur.....</b>	<b>65</b>
<b>V.7.2. L'efficacité de dessalage.....</b>	<b>66</b>
<b>V.7.3. Commentaires.....</b>	<b>67</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>68</b>

**Bibliographie**

**Annexes**

## **LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tableau N° 1 : Paramètres du design et actuel .....</b>	<b>42</b>
<b>Tableau N° 2 : Section de dessalage de train 10.....</b>	<b>44</b>
<b>Tableau N° 3 : Section de dessalage de train 20.....</b>	<b>45</b>
<b>Tableau N° 4 : Section de dessalage de train 30.....</b>	<b>46</b>
<b>Tableau N° 5 : Premier dessaleur de train 10 (10-VW-21-01) .....</b>	<b>47</b>
<b>Tableau N° 6 : Premier dessaleur de train 20 (20-VW-21-01) .....</b>	<b>48</b>
<b>Tableau N° 7 : Premier dessaleur de train 30 (30-VW-21-01) .....</b>	<b>49</b>
<b>Tableau N° 8 : Diamètre de la particule d'eau.....</b>	<b>54</b>
<b>Tableau N° 9 : Régime d'écoulement.....</b>	<b>55</b>
<b>Tableau N° 10 : Densités.....</b>	<b>57</b>
<b>Tableau N° 11 : coefficient de proportionnalité (A) .....</b>	<b>60</b>
<b>Tableau N° 12 : Teneurs d'eau dans le brut.....</b>	<b>65</b>



# LISTE DES FIGURES

<b>Figure 01: Emulsion Eau-Brut.....</b>	<b>09</b>
<b>Figure 02: Wash -Tank .....</b>	<b>16</b>
<b>Figure 03: Dessaleur Electrique.....</b>	<b>21</b>
<b>Figure 04 : Les Lignes de Champ Electrique.....</b>	<b>29</b>

## Symboles et Annotations

<b>Symbole</b>	<b>désignation</b>	<b>unité</b>
E	Efficacité de dessaleur	Fraction
S <sub>s</sub>	Salinité de sortie	mg/l
S <sub>e</sub>	Salinité d'entrée	mg/l
n	Nombre des rampes de distributeur	/
L	Distance séparant les deux extrêmes	m
l	Distance séparant les deux rampes	m
W	Vitesse d'écoulement	m/s
Q	Débit de la charge	m <sup>3</sup> /h
f	Surface de passage d'un trou	m <sup>2</sup>
D	Diamètre extérieur de trou	m
d	Diamètre intérieur de trou	m
A	Distance entre les deux sections	m
V <sub>d</sub>	Vitesse de décantation	m/s
d <sub>d</sub>	Densité de la phase dispersée	/
d <sub>c</sub>	Densité de la phase continue	/
D <sub>p</sub>	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
g	Accélération de pesanteur	m <sup>2</sup> /s
φ	Coefficient de frottement	/
α	Coefficient de caractérisation la variation de la densité en fonction de la température	/
Re	Nombre de Reynolds	/
V <sub>c</sub>	Viscosité cinématique du pétrole	Cst
T, t	La température	°C
X	Taux de lavage	Fraction
E <sub>s</sub>	Electrode supérieure	/
E <sub>c</sub>	Electrode inférieure	/
δ	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	g/cm <sup>3</sup>
ε	Coefficient diélectrique	/
A	Coefficient de proportionnalité	/
T <sub>s</sub>	Temps de séjour	sec
V	Volume de capacité	m <sup>3</sup>
T <sub>d</sub>	Temps de décantation	sec
L <sub>1</sub>	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
SW	Teneur en sel dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
Y	Teneur en eau dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
Z	Teneur de eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l
E <sub>c</sub>	Champ critique	V/cm
E <sub>1</sub>	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	V/cm
E	Champ électrique entre les électrodes	V/cm

# *Introduction Générale*

# Introduction

L'humanité connaît le pétrole depuis les temps reculés, on l'employa comme matière incendiaire.

Dés le XVIII<sup>ème</sup> siècle, le Pétrole lampant est utilisé pour éclairer les maisons et les rues. Enfin avec l'apparition au XIX<sup>ème</sup> siècle du moteur à explosion le pétrole devient source de carburant pour les divers transports. A l'heure actuelle on estime à 2/3 la part du pétrole dans la demande d'énergie dans le monde et on constate que cette part grandit de plus en plus malgré la concurrence de l'énergie nucléaire.

L'utilisation du pétrole brut tel qu'il est n'est pas rentable du tout.

Cependant il a été mis au point des procédés pour son traitement regroupés sous la technologie du raffinage.

Toutefois il est intéressant d'observer que ce même brut n'est pas utilisé tel qu'il est dans les différents stades du raffinage.

En effet, presque la totalité des pétroles bruts contiennent des impuretés d'origine non pétrolière, à savoir des particules solides et des sels dissous comme les chlorures de sodium, magnésium, calcium et autres.

La proportion de ces sels est très variable d'une région à une autre et leur présence dans le pétrole provoque de nombreux phénomènes nuisibles, parmi lesquels, l'érosion, la corrosion et d'autres. Il est donc nécessaire d'éliminer ces sels.

Plusieurs méthodes sont proposées pour cette élimination et elles sont toutes portées sur la séparation par décantation, qui est basée sur le mouvement des particules en suspension dans un fluide.

Le dessalage occupe un large espace dans l'industrie du traitement du pétrole brut, comme étant un moyen très efficace, en vue de réduire la salinité de ce dernier pour telle ou telle recommandation.

A cet effet et à travers mon mémoire, je propose l'étude du dessalage du pétrole brut avec un exemple de calcul de dimensionnement et efficacité d'un dessaleur électrostatique (exemple de Ourhoud (appelé Qoubba)).

***Chapitre I :***  
***Généralité sur le Pétrole***  
***Brut***

## **Introduction**

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

## **I. Le pétrole brut**

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

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

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

### **I.1. Composition du pétrole brut**

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

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

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

- Les paraffines (alcanes).
- Les naphènes.
- Les hydrocarbures aromatiques.

#### **I.1.1. Les hydrocarbures paraffiniques (Alcanes)**

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

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

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

### **I.1.2. Les Hydrocarbures naphténiques (Cyclanes)**

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale  $C_nH_{2n}$ , Ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bicycliques et polycycliques.

Si leur teneur est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphténiques.

### **I.1.3. Les Hydrocarbures aromatiques**

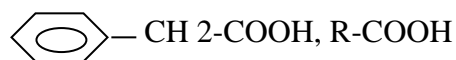
Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale  $C_nH_{2n-6}$ , ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de benzène, toluène, xylène et leurs dérivés. Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique.

### **I.1.4. Les Hydrocarbures insaturés (oléfines)**

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

### **I.1.5. Composés oxygénés**

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



Leur teneur dans le pétrole est faible (1 ÷ 2%).

**I.1.6. Substances résineuses et Asphaltiques**

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

**I.1.7. Substances minérales**

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

**I.2. Spécification du pétrole****I.2.1. La densité (specific gravity)**

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

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

**I.2.2. Point d'écoulement**

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

Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité. en fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée.

Le point d'écoulement des pétroles bruts se situent généralement dans un intervalle compris entre : -60°C et +30°C

**I.2.3. Viscosité**

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la



température baisse, par contre pour le brut naphténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

#### **I.2.4. Tension de vapeur et point d'éclair**

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

On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0.2 bars à 37.8°C a un point d'éclair inférieur à 20°C

#### **I.2.5. teneur en soufre**

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

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

#### **I.2.6. Teneur en azote**

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, iso quinoléine, pyridyne) ou neutres (pyrrole, indole, carbazole)

Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable.

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

#### **I.2.7. Teneur en eau sédiments et sels**

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

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

Les sédiments sont des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau, peuvent être entraînés avec le brut. Ce sont de fines particules de sable, de boue de forage ou

de débris de roche. La présence de tels produits dans le pétrole est extrêmement gênante puisqu'ils peuvent boucher les tuyauteries et détériorer la qualité des fuels.

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

### **I.3 Classification du pétrole**

On distingue les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre, selon leur provenance, selon la gravité API et leur teneur en différents classes d'hydrocarbures.

#### **I.3.1. Selon leur teneur en classes d'hydrocarbures**

Le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires, on distingue 3 catégories de bruts :

- Les bruts à prédominance paraffiniques.
- Les bruts à prédominance naphthéniques.
- Les bruts à prédominance aromatiques.

#### **I.3.2. Selon leur provenance**

On distingue les provenances tel que : Golf Persique, mer du Nord, Venezuela et Nigeria . Les bruts les plus connus sont l'Arabian light (brut de référence du Moyen Orient), le Brent (brut de référence européen) et le West Texas Intermediate (WTI) (brut de référence américain).

#### **I.3.3. Selon leur gravité API**

L'échelle API rend compte de la densité et donc de la longueur des chaînes carbonées des composés. Plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd. On peut recommander :

- Le pétrole est léger (light) si le degré API est supérieur à 31.1.
- Le pétrole est moyen (médium) s'il est compris entre 22.3 et 31.1.
- Le pétrole est lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22.3.
- Le pétrole est extra lourd (extra heavy) s'il est inférieur à 10.

***Chapitre II :***  
***Généralité sur les Sels***

## II.1. Origine et formes des sels

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

La présence d'eau chargée de sel dans le brut peut avoir des causes d'origines diverses :

### ◆ Naturelles

Au cours de son déplacement à l'intérieur des pores de la formation, le pétrole se trouve intimement lié à l'eau de gisement, ce qui provoque une émulsion. Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation de certains puits, mais il finit par se manifester au de la vie du champ.

### ◆ Accidentelles

L'eau présente dans le brut peut provenir également :

- D'une zone située au dessus de la couche productrice (mauvaise cimentation des puits producteurs de pétrole).
- De l'injection effectuée pour réaliser une récupération secondaire ou tertiaire.

### ◆ volontaire

Les lavages à l'eau douce pratiquée sur les installations de production pour dissoudre les dépôts et dans le brut pour les dessalés.

Le sel prédominant dans le brut est le chlorure de sodium (NaCl), accompagné de dichlorure de magnésium ( $MgCl_2$ ), de dichlorure de calcium ( $CaCl_2$ ) et de certaines particules solides ( $SiO_2$  argile, résine, sable, sédiment ...). Ces sels sont présents dans le brut sous deux formes :

- Sous forme de cristaux.
- Dissous dans de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le brut et forment ainsi une émulsion dite hydrophobe.

## II.2. Théorie sur les émulsions

### II.2.1. Définition de l'émulsion

Une émulsion est définie comme un mélange de deux liquides immiscibles dont l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes, dans l'autre, le liquide enveloppant constitue la phase continue ou externe, le liquide dispersé constitue la phase interne, nous appellerons par émulsion stable, une émulsion qui ne peut pas être rompue sans avoir recours à certaines formes de traitement.

### II.2.2. Conditions de formation d'une émulsion

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », la phase continue étant l'huile.

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement. Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

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

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques.

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

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

### **II.2.3. Stabilité d'une émulsion**

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

#### **II.2.3.1. Agent émulsifiant**

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion en effet, son absence ne conduit pas à une émulsion stable, l'activité d'un agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface et par son pouvoir émulsifiant. Toutefois, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produit l'émulsion la plus stable.

#### **II.2.3.2. Agitation**

Le type et la sévérité de l'agitation déterminent la taille des gouttes d'eau dispersées dans le brut. L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites.

La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion.

#### **II.2.3.3. Viscosité de l'huile**

La viscosité de la phase continue joue un double rôle : d'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation. D'un autre côté, la viscosité élevée est un facteur défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets contraires s'annulent.

#### **II.2.3.4. Teneur en eau dans l'émulsion**

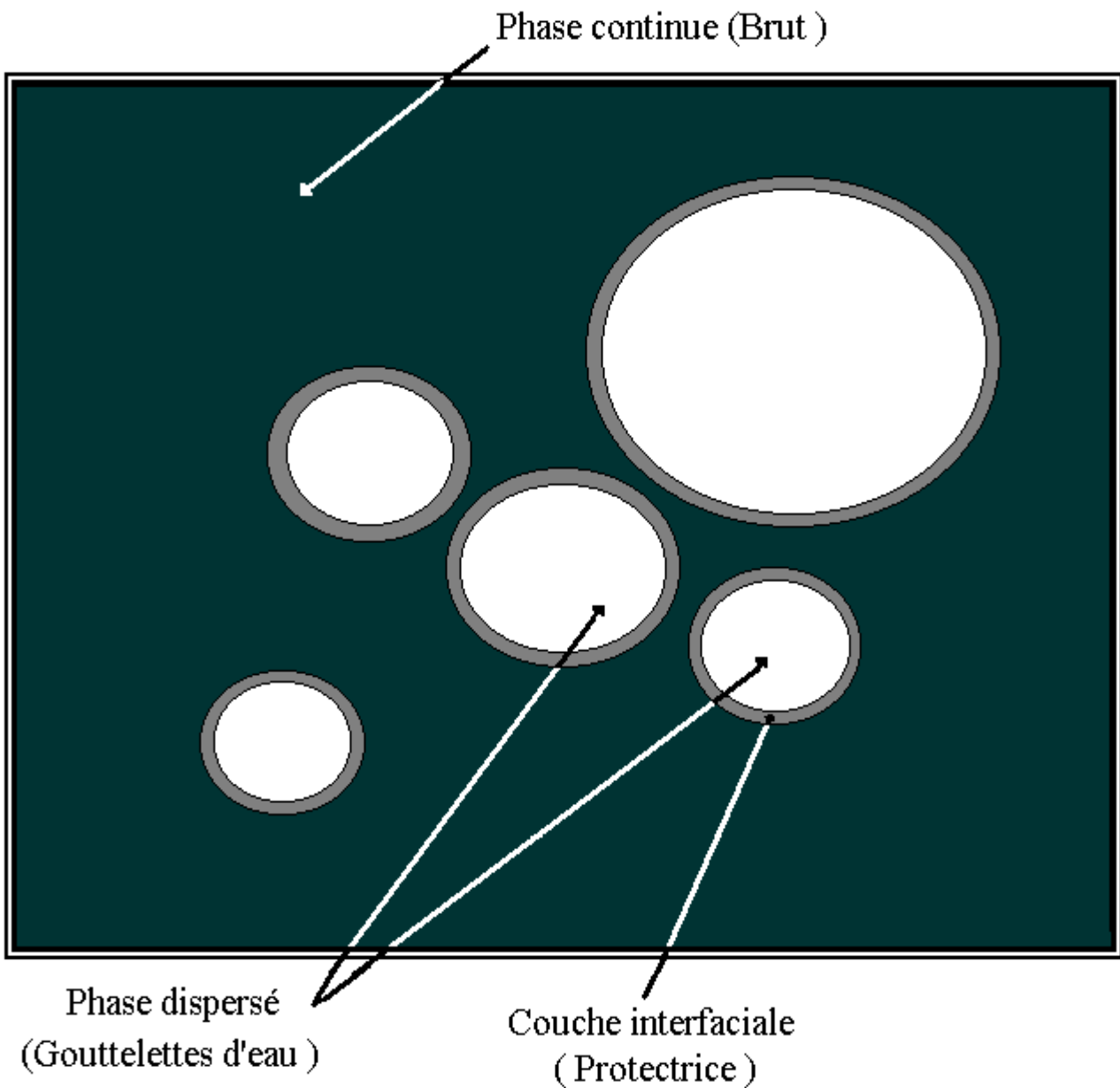
Lorsque le pourcentage d'eau augmente dans une émulsion du type eau dans l'huile, une plus grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion.

D'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables.

#### **II.2.3.5. Age de l'émulsion**

L'âge d'une émulsion est lié à la migration des agents émulsifiants et des solides vers l'interface. La vitesse de migration dépend non seulement des composés tensioactifs eux mêmes, mais aussi de la viscosité de la phase continue et de sa densité (donc de la température).

Une émulsion vieillera donc plus lentement avec un pétrole brut lourd qu'avec un pétrole brut léger, il sera donc important de travailler avec des échantillons frais, surtout avec des pétroles bruts de plus de 30° API ; plus âgée sera une émulsion, plus difficile elle sera à traiter.



**Figure 01 : Emulsion Eau-Brut**

- La modification de la répartition des diamètres des globules d'eau dispersés.
- La modification ou destruction du film inter facial.
- L'addition d'agents émulsionnant favorisant la formation d'une émulsion huile dans l'eau.
- La modification des charges électriques uniformément répartie sur les gouttelettes d'eau.

L'utilisation d'agents désémulsifiants en solution aqueuse permet d'agir sur les deux premiers facteurs, ces agents qui sont des agents de surface ont par ailleurs une influence sur tous les autres facteurs, mais dans des proportions dépendant de leurs composition et des constituants de l'émulsion eau, huile et film inter facial.

De plus, des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interfacial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation.

### **II.3. Inconvénient des sels**

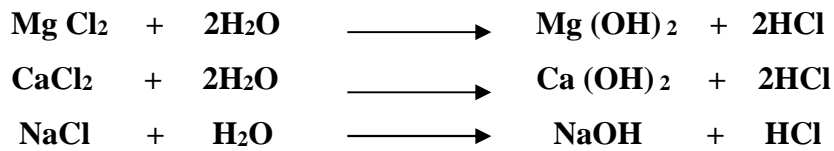
Les sels se trouvant dans la brute pressentent les inconvénients suivants :

- Les sels se précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur, des fours, des conduits engendrant :
  - ↳ la diminution de la capacité de production suite a la réduction de la section de passage donc du débit.
  - ↳ la diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les é changeur causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sel.
  - ↳ la perforation et la rupture des tubes des fours : les dépôts de sel provoquent des points chaud dans les tubes des fours (augmentation de la température de peau de tube) qui risque de les perforés.

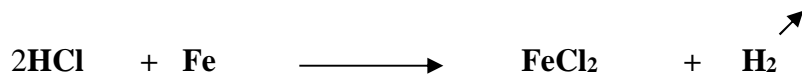


➤ La corrosion :

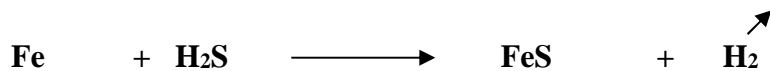
Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide Chlorhydrique :



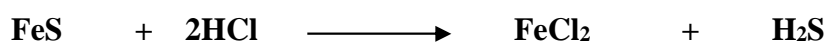
L'acide chlorhydrique (HCl) (en solution aqueuse) attaque le fer (surtout en tête de la colonne de stabilisation de topping et dans le condenseur de tête) suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) :



Alors le (HCl) formé précédemment rentre en réaction avec (FeS) qui n'est pas soluble dans l'eau :



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides. [2]

**Il est nécessaire de dessaler et désémulsionner le brut.**

***Chapitre III :***  
***Traitements du Brut dans le***  
***Champ***

## Introduction

La plupart des pétroles bruts produits dans le monde renferment des proportions variables d'eau en émulsion, eau salée à des taux pouvant aller parfois jusqu'à la saturation.

