

N° d'ordre :
N° de série :



République Algérienne Démocratique et Populaire

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique**



CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED

INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbure et chimie

Spécialité : Génie des procédés

Option : Raffinage

Presenté par :

- BERRAH NABIL
- BOUZIDI A.ERRAHIM
- BOUKHALFA A.ERRAHIM

Thème

LA DESHYDRATATION DE GAZ NATUREL

Encadré par :
M^{elle}: N. LAMY

2011-2012

SOMMAIRE

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Liste des tableaux

Liste des figures

Symboles et Annotation

Abréviation

Sommaire

Page

Introduction générale

01

Partie théorique

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

I .1. Introduction	03
I .2. Origine du pétrole	03
I.3. Compositions du pétrole	03
I.3.1. Les hydrocarbures paraffiniques	04
I.3.2. Hydrocarbures naphéniques	04
I.3.3. Hydrocarbures aromatiques	04
I.3.4. Hydrocarbures insaturés	04
I.3.5. Composés oxygénés	05
I.3.6. Composés azotés	05
I.3.7. Substances résineuses et asphaltiques	05
I.3.8. Substances minérales	05
I.4. Spécification du pétrole	05
I.4.1. La densité	05
I.4.2. Point d'écoulement	06
I.4.3. Viscosité	06
I.4.4. Tension de vapeur et point d'éclair	06
I.4.5. Teneur en soufre	06
I.4.6. Teneur en azote	07

I.4.7. Teneur en eau sédiments et sels	07
I.5. Classification des pétroles bruts	07
I.5.1. Classification industrielle	08
I.5.2. Classification chimique	08
I.5.3. Influence des sels sur le traitement du brut	08

Chapitre II : Généralités sur les sels

II .1. Introduction	10
II.2. Origine et formes des sels	10
II.3. Caractéristiques des sels	10
II.4. Problèmes des sels	11
II.5. Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut	12
II.5.1. Influence de l'eau sur le traitement de brut	12
II.5.2. Influence des sels sur le traitement du brut	12

Chapitre III : Théorie sur les émulsions

III.1. Théorie sur les émulsions	14
III.1.1. Définition de l'émulsion	14
III.1.2. Conditions de formation d'une émulsion	14
III.1.3. Stabilité d'une emulsion	15
III.2. Procédés de désintégration des émulsions	17
III.2.1. Procédé mécanique	18
III.2.2. procédé chimique	21
III.2.3. Procédé électrique	22

Chapitre IV : Traitement du pétrole brut

IV.1. Introduction	24
IV.2. Problèmes d'exploitation	25
IV.2.1. Dépôts de sels	25
IV.2.2. Dépôts organiques	25
IV.2.3. Dépôts de sulfates de calcium	25
IV.3. Dessalage du pétrole brut	26
IV.3.1. Introduction	26

IV.3.2. définition	26
IV.3.3. traitement du pétrole brut	26
IV.3.4. Description du traitement	28
IV.3.5. Variable opératoires du traitement	28
IV.4. Dessalage électrostatique	29
IV.4.1. Généralités	29
IV.4.2. Types de dessaleur	29
IV.4.3. Mécanisme de dessalage électrostatique	30
IV.5. Paramètres de marche	33
IV.5.1. Température	33
IV.5.2. Taux d'injection d'eau de lavage	34
IV.5.3. La pression de service	35
IV.5.4. Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange	35
IV.6. Les influences	36
IV.6.1. Influence du champ électrique	36
IV.6.2. Influence des désémulsifiants	36
IV.6.3. Influence du niveau interface	38
IV.6.4. Temps de séjour	38

Partie technologique

Chapitre V : technologie de dessalage

V.1. Description des éléments de dessaleur	40
V.1.1. Tuyauteries intérieures	40
V.1.2. Tuyauterie de sortie de brut dessalé	40
V.1.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau	40
V.1.4. Tuyauterie de vapeur	40
V.1.5. Electrodes	41
V.1.6. Ensemble transformateur-réactance	41
V.1.7. Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension	41
V.2. la technique de dessalage	42
V.2.1. Désignation du schema	44
V.2.2. Explication du schéma	44
V.3. description de la section de dessalage	45

V.3.1. Opération de lavage de boue pour le dessaleur	46
V.3.2. Conditions de conception	46
V.4. Description du procédé de dessalage	46
V.4.1. Train de séparation huile	46
V.4.2. Section de compression	48
V.4.3. Stockage de pétrole brut et expédition	49
V.4.4. Système de produit hors spécification	49
V.4.5. Taux de production, d'injection et huile exportée	50
V.5. Sécurité de l'unité	51
V.5.1. Principes généraux	51
V.5.2. Lutte contre l'incendie	51
V.5.3. Equipement de l'unité	52
V.6. Exemple de calcul d'un dessaleur	52
V.6.1. Calcul de la quantité de brut dessalé	53
V.6.2. Calcul de la vitesse de décantation	53
V.6.3. Calcul du coefficient de résistance	53
V.6.4. Calculer les caractéristiques électriques de dessaleur	55
V.6.5. Calcul du temps de décantation	56
V.6.6. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage	57
V.6.7. Calcul de la teneur en sel optimale	57
V.6.8. Calcul de l'efficacité du dessaleur	57
Conclusion Générale	58
Références bibliographiques	



Remerciements

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

Nous tenons à présenter nos remerciements à notre promoteur, mademoiselle LAMY Nassyma qui nous a suivi et dirigé tout au long de la réalisation de ce travail, et qui a été d'une aide très précieuse sur le plan scientifique et moral.