Il est nécessaire ou souhaitable de dessaler et de désémulsionner ces bruts sur le champ de production pour de nombreuses raisons :

- L'acheteur impose une limitation du BSW du pétrole brut : le pourcentage maximum d'eau libre ou émulsionnée, le sable et les sédiments ne peuvent que rarement dépasser 1%.
- La présence des quantités très importantes d'eau dans le brut déclenche l'application de pénalités.
- La désémulsion s'accompagne d'une réduction de la viscosité, il en résulte d'intéressants avantages sur les opérations de transport : diminution des pressions de pompage et augmentation des vitesses d'écoulement.
- L'évacuation de l'eau désémulsionnée permet d'économiser sur l'énergie nécessaire au transport de quantité importante de saumure.
- Le dessalage et la désémulsion diminuent de façon importante la corrosion des équipements de production.

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs et fixant en particulier les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courantes sont de 40 à 60 mg/l pour la teneur en sels, et de l'ordre de 1 % pour l'eau.

Les raffineries doivent ramener en amont de leurs unités, la teneur en sel à 5 mg/l maximum (40 ppm) prémunir contre toutes les sources d'ennuis telles que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête des unités de distillations atmosphériques, la dégradation de la qualité des résidus ....etc.

L'élimination de ces sels et l'eau est indispensable chose qui nécessite l'installation de toute une unité de dessalage.

### III.1. Problèmes d'exploitation

#### III.1.1. Dépôts de sels

La récupération de l'huile s'accompagne sur certains puits d'une production d'eau salée due à la présence des sels cristallisés en suspension avec les particules de brut.

Lors de la production tout changement de la pression ou de la température provoque des dépôts de sels qui réduisent le débit en bouchant le tubing.

- On peut lutter contre les dépôts de sels, en utilisant différentes méthodes :
  - Le travail au câble (Wire Line).
  - L'injection de bouchons d'eau traitée dans la formation.
  - Lavage à l'eau douce.
  - Produits chimiques.

#### III.1.2. Dépôts organiques

Depuis la mise en production du champ ; les dépôts d'asphaltènes et de paraffines ont posé beaucoup de problèmes.

L'huile de gisement dépose dans le tubing un résidu noirâtre qui en s'accumulant diminue fortement la productivité des puits. Ceci peut s'expliquer de la manière suivante :

- Lors de la migration du pétrole ; les hydrocarbures lourds sont déposés au bas de réservoir.
- La condition de formation de ces dépôts est la diminution de la pression ou de la température ou bien les deux qui peut décroître la solubilité des fractions lourdes dans le brut.

On peut lutter contre les dépôts de paraffines ou d'asphaltènes par :

- Grattage à l'aide du WIRE LINE.
- Envois des racleurs dans les collectes.

#### III.1.3. Dépôts de sulfates de calcium (CaSO<sub>4</sub>)

\* Le problème de ces dépôts est le plus grave à rencontrer sur le gisement.

\* Les dépôts de sulfates de calcium se forment à partir de la combinaison des ions SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> se trouvant dans l'eau d'injection et les ions de Ca<sup>2+</sup> se trouvant dans l'eau de gisement.

\* le grattage à l'aide du WIRE LINE est inefficace devant les dépôts de  $\text{CaSO}_4$ . Il ne reste qu'une méthode de traitement ; c'est le traitement chimique en ajoutant dans l'eau d'injection le FX 14-74 qui a le rôle d'anti- dépôts (but préventif).

## III.2. Le dessalage

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

Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent en 1935 aux Etats-Unis. Par contre en France, il fallut attendre les années 60 pour voir apparaître les premiers dessaleurs électrostatiques dans les raffineries.

Actuellement, on peut affirmer que pratiquement toutes les unités de distillation atmosphérique sont équipées d'un dessaleur.

### III.2.2. Définition

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conditionne la bonne marche des traitements aval.

En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la tour de distillation atmosphérique :

- Encrassement des échangeurs et des fours.
- Corrosion des circuits de tête des colonnes.
- Obtention des résidus riche en sels.
- Entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux issues du dessaleur, d'où un sérieux problème d'environnement que le raffineur aura du mal à gérer. [3]

## III.3. Procèdes des désintégrations des émulsions

Il existe trois principaux types des procédés :

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

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur. [4]

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

### III.3.1. Procédés mécaniques [5]

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

#### III.3.1.1. La décantation

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile.

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

La vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes [6]:

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\nu_c} \dots\dots\dots (1)$$

Où :

$g$  : Accélération de la pesanteur.

$V_d$  : vitesse de décantation.

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

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

$\nu_c$  : viscosité cinématique du brut.

$D$  : diamètre de la gouttelette d'eau.

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

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

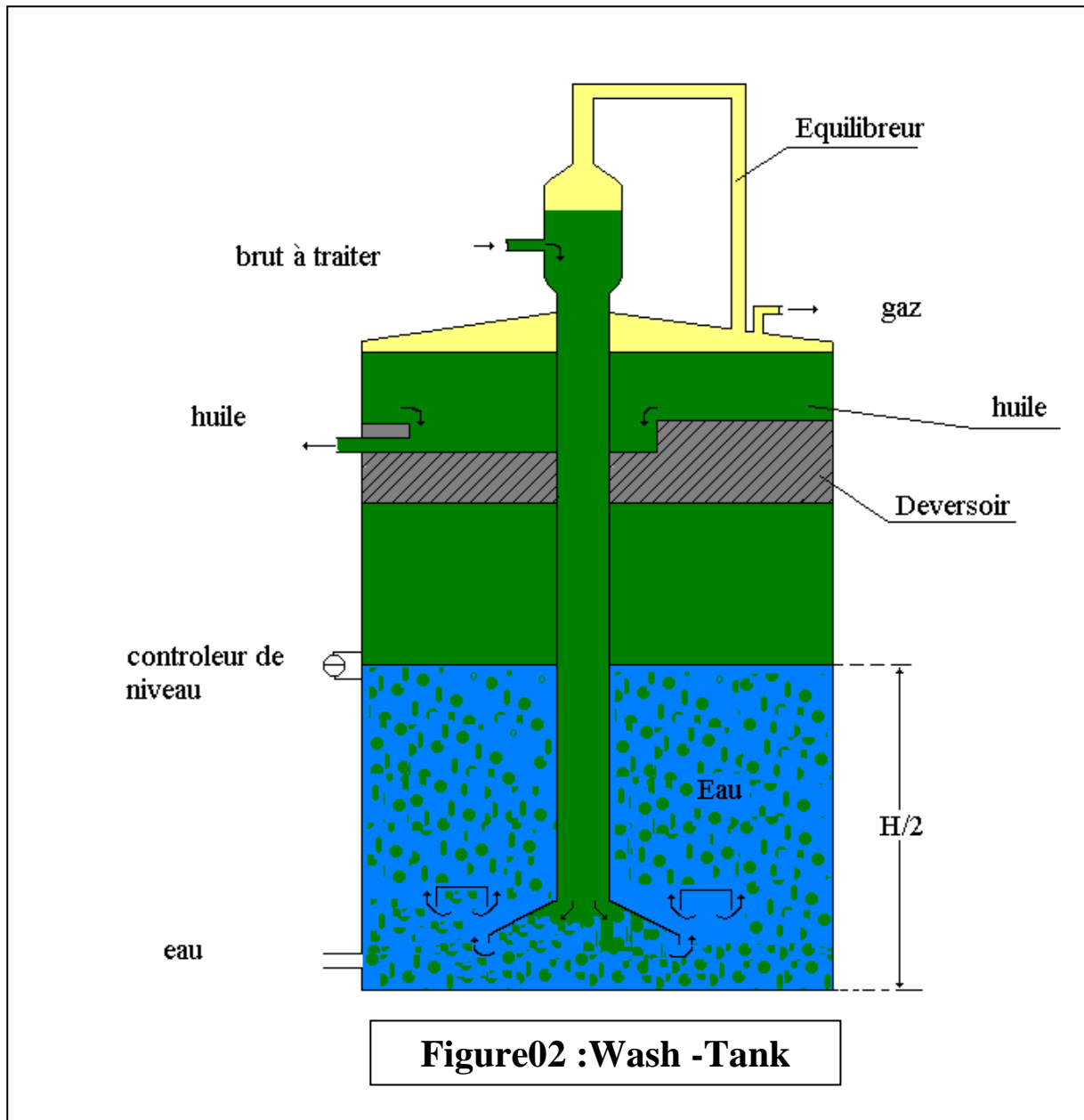
#### -Utilisation des Wash-Tanks :

Cette opération est réalisée par injection d'eau et utilisation d'un bac atmosphérique équipé en « Wash-Tank » qui permet :

- L'accélération de la décantation en favorisant la coalescence des gouttelettes en émulsion.
- La décantation.

◆ **Principe de fonctionnement :**

- Les Wash-Tank traditionnels.
- Les Wash-Tank résultants de la modification d'un bac de stockage.



Le principe de leur fonctionnement est identique. Il peut être présenté de la façon suivante :

- La partie inférieure du bac est remplie d'eau sur une hauteur variable selon la salinité.

- Le brut salé entre à la partie supérieure du bac ensuite dispersé à la base du Wash-Tank par un diffuseur.
- L'eau sédimentée en partie est évacuée au fond de bac.
- L'huile remontée est évacuée par un dispositif de débordement.

◆ **Efficacité**

La salinité et la teneur en eau des bruts à la sortie des Wash-Tank sont en générales au-dessus des valeurs commerciales admises, ainsi on peut considérer que le lavage à l'eau à

L'aide d'un Wash-Tank est un moyen de dessalage primaire et qu'un traitement complémentaire est nécessaire. [7]

**III.3.1.2. La centrifugation (l'essorage)**

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80°C. Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les raisons principales de leurs utilisations limitées.

Dans ce cas, on utilise la force centrifuge basée sur la même loi de Stokes à condition de la remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

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

Où  $V = \frac{2 \pi R n}{60}$

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

m : masse du corps en révolution en (kg).

V : vitesse linéaire en (m/s).

R : rayon du cercle de révolution (m).

n : vitesse de révolution (Tr/min).

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



Les deux facteurs  $n$  et  $R$  constituent la base d'élaboration des centrifugeuses. Le faible débit de ces derniers ainsi que les frais élevés occasionnés par leur exploitation constituent les raisons principales de leur limitation dans la désémulsification des pétroles. La centrifugation permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet des pétroles (à 99,7%).

### **III.3.1.3. La filtration**

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

Pour déshydrater les pétroles, on utilise des copeaux de tremble peuplier et d'autres bois non résineux. Les fines particules d'eau, tout en adhérant aux bords aigus des copeaux se rassemblent en grosses gouttes s'écoulant facilement par gravité. Les colonnes de filtration sont surtout utilisées lorsque les émulsions de pétrole ont déjà été désagrégées, mais les gouttelettes d'eau se maintiennent encore en suspension et ne se déposent pas. L'inconvénient majeur du procédé de filtration est le colmatage relativement rapide de la surface filtrante par les particules de sol et la nécessité de remplacer souvent le garnissage.

### **III.3.2. Procédés chimiques**

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

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

Le réactif choisi pour une émulsion donnée n'est pas efficace pour d'autres émulsions.

Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

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

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

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

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

### **III.3.3. Procédé électrique**

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable. Le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. Lorsque la charge 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 dégagement du gaz dans le réservoir est indésirable. Pendant le dessalage, on évite l'évaporation des légers en élevant la pression dans l'appareil conservant ainsi les gaz à l'état dissous. Ainsi on crée une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce dans le brut. Cette nouvelle émulsion est de nouveau détruite en entraînant les gouttelettes d'eau salées présentes au départ.

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

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

Le tableau ci-après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent :

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

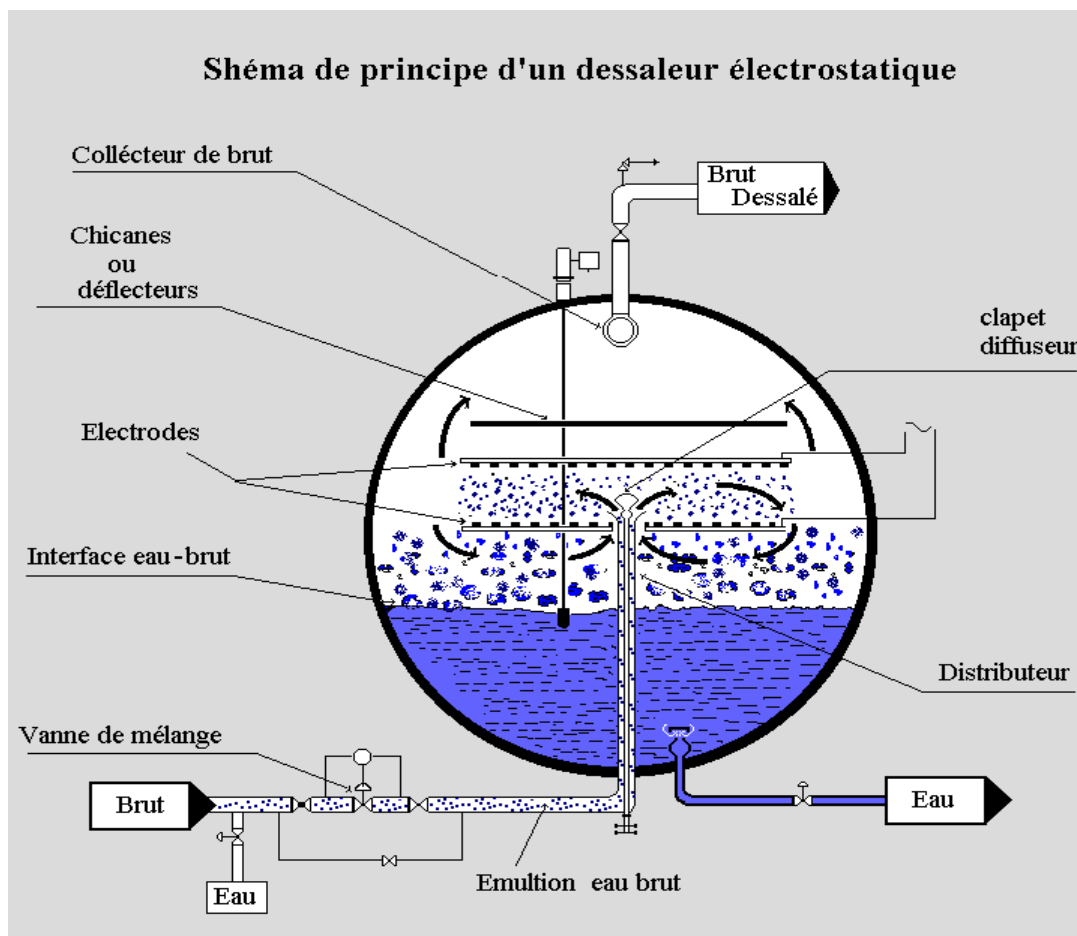
### III.4. Dessalage électrostatique

#### III.4.1. Généralités

Après les séparateurs triphasiques, le brut contient des sels sous forme dissoute dans l'eau et éventuellement sous forme de cristaux plus ou moins protégés par une enveloppe de brut.

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement. Cette eau peut être douce en cas de disponibilité (en pratique, on ne peut pas utiliser de l'eau dont la salinité est supérieure à 50 g/l).

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur. L'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut.



**Figure03 : Dessaleur Electrostatique**

### III.4.2 Mécanisme de dessalage électrostatique [8]

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

#### III.4.2.1. Diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'eau de lavage sert à dissoudre des cristaux de sels contenus dans le brut, le contact eau/brut, doit être intime.

Le mélange eau/brut s'effectuera à travers une vanne de mélange, son réglage sera effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible sans pour autant nuire à la décantation au cours du stade ultérieur.

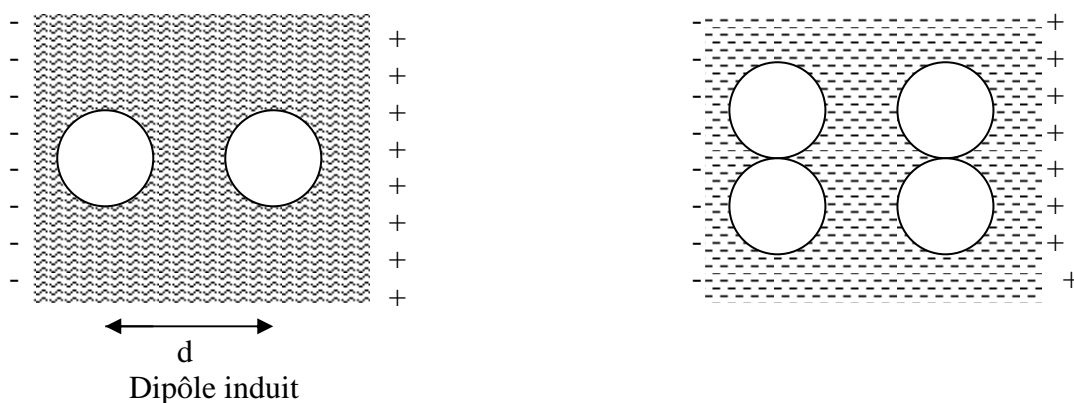
#### III.4.2.2. Coalescence des gouttelettes d'eau

L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les asphaltènes et des solides finement divisés.

Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants, la difficulté de la coalescence sera donc fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides finement divisés.

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

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



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

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

a : rayon des gouttelettes

d : distance entre les centres de gouttelettes

E : champ électrique

Pour augmenter la force d'attraction, on a donc intérêt à augmenter le champ électrique

E.

La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

$V_c$  : vitesse de coalescence.

$X$  : taux d'eau de lavage.

$\mu$  : viscosité dynamique du brut.

On peut conclure que la coalescence dépend :

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

### III.4.2.3. La décantation

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

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\nu_c}$$

Où :

$g$  : accélération de la pesanteur.

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

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

$\nu_c$  : viscosité cinématique de la phase continue.

$D$  : diamètre des gouttelettes d'eau.

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiants).
- D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

D'une manière pratique, les dessaleurs sont calculés pour une viscosité de deux centpoises et pour un temps de décantation apparent de 20 à 30 minutes.

### III.5. Paramètres de marche et leurs influences

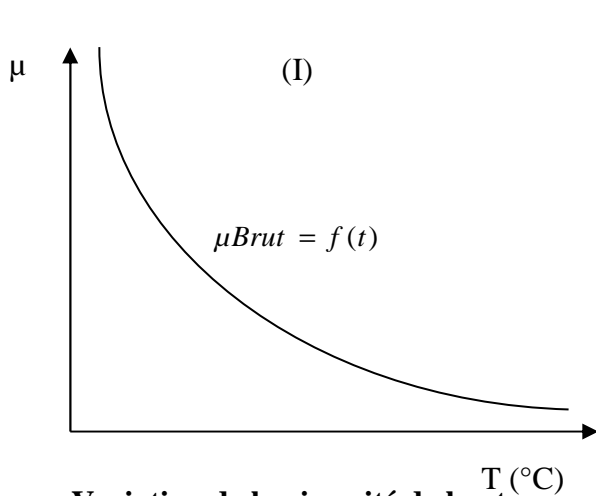
#### III.5.1. Paramètres de marche

##### III.5.1.1. Température

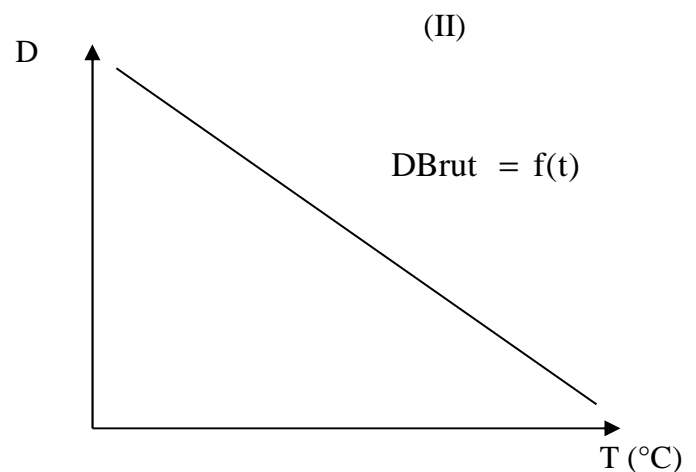
La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température pour conséquence de baisser la viscosité du brut dans le dessaleur.

Ainsi que le critère de décantation  $\frac{dd - dc}{\mu}$  est une fonction croissante de la température.

Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température.

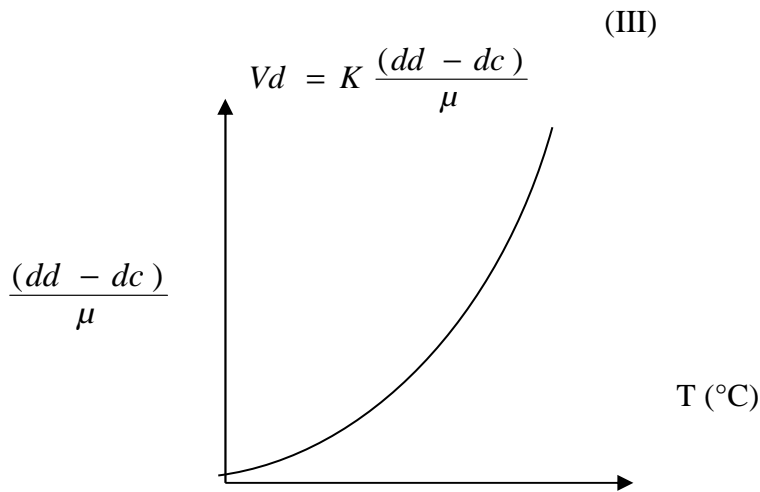


**Variation de la viscosité de brut  
En fonction de la température**



**Variation de la densité de brut  
En fonction de la température**

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



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

### III.5.1.2. Taux d'injection d'eau de lavage

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

En jouant sur le rapport  $\frac{a}{d}$  de la formule :

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

Où :

a : rayon des gouttelettes.

d : distance entre les centres des gouttelettes.

E : champ électrique.

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

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



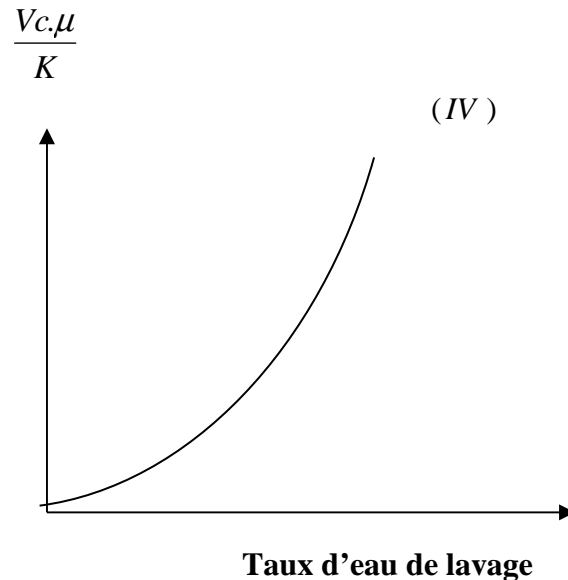
$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

Où :

X : taux d'eau de lavage.

$\mu$  : viscosité dynamique de brut.

Pour une température constante :  $\frac{V_c \cdot \mu}{K} = f(X)$



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

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

$$V_c = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu}$$

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

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

### III.5.1.3. La pression de service

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

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

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

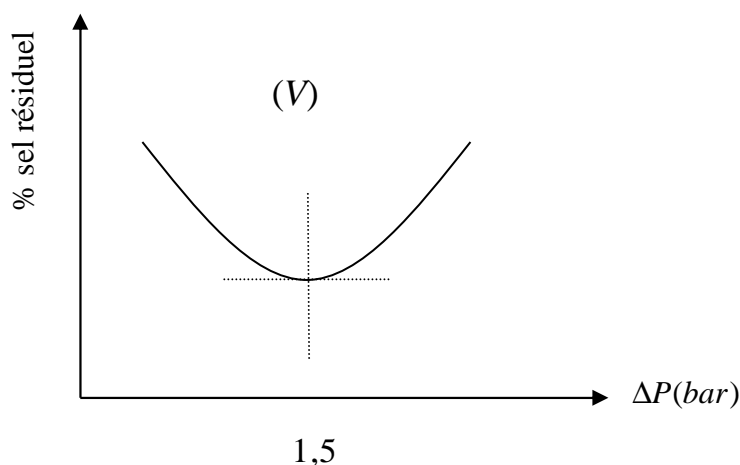
### III.5.1.4. Perte de charge ( $\Delta P$ ) au niveau de la vanne de mélange

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

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

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

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



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

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

### III.5.2. les influences

#### III.5.2.1. Influence du champ électrique

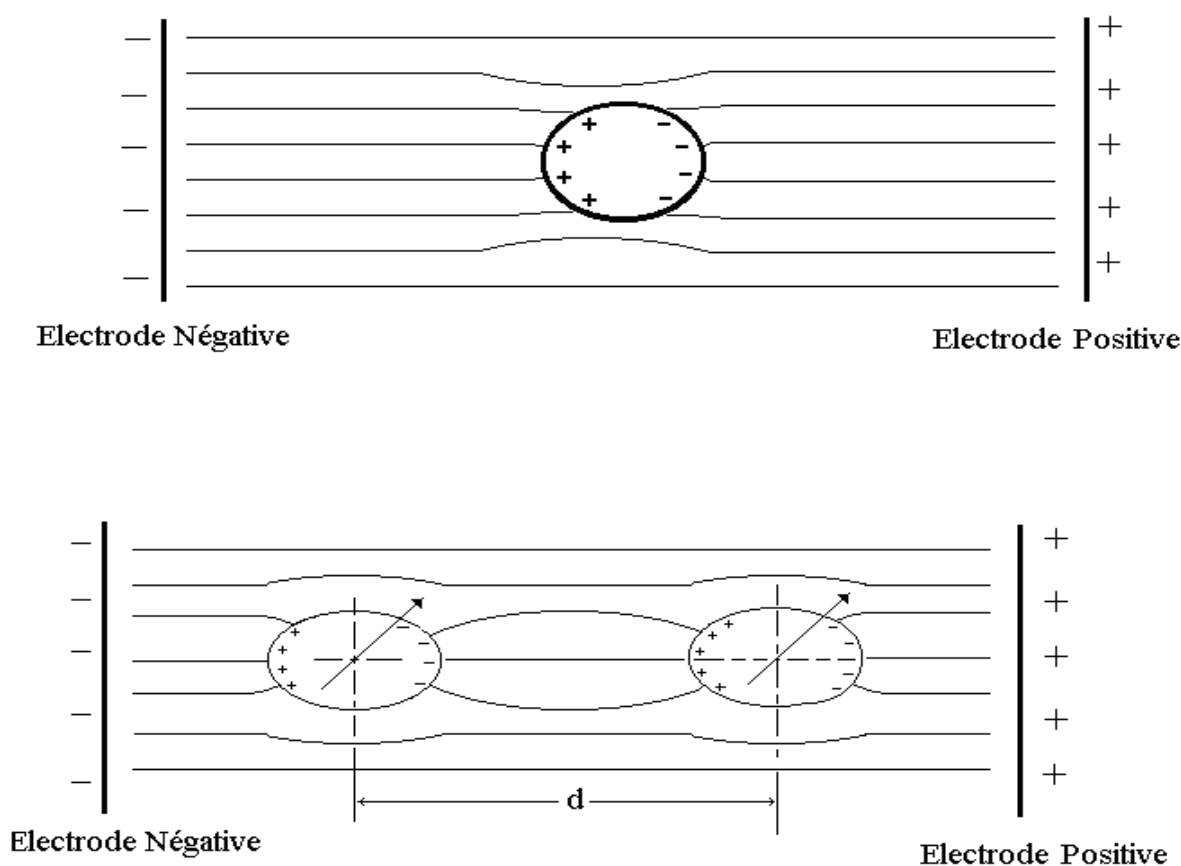
Les gouttelettes d'eau sont influencées par le champ électrique, elles subissent une force d'attraction suivant la loi de coalescence :

$$F = K E_o^2 \cdot \frac{a^6}{d^4}$$

Les gouttelettes d'eau dans le champ électrique se transforment en dipôle induit.

Les gouttelettes d'eau placées dans un champ alternatif de basse fréquence, les moments dipolaires suivront instantanément les variations du champ  $E_o$  et la force  $F$  variera simultanément sans changer de sens, pour augmenter  $F$  on a donc intérêt à augmenter le champ électrique, mais sans pour cela atteindre des tensions critiques au-dessus desquelles on risque de déformer les gouttelettes au point qu'elles se divisent encore plus et provoquent le déclenchement du dessaleur.

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



**Figure04 :Les Lignes de Champ Electrique**

### III.5.2.2. Influence du désémulsifiant

L'émulsion rencontrée dans le brut est du type « hydrophobe » eau dans le brut, cette émulsion a une grande stabilité du fait de la formation d'une couche protectrice autour de la gouttelette d'eau, cette couche protectrice se compose de paraffines, de gommes, des asphaltènes, d'argiles et du sable. Pour casser le film protecteur, on utilise des produits tensioactifs.

En règle générale, ils sont injectés en amont des séparateurs.

Le taux d'injection varie de 5 à 50 ppm suivant la nature du brut à traiter.

Les performances demandées à un désémulsifiants sont doubles :

- Améliorer la qualité de la séparation côté huile.
- Améliorer la qualité de la séparation côté eau.

Les désémulsifiants rencontrés sur le marché sous diverses marques agissent sur les agents émulsifiants par neutralisation.

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants :

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

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile; le désémulsifiants doit être capable de migrer rapidement à travers l'huile vers l'interface huile/eau où il doit combattre l'agent émulsifiant qui se trouve plus concentré.

Le désémulsifiants doit aussi avoir une attraction pour les gouttelettes d'eau dans des conditions similaires. Ainsi une large majorité de grappes de gouttelettes se rassemblent, si l'agent émulsifiant est faible, les forces de flocculation peuvent être suffisantes pour entraîner la coalescence, ce qui n'est pas toujours le cas, le cas échéant, le désémulsifiants doit alors neutraliser l'agent émulsifiant et déchirer le film interfacial des gouttelettes d'eau; ce qui va causer la coalescence.

Le type d'action de neutralisation du désémulsifiants dépend de la nature de l'émulsifiant par exemple, les paraffines et les asphaltènes peuvent être dissous ou altérés, réduisant ainsi la viscosité de leur film et changeant leur mouillabilité et leur dispersion dans l'huile, il est rare qu'un seul composé chimique puisse produire à lui seul ces actions, un mélange de plusieurs composés est alors utilisé afin de permettre une action équilibrée.

On distingue les désémulsifiants ioniques et non ioniques :

### **1- Produits ioniques**

La caractéristique de tensioactif est donnée par l'ion organique qui est le plus important en volume.

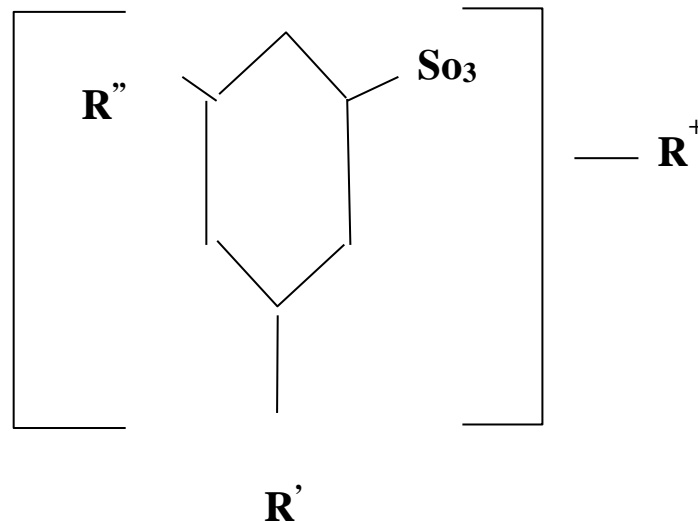
#### **1.1. Produits anioniques :**

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels, ne pouvant s'ioniser en solution aqueuse qu'en fournissant un ion organique chargé négativement et un ion métallique ou à caractère métallique responsable de la solubilité, ils sont généralement hydrophiles.

La partie hydrophile est généralement constituée par des groupements sulfates et sulfonâtes et la partie lipophile par des hydrocarbures.

On peut citer :

- 1)- Les sulfates d'alcoyle.
- 2)- Les acides alkylaryl sulfoniques et leurs sels.
- 3)- Les sulfonâtes de pétroles.
- 4)- Les résines sulfonées.



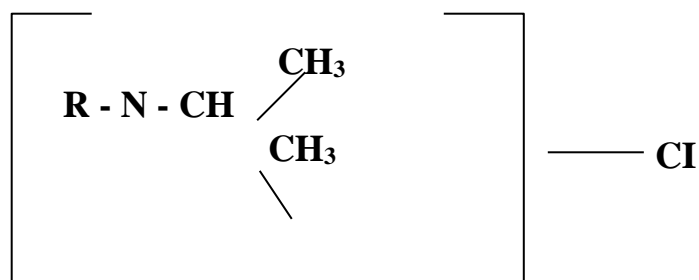
**Acides alkylaryl sulfoniques**

**1.2. Produits cationiques:**

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels, ne pouvant s'ioniser en solution aqueuse qu'en fournissant un ion organique chargé positivement et d'un ion négatif le plus souvent minéral, responsable de la solubilité.

On peut citer :

- Les aminés grasses et leurs sels
- Les sels d'ammonium quaternaires
- Les aminés substituées



**Sel d'ammonium quaternaire**

### 1.3. Produits ampholytes :

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels s'ionisant en solution aqueuse en conférant au produit le caractère anionique ou cationique selon les conditions du milieu.

On peut citer :

- Les acides aminés.
- Les ampholytes à fonction ester sulfurique ou sulfonique.

### 2- produits non ioniques

Ils ne donnent pas naissance à des ions dans la solution aqueuse. Ces produits résultant souvent d'une fixation d'un groupement hydrophile (chaîne polyglycolique) sur une molécule organique (lipophile), ce sont les récepteurs de l'émulsion eau/brut les plus utilisées, ils sont très efficaces quelque soit la nature de la couche stabilisatrice, ils dispersent les micro particules solubles en modifiant les paramètres YWO, YSW et YSO.

YWO : tension interfacial eau-huile

YSW : tension interfaciale eau-solide

YSO : tension interfaciale solide-huile.

### 3- Utilisation

Les plus utilisés sont :

- Les produits anioniques (en particulier les acides alkylaryl sulfoniques et leurs sels de sodium).
- Les dérivés non ioniques pour lesquels il est aisé en cours de fabrication de régler la balance hydrophile-lipophile.
- Certain dérivés cationiques, malgré leur prix.

Bien entendu, les dérivés non ioniques sont à proscrire en cas de dessalage électrique, de même il faut veiller à la compatibilité du tensioactif utilisé avec d'autres additifs éventuels à l'émulsion (par exemple ne pas utiliser un produit anionique en même temps qu'un bactéricide cationique) Couramment on utilise des mélanges de produits compatibles entre eux qui sont plus actifs que chacun de leurs constituants. [9]

### III.5.2.3. Influence du niveau interface

Le niveau d'eau décanté forme avec l'électrode la plus basse, le champ primaire de potentiel « zéro ». Toute variation du niveau d'eau perturbe le champ primaire qui est régi par la loi :

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

$E_1$  : champ primaire

$E_0$  : tension entre les électrodes

$h$  : distance entre l'interface et l'électrode basse

Si le niveau eau est trop élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue, et on aura des entraînements d'eau dans le brut dessalé, donc perturbation de la stabilisation, si le niveau eau est trop bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant, d'où diminution de l'efficacité de dessalage et entraînement de brut, donc, on maintient, un niveau constant pour avoir un bon dessalage, cela est réalisé généralement par des L.C.V (vanne de contrôle de niveau).

### III.5.2.4. Temps de séjour

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

$$T_s = V / Q$$

Où :

$T_s$  : temps de séjour ou temps de rétention

$V$  : volume de la capacité ( $m^3$ )

$Q$  : débit volumique de la charge

$Q = Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$ .

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



***Chapitre IV :***  
***Sécurité Industrielle***

## IV.1. Les incendies

### IV.1.1. Généralités

Les produits pétroliers traités dans les unités de production sont inflammables et peuvent être explosifs.

L'incendie est une combustion vive résultant de l'action de l'oxygène sur le combustible.

Trois conditions nécessaires pour qu'il y ait une combustion:

- Présence d'un combustible.
- Présence de l'oxygène.
- Présence de la source d'inflammation.

Les bases de prévention d'une incendie consistent à éliminer au moins une de ces conditions pour suffire à cette condition il faut :

- Eviter d'atteindre les points d'auto inflammation des hydrocarbures
- Eviter le contact des hydrocarbures avec l'oxygène en créant un milieu inerte.
- Opérer hors du domaine d'explosivité des hydrocarbures.
- Supprimer toute possibilités de création d'une source d'amorçage (étincelle).
- Pour les limites d'explosivité, les valeurs sont données en pourcentage volumique des hydrocarbures par rapport à l'air.

### IV.1.2. Moyens de lutte contre les incendies

Comme matériel de première intervention, on utilise les extincteurs et suivant l'ampleur et la gravité de l'incendie on peut utiliser aussi les colonnes sèches et les robinets d'incendie armés.

#### IV.1.2.1. Extincteurs

Les appareils portatifs de lutte contre les incendies sont appelés extincteurs et sont classés suivant la nature du feu:

- 1- Pour les feux de la classe «A» c'est à dire feux de bois, de papier... etc., L'extincteur est spécifié par une étoile de couleur bleue. Pour ces feux l'agent extincteur est l'eau.
- 2- Pour les feux de la classe « B » c'est à dire les feux des liquides l'extincteur portera une étoile blanche. Les agents extincteurs utilisés sont : La mousse, la poudre, (CO<sub>2</sub>), l'eau

pulvérisée n'est efficace que pour les hydrocarbures lourds, et pour le refroidissement des installations.

3- Pour les feux électriques l'extincteur porte une étoile noire, l'agent extincteur est la poudre.

4- Pour les feux d'ordre chimique l'extincteur porte une étoile verte.

#### **IV.1.2.2. Robinets d'incendies armés**

Ils sont utilisés comme matériel fixe dans les installations pour les premières Interventions pour lutter contre les feux de classe A et B, pour abattre un nuage de gaz toxique ou corrosif pour éviter ou freiner le démarrage d'une réaction chimique de décomposition et aussi pour le refroidissement d'un appareil.

Les robinets d'incendie armés sont alimentés par de l'eau anti-incendie sous une pression assez élevée.