Nous voudrions aussi remercier tous nos enseignants du département de génie des procédés chimiques et raffinage.

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.

AL ALIYI

MUSNAA

ARIBI



DEDICACES

J'ai le grand honneur de dédier ce
travail à :

Ma très chère mère

Mon très cher père

Mes très chers frères et sœurs : Fatah,

Fatima, Ali, Islam, Rania

Toute ma famille, saci, zineb masoud,

yasmina, amal, dina.

A tous mes camarades des groupes

A tous mes amis surtout Omar, Hamouda,

Omer, Mohamed, Halim, A arahim , Wahab,

Mohsen, Nabil, BILAL, youness, Faicel,

Ahlam, Rabab, Aicha,...

A tous les enseignants et toutes les

enseignantes de Raffinage

Et génie des procédés.

ARIBI MOURAD



DEDICACES



Je dédie ce modeste travail :

- À mon père.
- À l'être le plus cher de ma vie, ma mère.
- À mon frère et mes sœurs: Wayle, Manale, Rime
- À toute ma famille qui a résisté à la souffrance d'être loin d'eux.
- À tous mes amis et surtout, Al Shik Ammar, Albahr, Awadh, Saif, Omer, Aribi, Anis .
- À tous ceux qui ont semés le bonheur dans mon chemin.
- À tous les enseignants de génie de procédés et particulièrement

notre encadreur : M^{elle}. Lamy Nassyma.

- À mon cher pays « Le Yémen ».

Et mon deuxième pays « L'Algérie ».



Abdelqader Fuad Ahmed Musna

musnaa@yahoo.com





DEDICACES



Je dédie ce modeste travail :

- À mon père.
- À l'être le plus cher de ma vie, ma mère.
- À mes frères: *Amad*, *Saleh*, *Mohammed*, *Ali*, *Waleed*
- À toute ma famille qui a résisté à la souffrance d'être loin d'eux.
- À tous mes amis et surtout, *Al Shik Ammar*, *Albahr*, *Awadh*, *Saif*, *Abduqader*, *Alakeel*, *Abdeldjbar*, *Feras*.
- À tous ceux qui ont semés le bonheur dans mon chemin.
- À tous les enseignants de génie de procédés et particulièrement

notre encadreur : M^{elle}. *Lamy Nassyma*.

- À mon cher pays « Le Yémen ».

Et mon deuxième pays « L'Algérie ».

ALALIYI OmerAhmed Saleh

Om_er1@yahoo.com



ملخص:

يحتوي البترول الخام عند إستخراجه من الحقول النفطية على نسب متفاوتة من الماء والاملاح. هذه الأخيرة تكون عادة سببا في عدة مشاكل منها انسداد الأنابيب وتآكل أعمدة التقطير وفي إتلاف فعالية العوامل المحفزة في بعض التفاعلات.

في هذا الموضوع قمنا بدراسة الخطوة الأولى من خطوات معالجة البترول الخام وهي عملية نزع واستخلاص تلك الأملاح المتواجدة في البترول الخام. حيث تعتبر هذه العملية ذات أهمية قصوى في مجال الصناعات البترولية.

هناك ثلاث طرق لنزع الاملاح: الطريقة الكهروساكنة, الطريقة الكيمائية, الترشيح. واحدة من بين هؤلاء تم التركيز عليها في الدراسة التي بين أيدينا لأنها الأكثر كفاءة واستعمالا في معالجة البترول في الحقول النفطية وهي الطريقة الكهروساكنة.

كلمات البحث : النفط الخام, الملح, المستحلب, إزالة الملوحة

Abstract:

The desalting crude oil is a key operation in the treatment process because the salt can cause many technical problems such as plugging, corrosion of equipment and lower the activity of catalysts.

In this issue we conducted the study of desalting crude oil and processes used to address problems caused by salt oil.

There are three major desalination processes: electrostatic desalting, desalting chemical and filtration. One method is selected over other according to his ability to remove salts and purification of petroleum. The method that meets this constraint is the electrostatic desalting will be studied in this subject.

Keywords: crude oil, salt, emulsion, desalter...

Résumé :

Le dessalage du pétrole brut est une opération clé dans les procédés du traitement puisque les sels peuvent causer beaucoup de problèmes techniques, tels que le bouchage, la corrosion des équipements et abaisser l'activité des catalyseurs.

Dans ce sujet nous avons effectué l'étude du dessalage du pétrole brut et les procédés utilisés pour remédier aux problèmes causés par les sels pétroliers.