#### **IV.1.2.3. Colonnes sèches**

Les colonnes sèches sont des colonnes verticale, vides destinées à faciliter la défense des installations ou les robinets armés ne peuvent être utilisés soit parce qu'ils seraient insuffisamment puissant, ou qu'ils seraient soumis au gel. Les colonnes sont étagées et à chaque étage il y a des prises intermédiaire équipées en cas de nécessité de disposer de l'eau nécessaire pour alimenter les lances et lutter contre les mêmes incendies que ceux pour les robinets d'incendie armés .

## **IV.2. Risques de toxicité et leur prévention**

### **IV.2.1 Généralités**

- Les hydrocarbures paraffiniques légers (C1- C5) ont des propriétés anesthésiques et provoquent des étourdissements, ils ne renferment aucun élément toxique.

- Les hydrocarbures oléfiniques (C4- C5) ont des propriétés narcotiques et paralysantes, les dioléfiniques (butadiène) entraînent anémie par contact prolongé et l'irritation de la peau. La concentration maximale acceptable est de 35 - 100 ppm.

---

## IV.2.2 Toxicité des aromatiques

En général les aromatiques sont des produits très toxiques, ils provoquent une maladie appelée : Benzolisme. L'introduction du benzène dans l'organisme entraîne des troubles nerveux. On distingue deux types d'intoxication :

### IV.2.2.1. Intoxication aiguë

Une atmosphère contenant 10 à 15 mg de benzène par litre d'air est accidentelle après un séjour d'une heure de temps. Dans le cas d'une atmosphère contenant 60 mg de benzène par litre d'air, elle est mortelle après un séjour de 5 min.

### IV.2.2.2. Intoxication chronique

Une atmosphère dont le taux en vapeur benzéniques est de 0,1 mg/l d'air, cause des troubles après un séjour de longues durées.

## IV.3. Les règlements de sécurité

Le règlement de sécurité est destiné à toute personne pénétrant au complexe et a pour but d'informer le personnel sur les risques rencontrés à l'usine il s'agit pour commencer d'en réglementer l'accès et faire contrôler l'entrée par un service de surveillance.

Il faut savoir que les contrôles valent pour tout le monde :

### IV.3.1. Personnel de l'usine ou des entreprises extérieures, visiteurs ...

- Ne sont autorisée à pénétrer dans l'enceinte du centre que les personnes munies d'une autorisation, carte professionnelle d'accès ou document justifiant ses fonctions. Les agents de surveillance ont le droit de s'assurer au besoin par la fouille que personne ne transporte du matériel ou de matière prohibée sans autorisation de sortie matériel.
- La circulation des véhicules est sévèrement réglementée, à l'intérieur du complexe, tout conducteur doit se conformer au code de la route et respecter les limitations de vitesse les panneaux de signalisation. Pour des raisons de sécurité, il est capital que la circulation dans les rues du complexe ne soit à aucun moment entravée pour un stationnement ou manoeuvres anarchiques.
- L'échappement libre des véhicules et des engins est interdits port obligatoire d'un pare flamme. Les plus grand danger étant en complexe, la production d'étincelles ou de flammes non contrôlées.

- Il est strictement interdit de fumer en quelque lieu que ce soit à l'intérieur du centre sauf dans les endroits définis (FUMOIRS) :
- De pratiquer des soudures, d'utiliser des outils ou des procédés susceptibles de faire jaillir des étincelles sans autorisation écrite.
- D'introduire des réchauds ou des dispositifs de chauffage.
- Il est interdit aussi l'emploi des chiffons imbibés de produits pétroliers pour nettoyer les appareillages, car il y a risque de formation d'électricité statique et donc inflammation spontanée.
- L'utilisation des appareils de prise de vues est interdite.

Il est également interdit :

- D'introduire des boissons alcoolisées ou d'accéder en état d'ébriété dans le complexe.
- De courir dans la zone d'exploitation

#### **IV.3.2. Obligations**

- Port de casque de sécurité obligatoire à l'extérieur des locaux.
- Port des équipements de sécurité appropriés en de besoin : gants, chaussures de sécurité, lunettes, écrans ou masques, tabliers ... etc.

### **Toutes ces règles sont inspirées par la plus élémentaire prudence**

Ne pas les observer c'est mettre des personnes en danger, aussi chacun doit-il contribuer à ce qu'elles soient bien respectées.

C'est pour essayer de prévenir au maximum ces risques qu'il est **STRICTEMENT INTERDIT** d'entreprendre un travail quel qu'il soit sans en avoir au préalable l'autorisation écrite dûment signée par les services compétents et notamment par l'inspecteur de sécurité

## **IV.4. Types de permis ou autorisation de travail**

### **IV.4.1. Le permis de feu ou autorisation de travail à chaud**

Pour tous les travaux à feu nu pouvant créer des étincelles ou des produits chauds susceptibles d'enflammer un mélange de vapeurs, un contrôle d'atmosphère s'impose

puisque l'on va mettre en oeuvre une énergie d'activation, il ne faut à aucun prix que l'élément combustibles s'y ajoute.

#### **IV.4.2. Le permis ordinaire ou autorisation de travail à froid**

Il est utilisé pour tout travail à l'intérieur de la zone d'exploitation (démontage d'un appareil, entretien d'un équipement...).

#### **IV.4.3. Le permis de pénétrer ou autorisation d'entrée**

Nul n'ignore par exemple le danger qu'il y aurait à pénétrer dans une capacité (colonne, bac...) sans s'être assuré au préalable par des contrôles répétés que l'atmosphère y est parfaitement respirable et ne comporte aucun risque d'intoxication. Il nécessite l'intervention du service prévention et des mesures de concentrations en oxygène (teneur suffisante d'air respirable) et la recherche des substances toxiques ou dangereuses ayant pu être contenues ou présente dans la capacité ou l'appareil.

#### **IV.4.4. Autorisation pour travaux de fouille**

Pour tous les travaux d'excavation, pour la sécurité de tous il faut connaître les lieux où s'exécuteront ces travaux et signaler tous les dangers par exemple canalisation et câbles d'électricité et d'instrumentation enterrés.

#### **IV.4.5. Permis pour utilisation de sources radioactives**

Autorisation utilisée pour le contrôle des soudures. La zone doit être signalée par des pancartes (à trèfle rouge) et balisée par des rubans pour protéger les travailleurs des dangers d'irradiation.

L'emploi des sources radioactives est soumis à des mesures particulières, ne sont admis à opérer que des personnes habituées, choisies en fonction de leurs connaissances et de leur fonction.

#### **IV.4.6. Dispositions pratiques**

Tout permis est Valable exclusivement dans un lieu donné, pour une opération ou travail donné et limite au temps du travail.

La propreté des sols, le lavage des flaques de produits inflammables, le nettoyage des appareils et des installations est des éléments de sécurité importants puisqu'ils éliminent l'élément combustible.

## IV.5. Alertes

Pour avertir directement le service intervention, un certain nombre de moyens sont disponibles dans le centre :

### 1- Alarmes par boutons

Celui qui donne l'alarme doit savoir que :

Tous les boutons se trouvent à l'extérieur déclenche automatiquement l'alarme une fois la vitre brisée. Par contre les boutons à l'intérieur doivent être poussés.

### 2- Alarmes par téléphone

Celui qui donne l'alarme doit préciser :

Son nom et prénom, sa fonction, le lieu exact de l'incident, la nature et l'ampleur du danger (Feu, Fuite... etc.).

## Que faire lorsqu'on est témoin d'un incendie ?

Lorsque c'est un début de feu que l'on vient à être témoin, le tout premier réflexe doit être de faire prévenir le service intervention et on peut alors attaquer le feu à l'aide des moyens disponibles extincteurs à poudres... dont il importe toujours de connaître l'emplacement et le fonctionnement

Cette première action sera de circonscrire le feu (l'empêcher de se propager et ralentir son développement) en attendant l'arrivée du service intervention

## La rapidité de cette action est essentielle

Les moyens dont disposent les travailleurs diffèrent surtout par les agents extincteurs qu'ils mettent en oeuvre : ce sont les agents extincteurs qui éteignent le feu.

Les principaux agents extincteurs généralement utilisés au complexe sont : les poudres, l'eau, les mousses, la vapeur d'eau, le CO<sub>2</sub>.

Avec un extincteur l'attaque doit se faire à la base des flammes et dans le sens du vent. Des exercices d'entraînement à la lutte contre l'incendie avec extinction de feux réels sur un terrain spécialement aménagé (école à feu) est organisé fréquemment dans le complexe de façon à familiariser tout le personnel avec la conduite à tenir en cas de sinistre.

### **IV.5.1. Définition des alertes**

#### **IV.5.1.1. Alerte simple**

C'est une alerte qui est déclenchée à la suite d'un incident qu'on peut mettre aisément sous contrôle avec l'intervention d'une équipe de sécurité. Elle peut être aussi maîtrisée par l'équipe de production de l'unité ou les agents de maintenance en utilisant les moyens d'intervention existant sur place.

#### **IV.5.1.2. Alerte jaune**

02 coups de sirène de 15 secondes espacés de 02 secondes, c'est une alerte qui est déclenchée à la suite d'un incident grave qui exige une intervention en force et bien coordonnée. Exemple: Grand incendie, importante fuite de gaz, rupture d'une tuyauterie.

#### **IV.5.1.3. Alerte générale**

4 coups de 15 secondes espacés de 02 secondes, c'est une alerte qui est déclenchée à la suite d'un incident pouvant mettre en danger toutes les installations du complexe et la vie des travailleurs.

Ex: Tremblement de terre, bombardement, propagation d'un incendie à plusieurs unités.

Cette alerte donne lieu à l'évacuation totale des unités



**IV.6. Les règles essentielle de la sécurité**

- 1) Afin d'éviter les encombrements et les pertes de temps inutiles, toute personne non concernée par l'alerte doit rester à son poste de travail.
- 2) Tous les travaux d'entretien dans l'unité concernée seront suspendus.
- 3) Toutes communications par téléphone ou radio dans le complexe et sans relations avec l'urgence seront interrompues.
- 4) Les responsables des autres unités en marche et le laboratoire seront eux même en alerte et devront garantir la sécurité de leurs installations et attendent les instructions de la direction des opérations.
- 5) Le personnel technique présent dans le complexe se rendra à son poste habituel de travail pour être récupéré en cas de nécessité.
- 6) Tous les travaux d'entretien à l'intérieur du complexe seront suspendus.
- 7) Lors de l'évacuation de la zone dangereuse, le personnel doit se retirer calmement.
- 8) Toutes les opérations normales de déplacement et le pompage des produits pétroliers seront interrompus et les vannes d'entrée et de sortie des réservoirs seront fermées.
- 9) Les opérations normales de déplacement / déchargement seront arrêtées et les camions citernes seront éloignés dans une zone de sécurité.
- 10) Pendant toute la durée d'intervention et dans tout le complexe, il est interdit de fumer même dans les endroits où c'est autorisé.
- 11) Les roues doivent être entièrement dégagées et les véhicules en circulation doivent s'arrêter sur les accotements et attendre les instructions des agents de sécurité du complexe.

***Chapitre V :***  
***Exemple de Calcul d'un***  
***Dessaleur***

## V.1. Etude de problème [10]

Tableau N° = 1 : Paramètres du design et actuel

GRANDEURS		DESIGN	ACTUEL
<b>1-Pétrole brut :</b>			
*type		Ourhoud	Ourhoud
*densité	(g/cm <sup>3</sup> )	0.763	0.8112
*teneur en sel d'entrée	(mg/l)	/	264.14
*teneur en sel de sortie	(mg/l)	Max 40	12.06
*débit d'alimentation	(m <sup>3</sup> /h)	Max 730	600
<b>2-Eau process :</b>			
* taux d'eau de lavage	(% vol)	5	3
*quantité de désumilsifiant	(ppm)	10	10
<b>3-Dessaleur :</b>			
*pression de service	(bar)	18	21
* température de service	(°C)	max 110	80
*perte de charge maximale ( $\Delta p$ )	(bar)	1.00	0.8
*efficacité	(%)	95	75.55

**V.1.1. Salinité**

1. Calcul de la salinité moyenne pour le mois de mars 2006 à l'entrée et à la sortie de la section de dessalage.

2. Calcul de l'efficacité actuelle :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \cdot 100 (\%)$$

3. Calcul de la salinité à la sortie d'après le design, soit 5% de la salinité du brut à l'entrée du dessaleur.

Tableau N° = 2 : Section de dessalage de train 10

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	/	/	/	/
02 MARS	121	11	90.90	6,05
03 MARS	282	9	96.80	14,1
04 MARS	270	8	97.03	13,5
05 MARS	205	8	96.09	10,25
06 MARS	253	7	97.23	12,65
07 MARS	1320	26	98.03	66
08 MARS	257	10	96.10	12,85
09 MARS	289	10	96.53	14,45
10 MARS	263	8	96.95	13,15
11 MARS	243	18	92.59	12,15
12 MARS	238	13	94.53	11,9
13 MARS	247	12	95.14	12,35
14 MARS	313	15	95.20	15,65
15 MARS	323	9	97.21	16,15
16 MARS	366	16	95.62	18,3
17 MARS	221	13	94.11	11,05
18 MARS	204	11	94.60	10,2
19 MARS	161	12	92.54	8,05
20 MARS	128	41	97.96	6,4
21 MARS	213	5	97.65	10,65
22 MARS	186	7	96.23	9,3
23 MARS	250	17	93.20	12,5
24 MARS	/	/	/	/
25 MARS	208	9	95.67	11,4
26 MARS	228	9	96.05	10,4
27 MARS	208	8	96.15	10,5
28 MARS	210	13	93.80	5,1
29 MARS	102	11	89.21	8,35
30 MARS	167	8	95.20	9,2
31 MARS	184	6	96.73	6,05
moyenne	<b>264.14</b>	<b>12.06</b>	<b>95.36</b>	<b>13.20</b>

Tableau N°= 3 : Section de dessalage de train 20

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	/	/	/	/
02 MARS	112	7	93,75	5,6
03 MARS	249	9	96,38	12,45
04 MARS	190	7	96,31	9,5
05 MARS	247	9	96,35	12,35
06 MARS	245	8	96,73	12,25
07 MARS	170	9	94,70	8,5
08 MARS	218	8	96,33	10,9
09 MARS	225	8	96,44	11,25
10 MARS	219	5	97,71	10,95
11 MARS	143	6	95,80	7,15
12 MARS	220	5	97,72	11
13 MARS	199	6	96,98	9,95
14 MARS	213	11	94,83	10,65
15 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
16 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
17 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
18 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
19 MARS	324	28	91,35	16,2
20 MARS	227	10	95,59	11,35
21 MARS	198	7	96,46	9,9
22 MARS	173	8	95,37	8,65
23 MARS	/	/	/	/
24 MARS	216	3	98,61	10,8
25 MARS	157	5	96,81	7,85
26 MARS	202	5	97,52	10,1
27 MARS	193	4	97,92	9,65
28 MARS	132	12	90,90	6,6
29 MARS	135	6	95,55	6,75
30 MARS	137	8	94,16	6,85
31 MARS	257	8	96,88	12,85
moyenne	<b>200.04</b>	<b>6.37</b>	<b>95.88</b>	<b>10.00</b>

Tableau N° = 4 : Section de dessalage de train 30

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	252	6	97,61	12,6
02 MARS	280	5	98,21	14
03 MARS	255	7	97,25	12,75
04 MARS	198	5	97,47	9,9
05 MARS	295	4	98,64	14,75
06 MARS	217	5	97,69	10,85
07 MARS	220	7	96,81	11
08 MARS	196	3	98,46	9,8
09 MARS	330	5	98,48	16,5
10 MARS	288	8	97,22	14,4
11 MARS	223	3	98,65	11,15
12 MARS	233	4	98,28	11,65
13 MARS	254	8	96,85	12,7
14 MARS	297	9	96,96	14,85
15 MARS	362	11	96,96	18,1
16 MARS	/	/	/	/
17 MARS	323	9	97,21	16,15
18 MARS	135	12	91,11	6,75
19 MARS	178	6	96,62	8,9
20 MARS	223	5	97,75	11,15
21 MARS	161	5	96,89	8,05
22 MARS	155	5	96,77	7,75
23 MARS	/	/	/	/
24 MARS	190	9	95,26	9,5
25 MARS	185	5	97,29	9,25
26 MARS	284	5	98,23	14,2
27 MARS	140	4	97,14	7
28 MARS	222	20	90,99	11,1
29 MARS	291	8	97,25	14,55
30 MARS	286	4	98,60	14,3
31 MARS	177	8	95,48	8,85
<b>moyenne</b>	<b>236.21</b>	<b>7.875</b>	<b>96.97</b>	<b>11.81</b>

D'après les résultats des calculs et des analyses de laboratoire l'efficacité pour les trois trains est très bonne.

On passe alors a la deuxième étape de calcul est pour ce la j'ai fait le calcul de l'efficacité du premier dessaleur seul de chaque train.

Tableau N° = 5 : Premier dessaleur de train 10 (10-VW-21-01)

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	/	/	/	/
02 MARS	121	43	64.46	6.05
03 MARS	282	47	83.33	14.1
04 MARS	270	47	82.59	13.5
05 MARS	205	42	79.51	10.25
06 MARS	253	36	85.77	12.56
07 MARS	1320	116	91.21	66
08 MARS	257	49	80.93	12.85
09 MARS	289	43	85.12	14.45
10 MARS	263	36	86.31	13.15
11 MARS	243	59	75.72	12.15
12 MARS	238	44	81.51	11.9
13 MARS	247	65	73.68	12.35
14 MARS	313	69	77.95	15.65
15 MARS	323	40	87.61	16.15
16 MARS	366	70	80.87	18.3
17 MARS	221	70	68.32	11.05
18 MARS	204	57	72.05	10.2
19 MARS	161	68	57.76	8.05
20 MARS	128	77	39.84	6.4
21 MARS	213	52	75.58	10.65
22 MARS	186	41	77.95	9.3
23 MARS	250	89	64.40	12.5
24 MARS	/	/	/	/
25 MARS	208	41	80.29	10.4
26 MARS	228	53	76.75	11.4
27 MARS	208	49	76.44	10.4
28 MARS	210	68	67.61	10.5
29 MARS	102	39	61.76	5.1
30 MARS	167	54	67.66	8.35
31 MARS	184	22	88.04	9.2
moyenne	<b>264.14</b>	<b>54.68</b>	<b>75.55</b>	<b>13.207</b>



Tableau N° = 6 : Premier dessaleur de train 20 (20-VW-21-01)

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	/	/	/	/
02 MARS	112	26	76.18	5.6
03 MARS	249	22	91.16	12.45
04 MARS	190	28	85.26	9.5
05 MARS	247	22	91.09	12.35
06 MARS	245	26	89.34	12.25
07 MARS	170	29	82.94	8.5
08 MARS	218	27	87.61	10.9
09 MARS	225	24	89.33	11.25
10 MARS	219	19	91.32	10.95
11 MARS	143	19	86.71	7.15
12 MARS	220	25	88.64	11
13 MARS	199	22	88.95	9.95
14 MARS	213	28	86.85	10.65
15 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
16 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
17 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
18 MARS	ARRET	ARRET	ARRET	ARRET
19 MARS	324	79	75.62	16.2
20 MARS	227	25	88.97	11.35
21 MARS	198	41	79.29	9.9
22 MARS	173	26	84.79	8.65
23 MARS	/	/	/	/
24 MARS	216	25	88.42	10.8
25 MARS	157	17	89.17	7.85
26 MARS	202	27	86.63	10.1
27 MARS	193	17	91.19	9.65
28 MARS	132	22	83.33	6.6
29 MARS	135	29	78.51	6.75
30 MARS	137	18	86.86	6.85
31 MARS	257	20	92.22	12.85
moyenne	<b>200.04</b>	<b>26.52</b>	<b>86.42</b>	<b>10.002</b>

Tableau N° = 7 : Premier dessaleur de train 30 (30-VW-21-01)

Journée	Salinité d'entrée (Se) (mg/l)	Salinité de sortie (Ss) (mg/l)	Efficacité actuelle (%)	Efficacité d'après design Ss=5% Se
01 MARS	252	21	91.66	12.6
02 MARS	280	24	91.43	14
03 MARS	255	23	90.98	12.75
04 MARS	198	26	86.87	9.9
05 MARS	295	27	90.85	14.75
06 MARS	217	23	89.40	10.85
07 MARS	220	28	87.27	11
08 MARS	196	16	91.84	9.8
09 MARS	330	29	91.21	16.5
10 MARS	288	28	90.28	14.4
11 MARS	223	21	90.58	11.15
12 MARS	233	23	90.13	11.65
13 MARS	254	28	88.97	12.7
14 MARS	297	29	90.13	14.85
15 MARS	362	48	86.74	18.1
16 MARS	/	/	/	/
17 MARS	323	31	90.40	16.15
18 MARS	135	36	73.33	6.75
19 MARS	178	30	83.15	8.9
20 MARS	223	29	86.99	11.15
21 MARS	161	32	80.12	8.05
22 MARS	155	39	74.84	7.75
23 MARS	/	/	/	/
24 MARS	190	30	84.21	9.5
25 MARS	185	19	89.73	9.25
26 MARS	284	23	91.90	14.2
27 MARS	140	17	87.86	7
28 MARS	222	17	92.34	11.1
29 MARS	291	25	91.41	14.55
30 MARS	286	29	89.86	14.3
31 MARS	177	23	87.00	8.85
moyenne	<b>236.21</b>	<b>26.69</b>	<b>87.98</b>	<b>11.805</b>

Vue les résultats obtenu on voie que le premier dessaleur pour les trains 20 et 30 on des bonnes résultats, alors le premier dessaleur de train 10 à une efficacité qui est moindre (75,55%) ; et pour ce la je faire tous le calcule de dessaleur.

**V.1.2. Paramètres opératoires**

Pour voir l'influence des paramètres opératoires sur le procédé, on trace les courbes suivantes (Annexes B) :

1. Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température (voir graphe N° 1).
2. Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température (voir graphe N° 2).
3. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température (voir graphe N° 3).
4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage (voir graphe N° 4).
5. Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température (voir graphe N° 5).
6. Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage (Voir graphe N° 6).

**Interprétation des graphes**

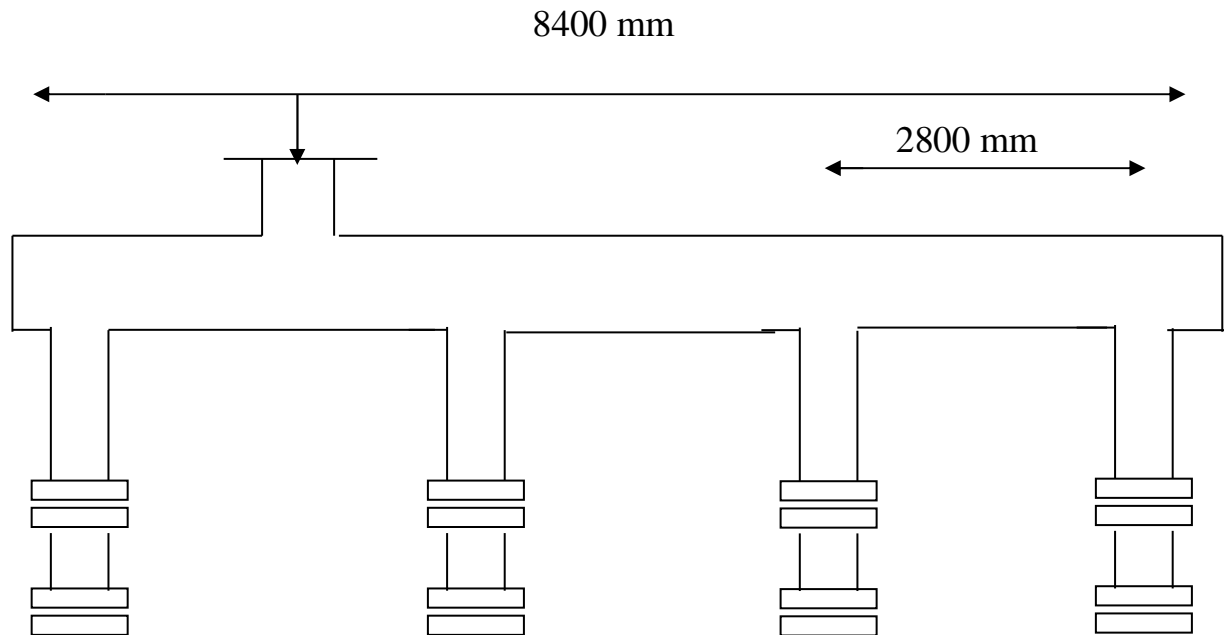
- On remarque avec l'augmentation de la température la viscosité de la charge ainsi que sa densité diminue et les deux vitesses de coalescence et celle de décantation augmentent. Autrement dit diminue les forces opposées au déplacement des gouttelettes ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, entraînant avec elles des sels, d'où diminution de la salinité du brut à la sortie du dessaleur, et amélioration de l'efficacité du dessaleur.
  
- L'augmentation du taux d'eau de lavage augmente. La force d'attraction des gouttelettes d'eau, car l'augmentation de ce dernier augmente la taille des gouttelettes d'eau (voir tableau N°=8) ce qui conduit à l'augmentation de la vitesse de décantation.

**Commentaires**

D'après l'interprétation des graphes, on constate que lorsque la température augmente les deux vitesses augmentent, car l'élévation de la température augmente l'agitation moléculaire, donc la probabilité de rencontre des gouttelettes d'eau augmente et la viscosité de la couche interfaciale diminue.

Cette coalescence provoque une augmentation du diamètre des gouttelettes d'eau, elles acquièrent alors une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur.

## V.2. Calcul du distributeur



Le calcul de distribution a pour but de connaître la vitesse de décantation et la vitesse admissible du brut, à travers les trous du distributeur, l'augmentation de la vitesse améliore le degré de distribution de pétrole sur la longueur du dessaleur, mais les grandes vitesses donnent lieu à une haute turbulence à l'émulsion.

Pour le calcul du distributeur, il faut suivre les étapes suivantes :

### ➤ Calcul du nombre de rampes de distribution

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

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

L : la distance séparant les deux trous extrêmes

l : la distance séparant les deux rampes (l = 2800 mm)

(+1) : correspond aux deux moitiés des trous à l'extrémité.

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

$$n = \frac{8400}{2800} + 1 = 4$$

Dans chaque rampe de distribution, il y a 2 trous. Donc, le nombre total du trous sera égal à 8.

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

$$W = \frac{Q}{3600 \cdot n \cdot f}$$

Où :

W : vitesse d'écoulement (m/s).

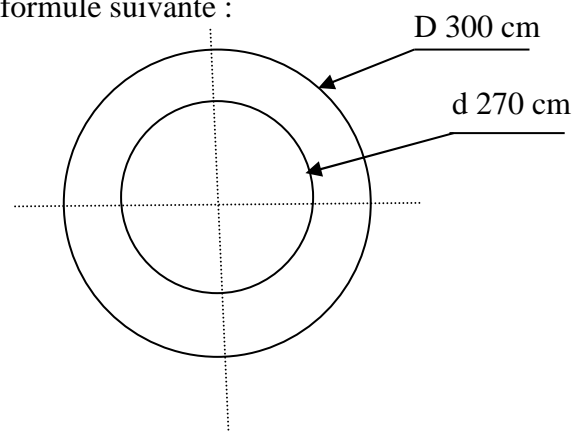
Q : débit de la charge (m<sup>3</sup>/h) (Q= 600 m<sup>3</sup>/h).

n : nombre de trous(n=8).

f : surface de passage d'un trou.

D'après le schéma, on peut calculer (f) par la formule suivante :

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



Où :

D : diamètre extérieur.

d : diamètre intérieur.

A : distance entre la section supérieure et la section inférieure(A =192 cm).

$$f = \frac{\pi}{4} (0,3^2 - 0,27^2) \cdot 0,192$$

$$f = 2,57 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2.$$

Donc :

$$W = \frac{600}{3600 \cdot 8 \cdot 2,57 \cdot 10^{-3}} = 8.106 .$$

$$W = 8.106 \text{ m/s.}$$

### V.3. Calcul de la vitesse de décantation

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

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

Où :

V<sub>d</sub> : vitesse de décantation (m/s)

d<sub>d</sub> : densité de la phase dispersée (eau)

d<sub>c</sub> : densité de la phase continue (brut)

D : diamètre des gouttelettes d'eau.

g : accélération de la pesanteur.

φ : Coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

Le tableau N°= 8 donne le diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau.

**Tableau N°= 8 : Diamètre de la particule d'eau**

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

Pour déterminer le diamètre de la particule d'eau, on utilise le graphe N° 6 Dans notre cas (X = 3%), Donc, d'après le graphe, on trouve que D = 7.14 10<sup>-5</sup> m.

## ➤ Coefficient de frottement

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

$$Re = \frac{Vd \cdot Dp}{Vc}$$

Où :

Vd : vitesse de décantation.

Dp : diamètre de la particule d'eau.

Vc : viscosité cinématique du pétrole.

On à :

- Régime turbulent  $\phi = 44/Re$ .
- Régime intermédiaire  $\phi = 18.5/Re$ .
- Régime laminaire  $\phi = 24/Re$ .

**Tableau N°= 9 : Régime d'écoulement**

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

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation (1) la valeur « $\phi$ », correspondant au régime hydraulique, le régime lui même est fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation.

Pour sortir de ce cercle, on fixe le régime provisoirement et après avoir calculé la vitesse de décantation, on vérifie si le régime fixé est bien, celui qui convient.

Donc :

Soit le régime est un régime laminaire ; donc d'après le tableau:

On trouve  $\phi = 24 / Re$ .



Alors, l'équation (1) devient :

$$Vd = \left[ \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(dd - dc)}{dc} \cdot \frac{D^2}{Vc} \right] \dots\dots\dots (2)$$

avec  $Re = \frac{Vd \cdot D}{Vc} \dots\dots\dots (3)$

Où :

- Vd : vitesse de décantation
- dd : densité de la phase dispersée (eau)
- dc : densité de la phase continue (brut)
- D : diamètre de la gouttelette d'eau
- g : accélération de la pesanteur.
- Vc : viscosité cinématique de la phase continue
- Re : nombre de Reynolds

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 :

$$\vartheta_{20^{\circ}C} = 4.43 \text{ cst} , \vartheta_{37.8^{\circ}C} = 3.07 \text{ cst}$$

D'après GROSS :

$$\log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1} \dots\dots\dots (4)$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} / \log \frac{t_2}{t_1} \Rightarrow R = \log \frac{4.43}{3.05} / \log \frac{37.8}{20} = 0,58635$$

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

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

$$\log \vartheta_{t_2} = \log \vartheta_{t_1} - R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \vartheta_{80} = \log 4.43 - 0,5863 \log \frac{80}{20} = 0.2934$$

$$\vartheta_{80} = 1.96 \text{ cst.}$$

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

$$d_{20^\circ\text{C}} = 0.8112.$$

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

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

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

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

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132 (0,8112).$$

$$\alpha = 7,57 \cdot 10^{-4}$$

Donc, la densité à 80°C sera :

$$d_{80^\circ\text{C}} = 0.8112 - 7.57 \cdot 10^{-4} (80 - 20) = 0.7647$$

$$\mathbf{d_{80^\circ\text{C}} = 0.7647}$$

A la température 80°C, la densité de l'eau sera égale à :

$$d_{80^\circ\text{C}} = 0,970$$

On prend les résultats dans le tableau :

**Tableau N°= 10 : Densités**

Température ( ° C )	dc (kg/m <sup>3</sup> )	dd H2O (kg/m <sup>3</sup> )	$\vartheta$ (cst)
80	764.7	970	1,96

Le taux d'injection d'eau de lavage est de 3%, ce qui donne le diamètre de la gouttelette d'eau :

$$D = 7,14 \cdot 10^{-5} \text{ m} \quad (\text{voir graphe N}^{\circ} 6)$$

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

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \cdot \frac{970 - 764,7}{764,7} \cdot \frac{(7,14 \cdot 10^{-5})^2}{1,9610^{-6}} = 3,80 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$$

$$\mathbf{V_d = 3,80 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}}$$

Vérification du régime :

$$\text{Re} = \frac{V_d \cdot D}{\nu} = \frac{3,80 \cdot 10^{-4} \cdot 7,14 \cdot 10^{-5}}{1,96 \cdot 10^{-6}} = 0,0138$$

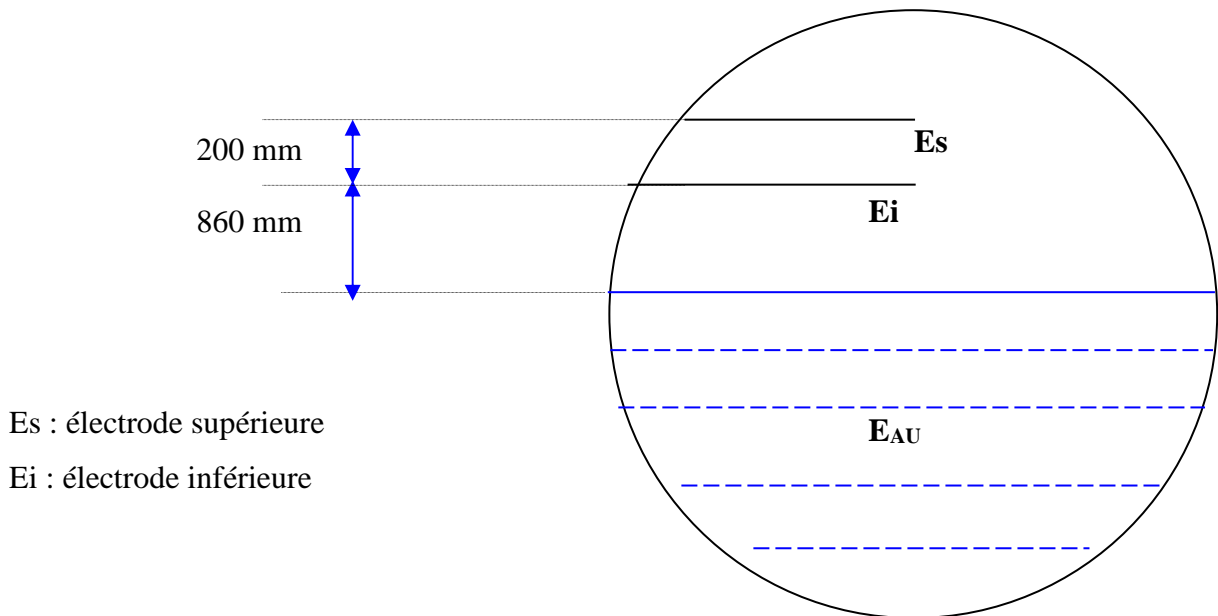
$$\mathbf{\text{Re} < 0,2} \quad \longrightarrow \quad \text{régime laminaire}$$

Donc :

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

**V.4. Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur**

**V.4.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes**



Es : électrode supérieure

Ei : électrode inférieure

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

$$E = U / L \left( \frac{V}{cm} \right) \dots\dots\dots (1)$$

Où :

E : champ électrique entre les électrodes

U : tension du courant en volts, U = 20000 volts

L : distance entre les électrodes. L = 20 cm

A.N :

$$E = 20000 / 20 = 1000 \text{ Volts/ cm.}$$

**E =1000 Volts/ cm.**

**V.4.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure**

$$E_i = U/L_i \dots\dots\dots (2)$$

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

U : tension du courant. (U = 20000 volts)

L<sub>1</sub> : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (L<sub>1</sub> = 86 cm)

Donc :

$$E_i = 20000 / 86 = 232,56 \text{ volts/cm.}$$

$$\mathbf{E_i = 232,56 \text{ volts/cm.}}$$

Pour un bon fonctionnement du dessaleur, il faut que le champ électrique (E) entre les électrodes, soit inférieur au champ critique (EC).

$$E < EC$$

#### V.4.3. Calcul du champ critique

$$EC = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\epsilon \cdot d}} \dots\dots\dots (3)$$

Où :

δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm<sup>2</sup>)

ε : Coefficient diélectrique.

d : diamètre de la gouttelette d'eau en cm

A : coefficient de proportionnalité.

On a:

$$D = 7,14 \cdot 10^{-5} \text{ m} = 7,14 \cdot 10^{-3} \text{ cm}$$

$$\epsilon = 16$$

$$\delta = 15 \text{ g/cm}^2$$

$$X = \text{Taux d'eau de lavage (X = 3\% vol).}$$

D'après le tableau , on trace la courbe A = f (X) (voir graphe N° 7) et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

**Tableau N°= 11 : coefficient de proportionnalité (A)**

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

Donc, d'après le graphe N° 7 on a :

$$X = 3\% \rightarrow A = 379.$$

A.N:

$$EC = 379 \sqrt{\frac{2.15}{16.7,14 \cdot 10^{-3}}} = 6141,73 \text{ volts/cm}$$

$$\mathbf{EC=6141,73 \text{ volts/cm}}$$

### Conclusion

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

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

### V.5. Calcul du temps de séjour

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

$$T_s = V / Q$$

Où :

$T_s$  : temps de séjour.

$V$  : volume de la capacité ( $m^3$ )

$Q$  : débit volumique de la charge

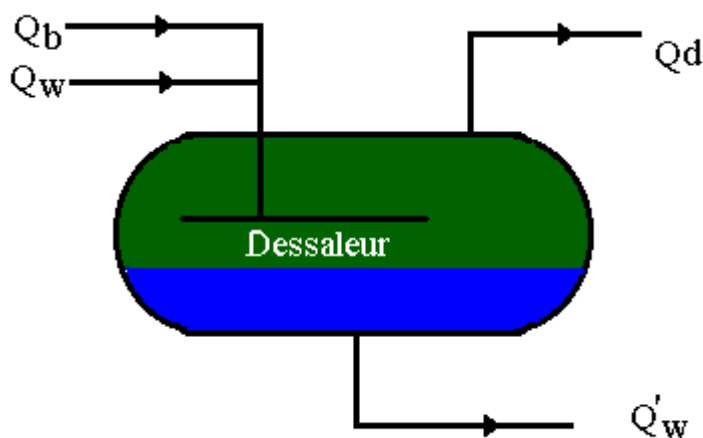
$$Q = Q_b + Q_w$$

$Q_b$  : débit volumique du pétrole brut

$Q_w$  : débit volumique de l'eau de lavage.

$Q_d$  = Quantité de brut dessalé.

$Q'_w$  = Quantité d'eau de purge.



On a :

$$Q_b = 600 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 18 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$Q = 600 + 18$$

$$\mathbf{Q = 618 \text{ m}^3/\text{h}}$$

$$V = 77,8 \text{ m}^3$$

AN:

$$T_s = 77,8 / 618$$

$$= 0,126 \text{ h}$$

$$= 7,55 \text{ min} = 453 \text{ sec.}$$

$$T_s = 453 \text{ sec.}$$

### V.6. Calcul du temps de décantation

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

$$T_d = L_1 / V_d$$

Où :

T<sub>d</sub> : temps de décantation (sec).

L<sub>1</sub> : distance entre l'électrode basse et l'interface en (m).

V<sub>d</sub> : vitesse de décantation (m/sec).

A.N:

$$T_d = 0,86 / 3,80 \cdot 10^{-4} = 2263,16 \text{ sec.}$$

$$T_d = 2263,16 \text{ sec}$$

#### Remarque

Pour éviter l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé, il faut que le temps de décantation soit supérieur au temps de séjour.



**V.7. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage**

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

$$A = \frac{Z \left( S_o + \frac{X \cdot S_w}{100} \right)}{Y + X}$$

Où :

A : Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en (mg/l).

So : teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l).

Sw : teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l).

Y : teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur (mg/l).

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

Z : teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (mg/l).

On a comme donné de départ :

So = 264,14 mg/l.

SW = 729 mg/l.

X = 3 %.

Pour les teneurs d'eau dans le brut d'entrée et de sortie de dessaleur Y et Z on prend le moyen de mois mars.

**Tableau N°= 12 : Teneurs d'eau dans le brut**

Date	01	02	03	04	05	06	07	08	09
Entrée (mg/l)	/	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.30
Sortie (mg/l)	/	0.1	0.1	0.05	0.1	0.1	0.05	0.1	0.1

Date	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Entrée (mg/l)	0.30	0.30	0.20	0.25	0.20	0.25	0.30	0.40	0.10
Sortie (mg/l)	0.1	0.1	0.15	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Date	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Entrée (mg/l)	0.25	0.05	0.15	0.15	0.15	0.20	0.20	0.20	0.25
Sortie (mg/l)	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Date	28	29	30	31
Entrée (mg/l)	0.20	0.15	0.15	0.25
Sortie (mg/l)	0.1	0.05	trace	0.05

$$Y = 0.223 \text{ mg/l}$$

$$Z = 0.09 \text{ mg/l}$$

$$A = \frac{0,09 \left( 264,14 + \frac{3.729}{100} \right)}{0,223 + 3} = 7.98$$

$$A = 7.98 \text{ mg/l}$$

**V.7.1. L'efficacité du dessaleur :** est exprimée par la formule suivante :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100$$

Où :

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.

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

$$E = \frac{264,14 - 54,68}{264,14} \times 100 = 75,55$$

**E=75.55%**

**V.7.2. L'efficacité de dessalage :** est donnée par la formule suivante :

$$Ep = \frac{Se - Ss}{Se - A} \times 100$$

$$Ep = \frac{264,14 - 12,06}{264,14 - 7,98} = 98,40$$

**EP= 98.40 %.**

### V.7.3. Commentaires

D'après le calcul, on constate que l'efficacité (75.55 %) actuelle est inférieure à celle des autres dessaleurs (86%). Ceci permet de conclure que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement (selon les résultats du calcul électrique), mais dû au changement des paramètres opératoires.

Cette chute d'efficacité est due essentiellement aux :

- Le taux d'eau de lavage qui est insuffisant (3% vol au lieu de 5 à 6% vol).
- Le retour de liquide collection.

D'un autre côté, cette chute d'efficacité a une influence directe sur les équipements de chauffage placés en aval de la section de dessalage (la colonne, le four) et sur les moyens de transport du brut (pipe-line) vers les raffineries.

En effet, le passage de l'eau et des sels dans le brut dessalé provoque la corrosion de la colonne, le four et du pipe-line et augmente aussi la consommation d'énergie électrique et cela pour pomper le brut vers les raffineries.

# *Conclusion Générale*

## Conclusion Générale

La transformation du pétrole en large gamme des produits énergétiques dans les proportions et avec les qualités souhaitées s'effectuent par une ensemble des opération dite : le raffinage.

Avant de raffiner le pétrole il faut le préparer dans les unités de traitement de brut par trois procédés :

- 1- déshydratation : on limite la teneur en eau à 0,1-0,3%
- 2- dessalage : on limite la teneur en sel de 0-5%
- 3- stabilisation : elle consiste à éliminer la majorité d'hydrocarbures volatiles tels que les gaz incondensables (C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>) en agissant sur les paramètres de diminution de la pression (stabilisation par tête) et augmenté la température (stabilisation par fonctionnement).

L'utilisation de l'électricité pour la déshydratation et le dessalage des pétroles bruts, ce procédé largement applique dans les raffineries par appareils que l'on appel dessaleurs électrostatiques dans lequel est maintenu un champ électrique intense.

Les forces électrostatiques de ce champ obligent les gouttelettes d'eau à se rassembler pour tomber par gravité au fond de dessaleur.

D'après les études de calculs de l'unité de cpf, l'effectués sur le dessaleur 10-VW-21-01, on constate une chute d'efficacité de ce dernier (75.55 % au lieu de 86% prévu par rapport aux 02 autres dessaleurs), cette chute d'efficacité est due essentiellement aux:

- 1- Le taux d'eau de lavage (03 % vol au lieu de 5 a 6 % vol prévu par le design).
- 2- Le retour de liquide collection.

D'autre part cette baisse d'efficacité a une influence directe sur les équipements de chauffage de l'unité elle même ainsi que les pipes (pour le transport du brut) et les colonnes de stabilisations, en provoquant l'attaque du métal par la corrosion et les dépôts.

Si on augmente le taux de lavage (X=5 %vol) on constate une augmentation de la vitesse de décantation et cela à cause de :

- 1- la diminution de la viscosité de la phase contenue, autrement dit diminution des forces opposées au déplacement des gouttelettes ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur.

**2- L'augmentation du taux d'eau de lavage qui augmente la taille des gouttelettes d'eau (voir tableau N°8), ce qui conduit à l'augmentation de la vitesse de décantation. Mais on pratique sur le train 10 l'augmentation de l'eau de lavage induit un entraînement important d'eau vers la colonne de stabilisation qui provoque le mauvais fonctionnement de cette dernière.**

**Par ailleurs l'augmentation de la vitesse de décantation diminue l'entraînement des sels dissous dans l'eau avec le brut dessalé et par conséquent, augmentation de l'efficacité de dessalage.**

**Dans les dernières années 2007-2008 Il y a une beaucoup des nouveaux travaux au niveau de la société d'investissement sur tue les unités de traitement du brut comme étant :**

- 1- Lavage des pipes.**
- 2- Vérification de l'unité de dessalage du brut et les fours avec un programme réglé.**
- 3- Remplacement des pipes du brut.**
- 4- L'addition et le remplacement des bagues élimination de gaz**
- 5- Il y a une autre travaux en attend que permet la réalisation de moindre des sels de brut...**

# ***Bibliographie***



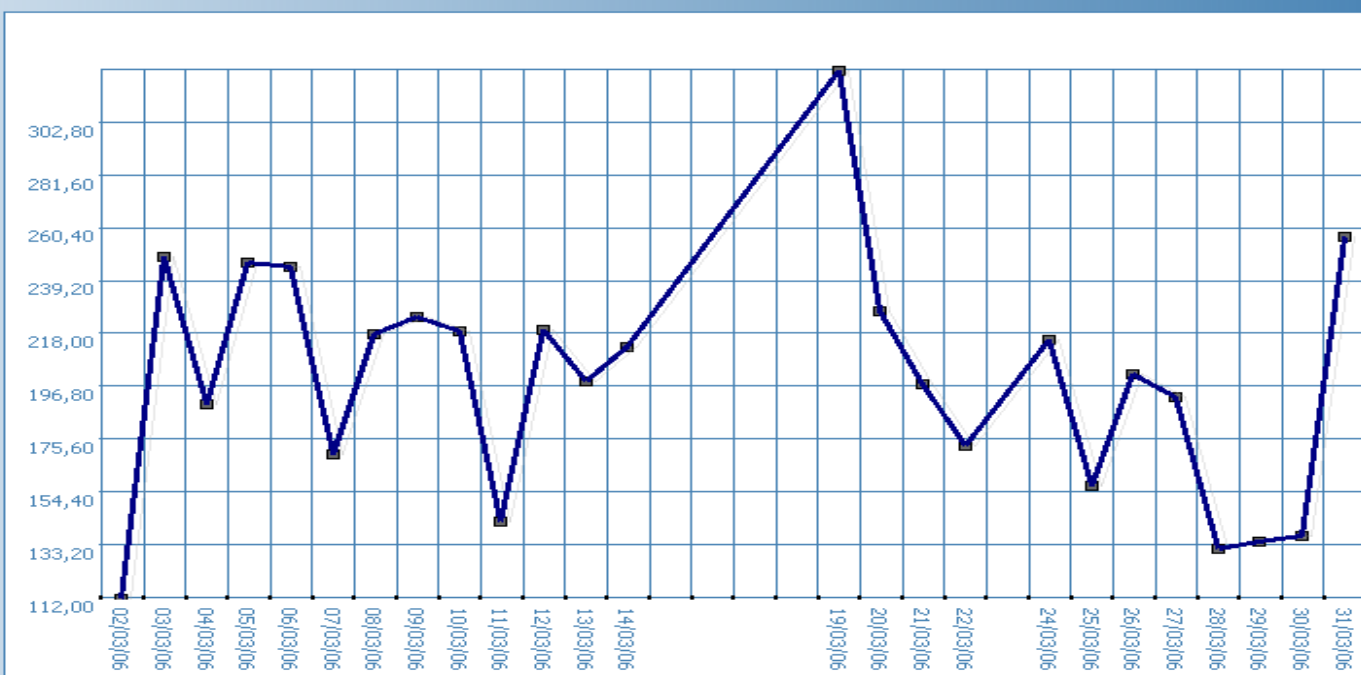
# BIBLIOGRAPHIE

- [1] « Manuel sur les désémulsionnants prochinor » édition CECA (1984) 23 -69.
- [2] M.Marcheschi « dessalage sur le champ de HASSI MESSOUD » N°=209 (Septembre – Octobre 1971) page 82- 85.
- [3] Dessalage du pétrole brut sur champ de production N°= 273 (Août- Septembre 1980).
- [4] Manuel sur les désémulsionnants CHIMEC édition SPA (mars 1994) p 14-20.
- [5] Y. Berger, « Procédé de Traitement des Pétrole brut salés », Technip, Paris, 1976.
- [6] GOURVITCH, « Raffinage du pétrole brut », Tome I, édition MOSCOW (1967).
- [7] Méthodes et appareils de l'industrie du pétrole Tome II (A. SKOBLO, I. TREGOUBOVA, N. EGOROV).
- [8] H. Behloul, « Rapport d'étude sur le dessalage », Sonatrach.
- [9] Revue séminaire Sonatrach « Dessalage de brut »15-19 Juin 1998.
- [10] Manuel opératoire de l'unité de traitement CPF d'Ourhoud.

# ***Annexe A***

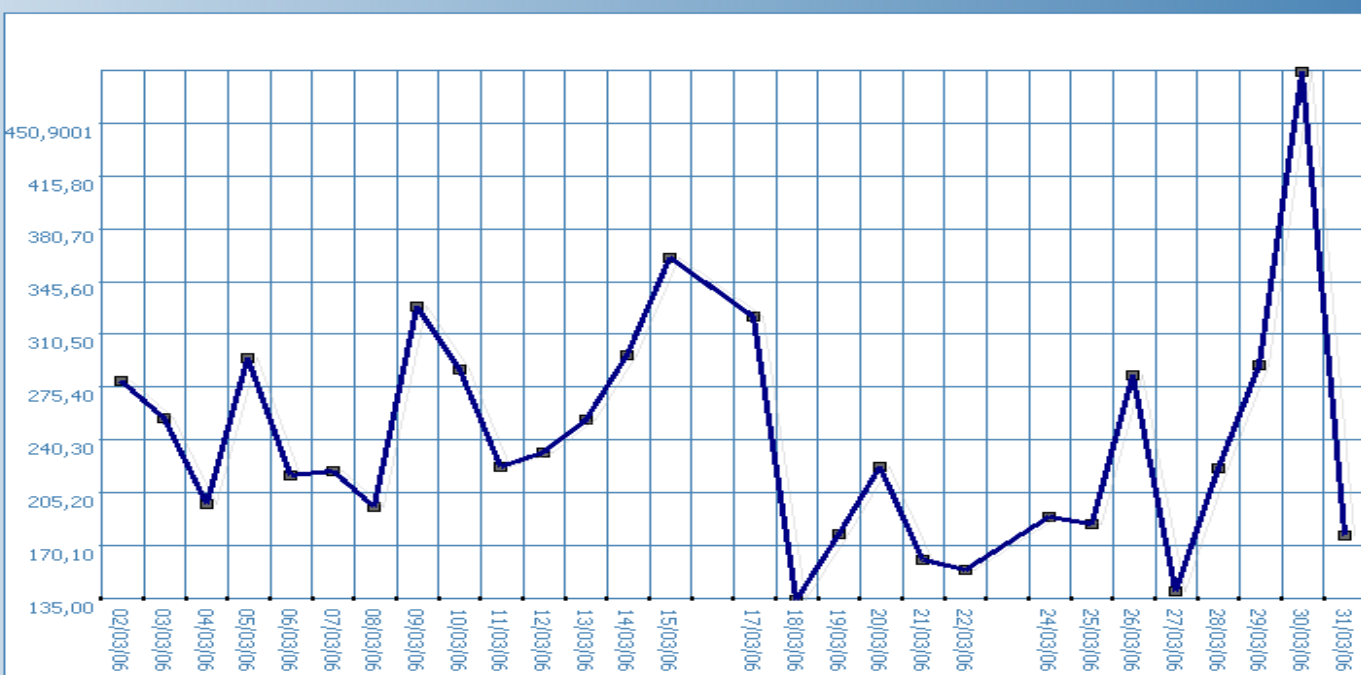
**TRA201: entrée dessaleur 1er étage train 20 ; 02/03/06 - 31/03/06**

■ NaCl



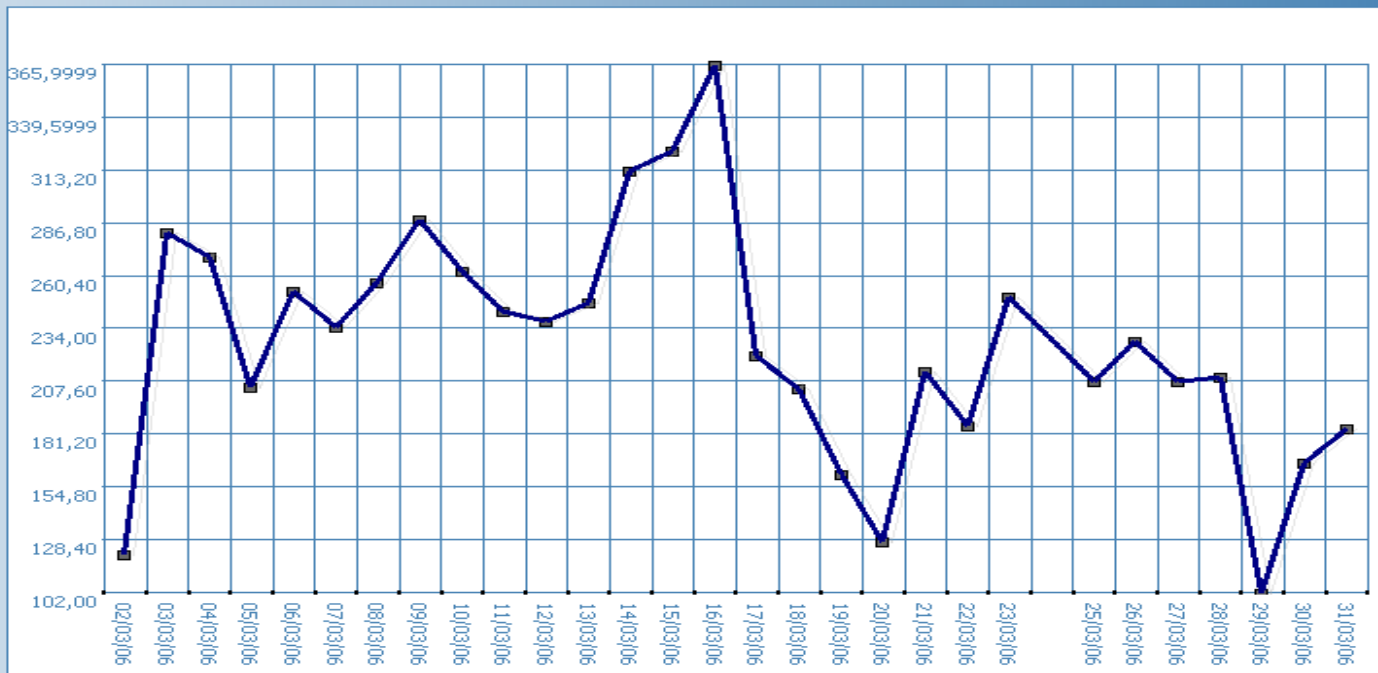
**TRA301: entrée dessaleur 1er étage train 30 ; 02/03/06 - 31/03/06**

■ NaCl



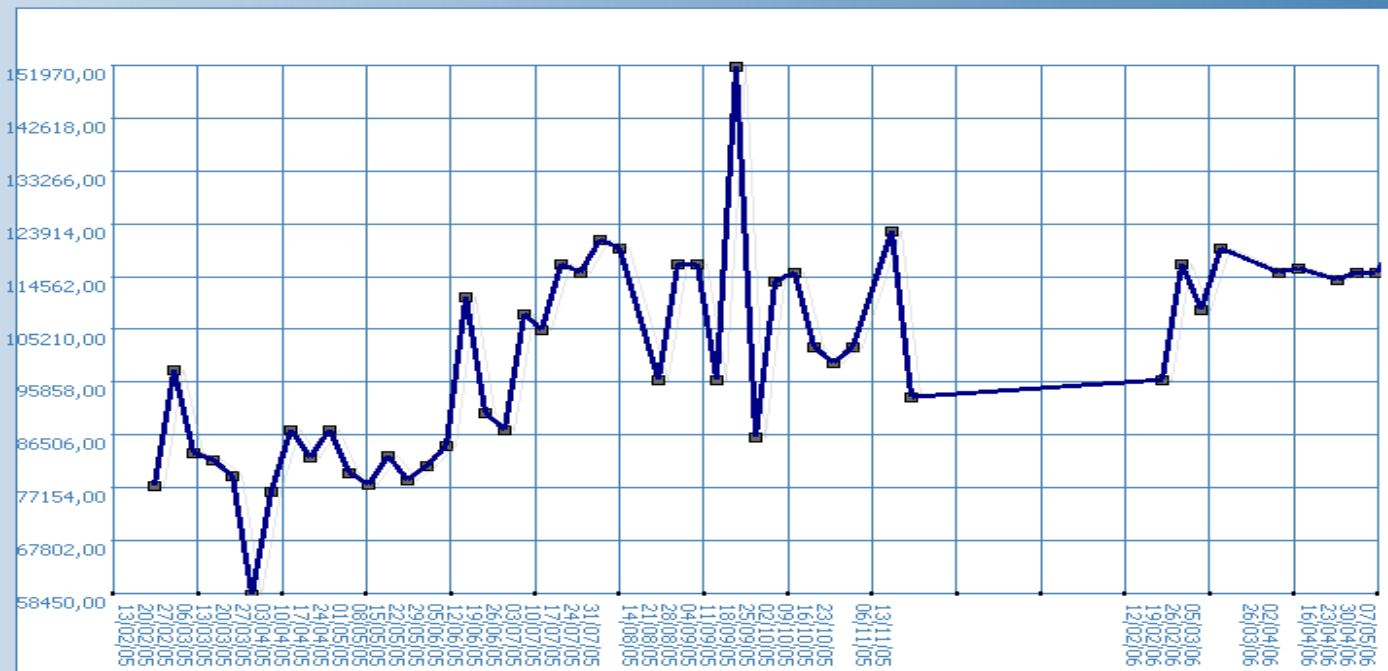
**TRA101: entrée dessaleur 1er étage train 10 ; 02/03/06 - 31/03/06**

■ NaCl



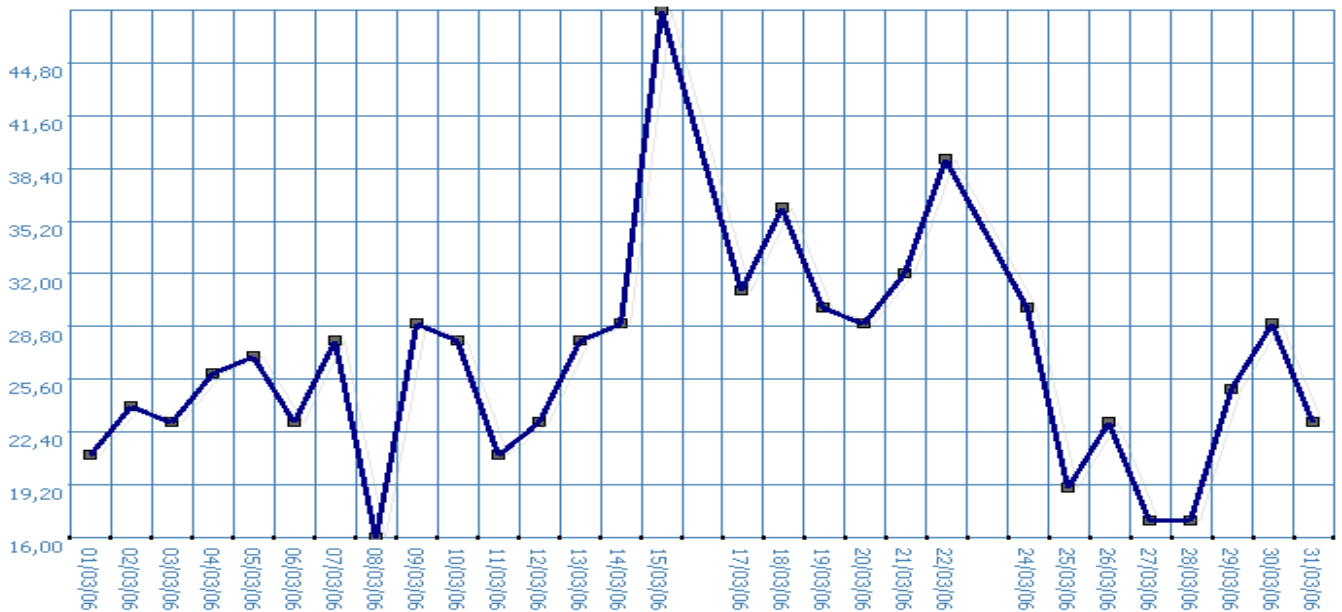
**COR005: slug catcher liquide collection ; 16/12/04 - 14/05/06**

■ Salinity



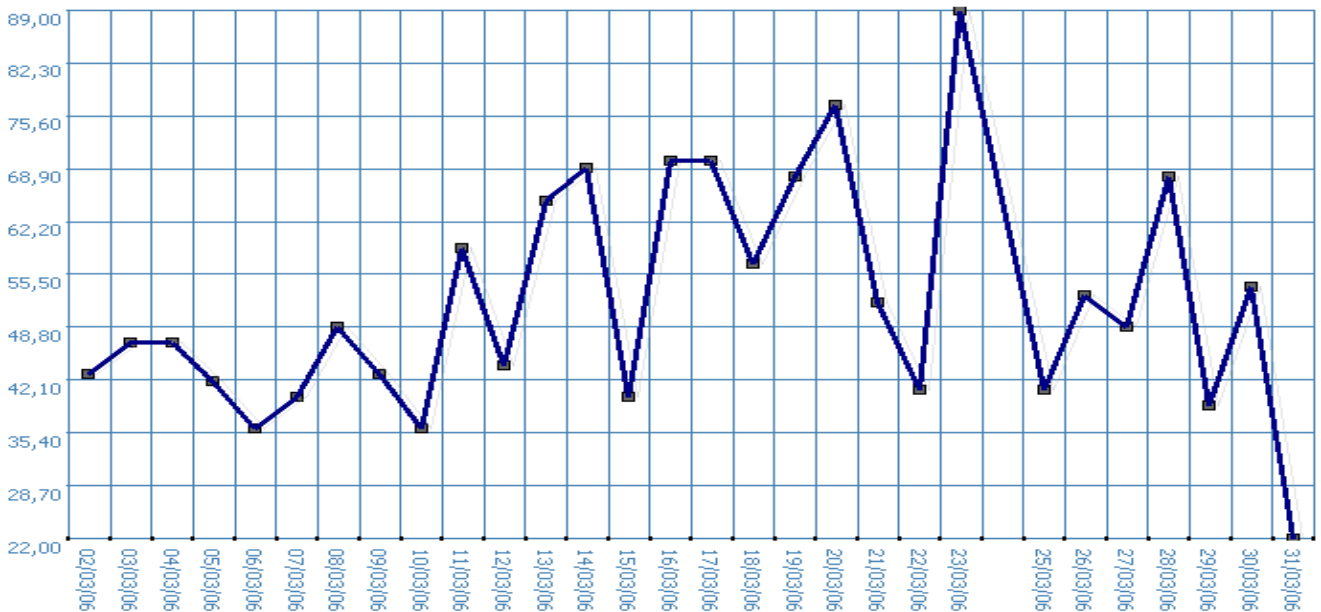
**TRA302: sortie dessaleur 1er étage train 30 ; 01/03/06 - 31/03/06**

■ NaCl



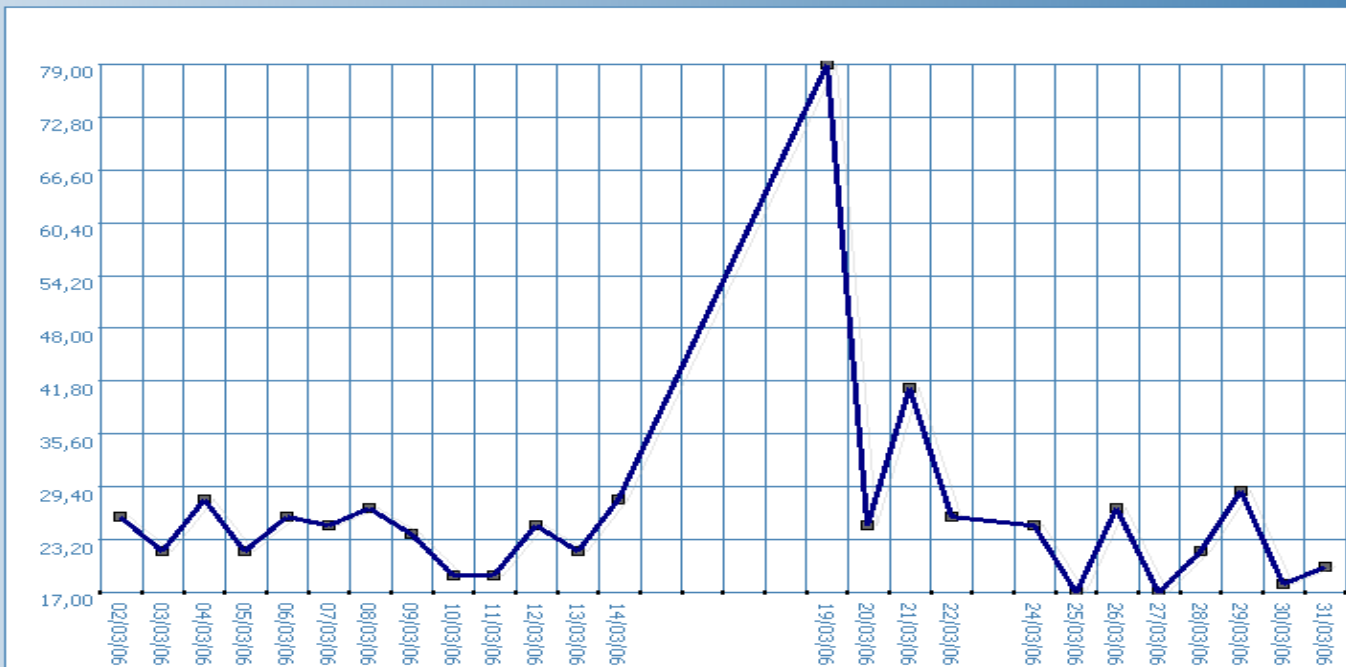
**TRA102: sortie dessaleur 1er étage train 10 ; 02/03/06 - 31/03/06**

■ NaCl



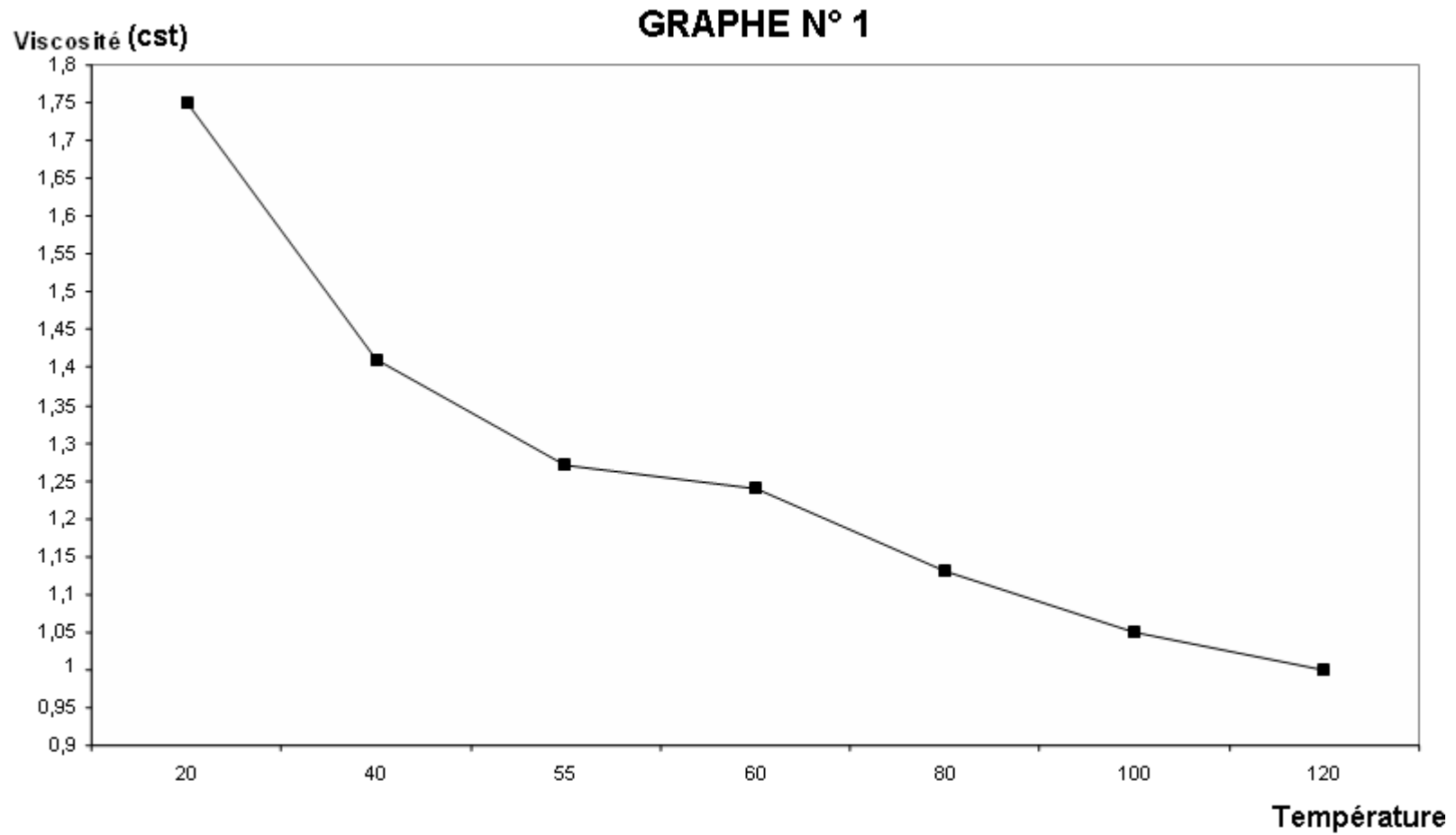
TRA202: sortie dessaleur 1er étage train 20 ; 02/03/06 - 31/03/06

■ NaCl



# ***Annexe B***

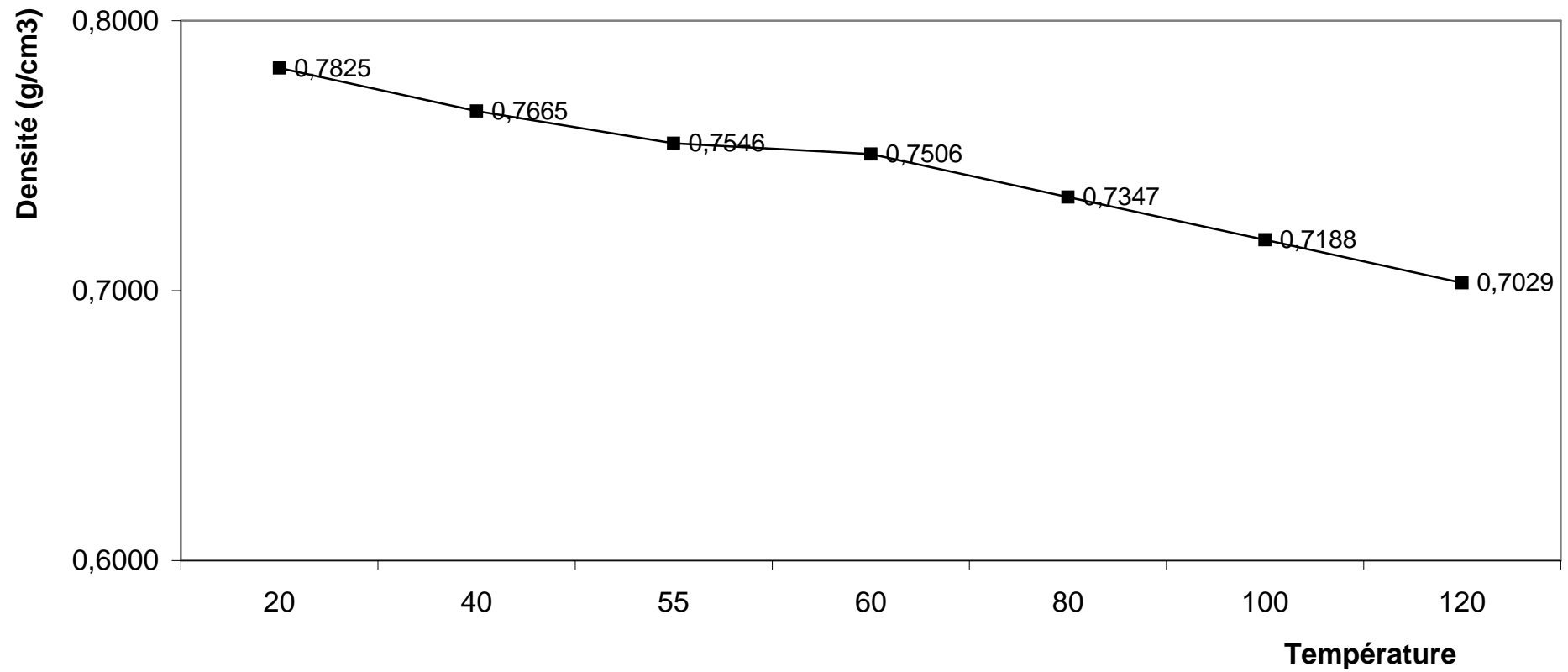
## VARIATION DE LA VISCOSITE DE LA PHASE CONTINUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE





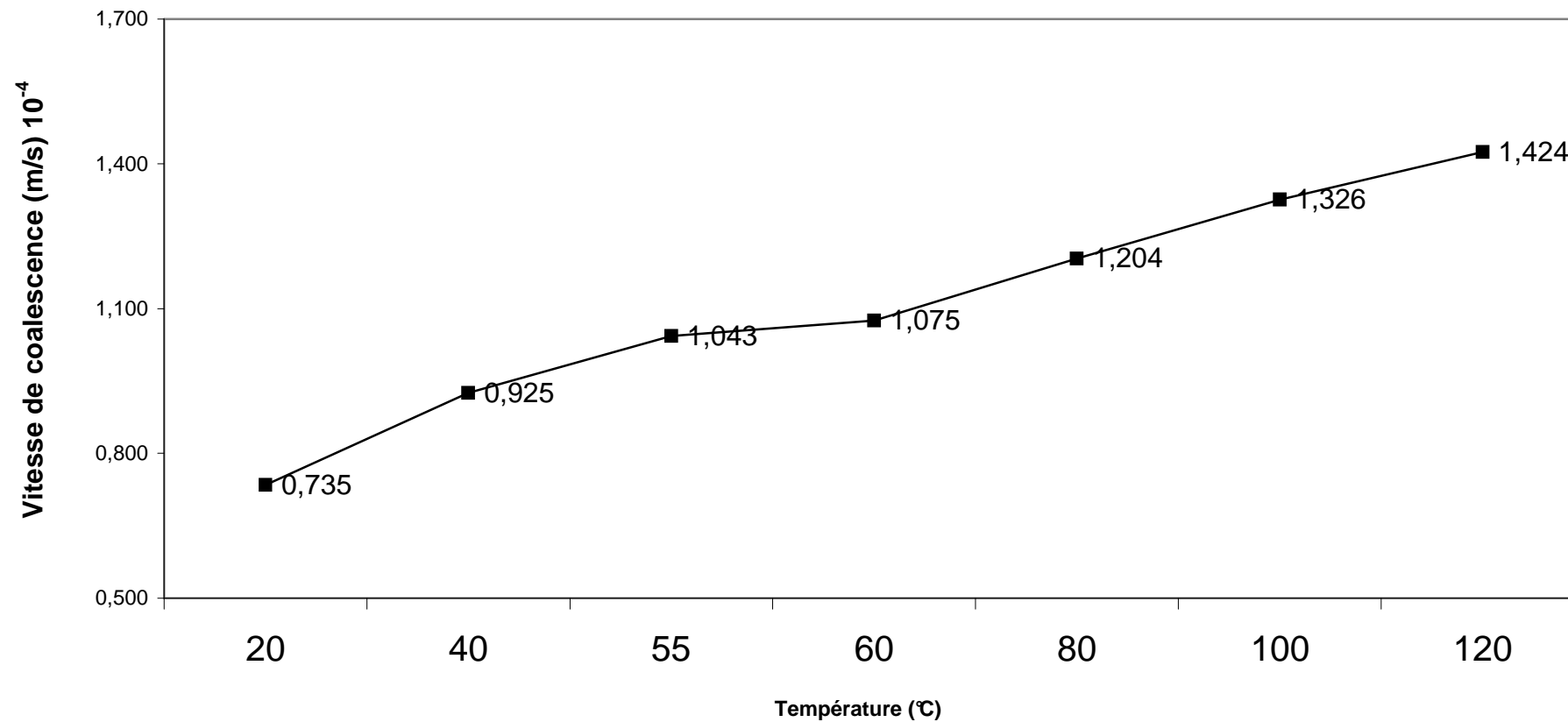
# VARIATION DE LA DENSITE DE LA PHASE CONTINUE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE

## GRAPHE N°2



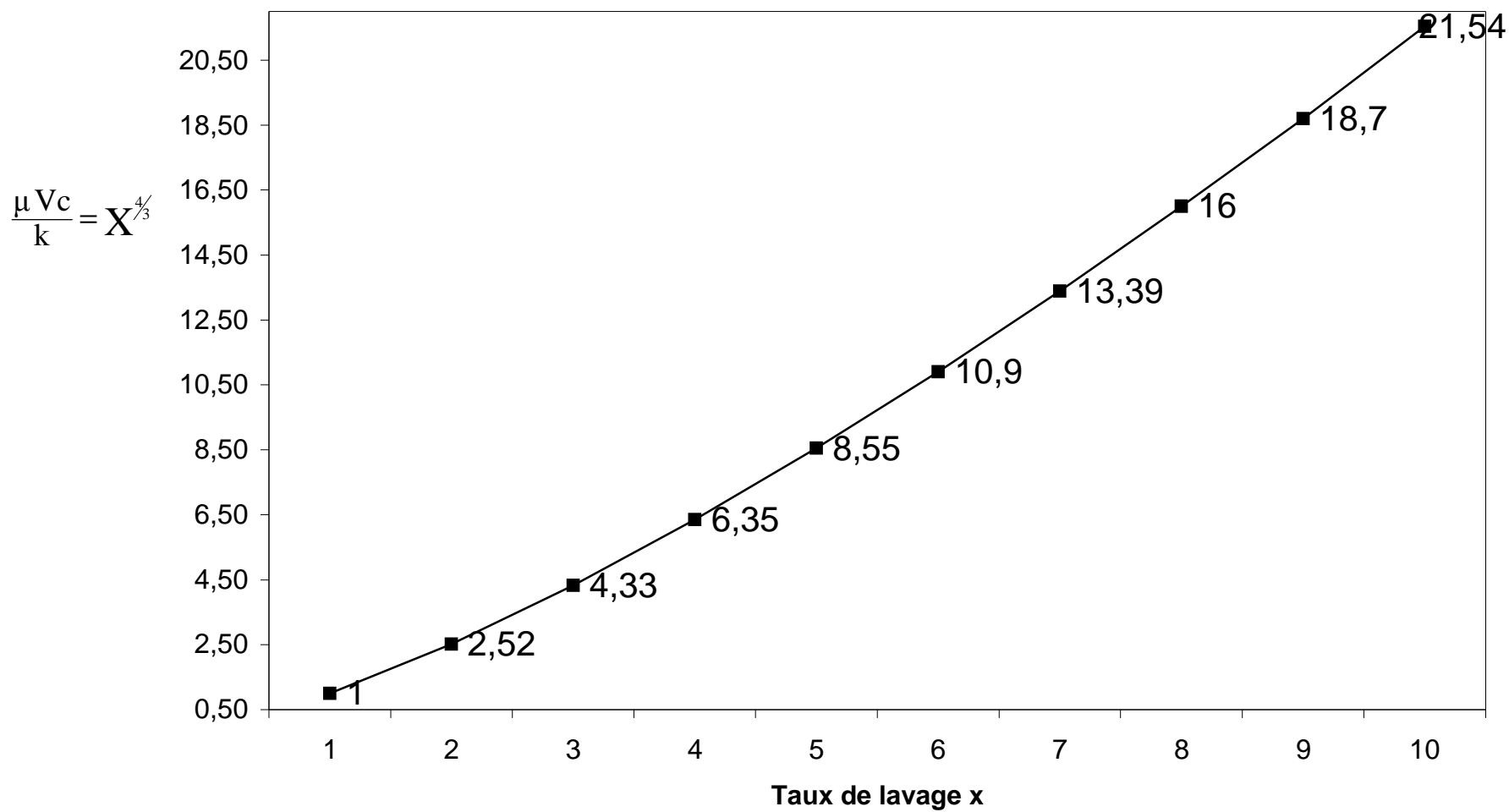
# VARIATION DE LA VITESSE DE LA COALESCENCE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE

## GRAPHE N°3



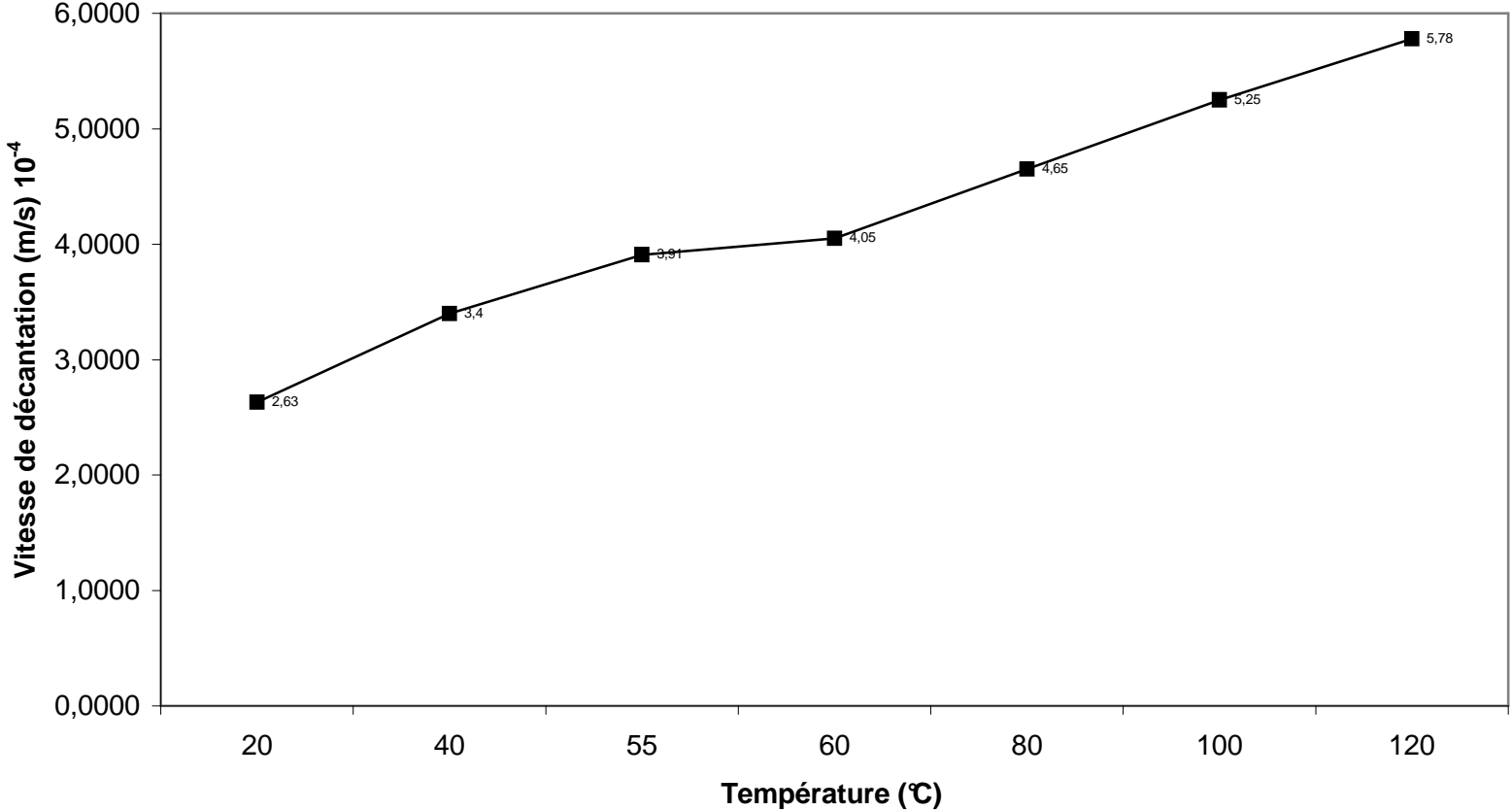
# VARIATION DE LA VITESSE DE COALESCENCE EN FONCTION DU TAUX DE LAVAGE

## GRAPHE N°4



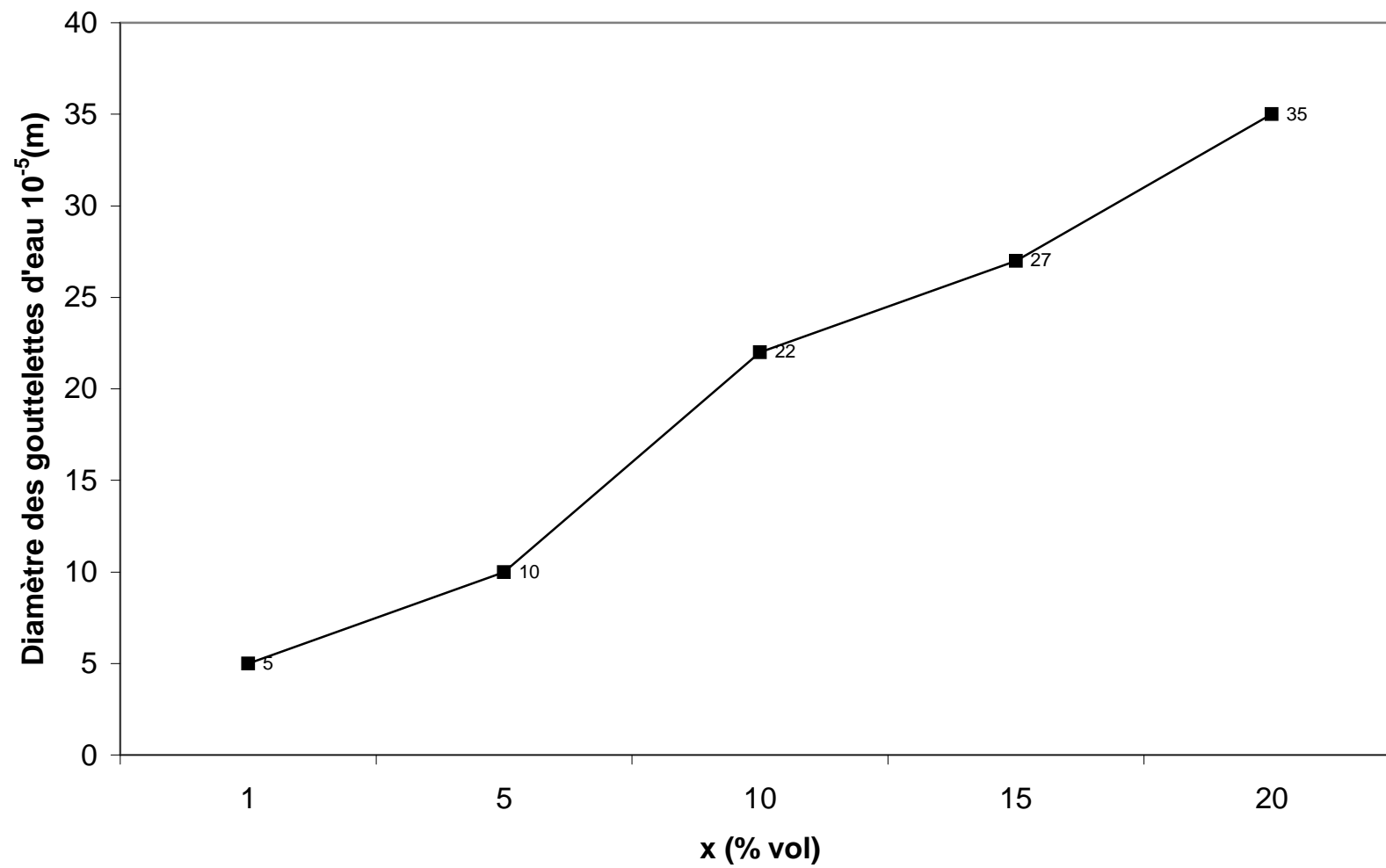
# VARIATION DE LA VITESSE DE DECANTATION EN FONCTION DE LA TEMPERATURE

GRAPHE N°5



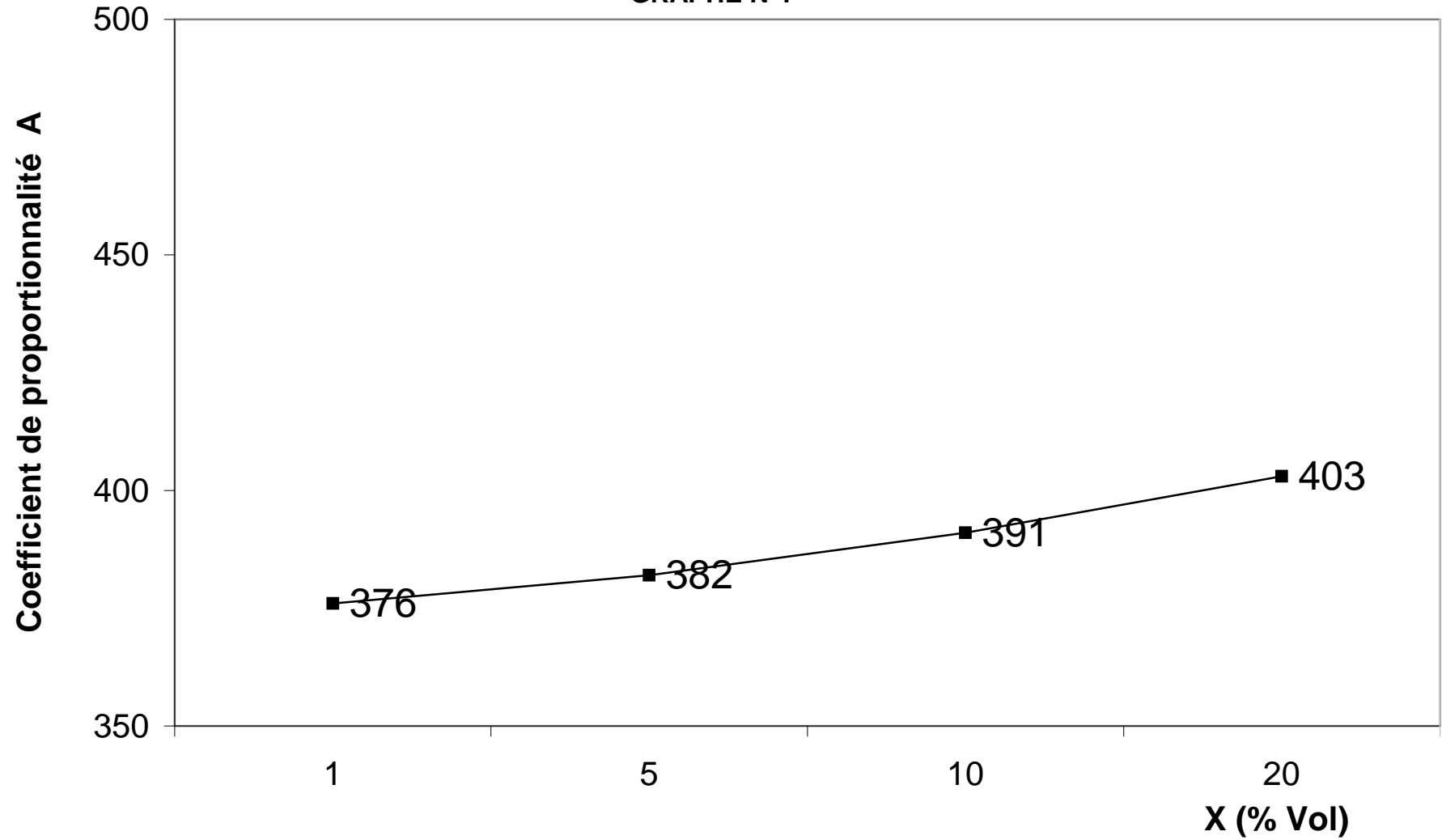
# VARIATION DU DIAMETRE DES GOUTTELETTES D'EAU EN FONCTION DU TAUX DE LAVAGE

## GRAPHE N°6



# COEFFICIENT DE PROPORTIONNALITE EN FONCTION DE X

GRAPHE N°7



## Résumé

Le dessalage du pétrole brut est une opération essentielle en raffinerie, car elle conditionne la bonne (ou moins bonne) marche des traitements « aval ».

En effet, un mauvais dessalage à des conséquences directes sur le fonctionnement de la tour de distillation atmosphérique:

Encrassement des échangeurs et du four ; Corrosion du circuit de tête ; obtention d'un résidu atmosphérique chargé en sodium, avec les conséquences de :

L'augmentation des vitesses d'encrassement du four de la distillation sous vide ; raccourcissement des durée de cycle des viscoréducteurs ; empoisonnement des catalyseurs de craquage catalytique ; phénomènes d'encrassement et de corrosion.

Enfin, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux issues du dessaleur, d'où de sérieux problèmes d'environnement que le raffineur aura du mal à gérer.

Dans cette étude théorique nous avons représenté tout les étapes de dessalage du brut, et donnée l'importance de cette opération dans le champ pétrolière.

## Summary

Crude oil desalting is an essential operation in the refinery, as it conditions Proper (or less than proper) downstream processing.

Effectively, poor desalting has direct consequences on the operation of the atmospheric distillation tower: Fouling of exchangers and the furnace; corrosion of overhead equipment; atmospheric residue with high sodium content, with the following consequences.

Increase in fouling rate of the vacuum distillation furnace; shorter cycle length for visbreakers; catalyst poisoning in catalytic cracking, particularly when heavy feeds are processed; fouling and corrosion of boiler super heaters.

Lastly, poor desalting can also result in massive hydrocarbon carryover into the water coming from the desalter; and therefore severe environmental problems that the refiner will have a hard time dealing with.

This theoretical study we have presented all the desalting stages of croud oil and gave the important of this operation in croud oil's spaces.

## ملخص

إن عملية نزع الأملاح من الخام عملية هامة جدا في مجال الصناعة البترولية, ومن اجل ضمان سير حسن لمختلف المعالجات للمشتقات البترولية (عملية التقطير الجوي) وتفاديا لعواقبها كتآكل عمود التقطير الجوي والتوسيع وأخطار التلوث البيئي. لذا لابد من تحقيق هذه الخطوة الأولى من تكرير الخام والحرص على توظيفها بأدق تفاصيلها.

في هذا الموضوع قمنا بدراسة نظرية حول مراحل نزع الأملاح من الخام والبحث عن أنجع الطرق لإنجاحها وتوسيع مجال استخدامها في مختلف الحقول البترولية.