Il existe trois procédés importants de dessalage : dessalage électrostatique, dessalage chimique et la filtration. Un procédé est sélectionné par rapport aux autres selon son pouvoir à éliminer les sels et épuration du pétrole. Le procédé qui répond à cette contrainte est le dessalage électrostatique qui va être étudié dans ce mémoire.

Les mots clés : pétrole brut, sel, émulsion, dessaleur, ...

Liste des tableaux

<u>Tableau</u>	<u>Titre</u>	<u>page</u>
<i>Tableau (I-01):</i>	<i>Classification du pétrole en fonction de la teneur en huile.....</i>	<i>09</i>
<i>Tableau (III-01):</i>	<i>Les opérations et les paramètres qui les régissent.....</i>	<i>23</i>
<i>Tableau (V-01):</i>	<i>les taux de production, d'injections de design et nominaux.....</i>	<i>50</i>
<i>Tableau (V-02) :</i>	<i>spécification des huiles exportée</i>	<i>50</i>
<i>Tableau (V-03):</i>	<i>Régime d'écoulement dans le dessaleur.....</i>	<i>54</i>

Liste des figures

<u>Figure</u>	<u>Titre</u>	<u>Page</u>
<i>Figure(III-01)</i>	<i>: Emulsion (Eau / Brut).....</i>	<i>17</i>
<i>Figure(III-02)</i>	<i>: Wash-Tank.....</i>	<i>19</i>
<i>Figure(IV-01)</i>	<i>: L'unité de dessalage.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure(IV-02)</i>	<i>: Principe de fonctionnement d'un Dessaleur électrostatique.....</i>	<i>30</i>
<i>Figure(IV-03)</i>	<i>: influence de champ électrique entre les gouttelettes d'eau.....</i>	<i>31</i>
<i>Figure(IV-04)</i>	<i>: Variation de la viscosité de brut en fonction de la température.....</i>	<i>33</i>
<i>Figure(IV-05)</i>	<i>: Variation de la densité de brut En fonction de la température.....</i>	<i>33</i>
<i>Figure(IV-06)</i>	<i>: Variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.....</i>	<i>33</i>
<i>Figure(IV-07)</i>	<i>: Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.....</i>	<i>34</i>
<i>Figure(IV-08)</i>	<i>: La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de ΔP.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure (V-01)</i>	<i>: Schéma représente la technique de dessalage</i>	<i>43</i>
<i>Figure (V-02)</i>	<i>: Schéma représente d'installation de production HP.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure(V-03)</i>	<i>: bilan de matière.....</i>	<i>52</i>
<i>Figure(V-04)</i>	<i>: électrodes et l'interface.....</i>	<i>55</i>

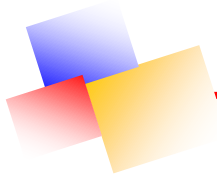
Symboles et Annotation

Symbole	désignation	unité
E	Efficacité de dessaleur	/
ϑ_c	Viscosité cinématique du brut	mg/l
μ	Viscosité dynamique du brut	mg/l
D	Distance entre les gouttelettes	m
V_d	Vitesse de décantation	m/s
d_d	Densité de la phase dispersée	/
d_c	Densité de la phase continue	/
D_p	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
G	Accélération de pesanteur	m/s ²
φ	Coefficient de frottement	/
Re	Nombre de Reynolds	/
V_c	Vitesse de coalescence	m/s
T, t	La température	°C
X	Taux d'eau de lavage	/
E_s	Electrode supérieure	/
E_c	Electrode inférieure	/
δ	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	g/cm ³
ε	Coefficient diélectrique	/
A	Coefficient de proportionnalité	/
T_s	Temps de séjour	Sec
V	Volume de capacité	m ³
T_d	Temps de décantation	Sec
L_1	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	M
S_w	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 d'eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l
E_c	Champ critique	V/cm
E_1	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	V/cm
E	Champ électrique entre les électrodes	V/cm
F	Force d'attraction entre les gouttelettes	N
ΔP	Perte de charge	/
U	Tension du courant en volts	Volt
L	Distance entre les électrodes	M
A	Rayon de gouttelette	M
E_1	Champ primaire	V/cm
E_0	Tension entre les électrodes	Volt
H	Distance entre l'interface et l'électrode	M
SP_s	Teneur en sel du brut dessalé	/
R	Rayon du cercle de révolution	M
N	Vitesse de révolution	Tr/min
SP_e	Teneur en sel du brut à dessaler	/

Symbole	désignation	unité
Y	Teneur en eau du brut à dessaler	/
Q _b	Quantité du brut à dessaler	m ³ /h
Q _w	Quantité d'eau de lavage	m ³ /h
Q _d	Quantité du brut dessalé	m ³ /h
Q' _w	Quantité d'eau de purge	m ³ /h
Q _{wext}	Quantité d'eau dans le brut dessalé	m ³ /h
V _t	Volume totale de dessaleur	m ³
Q	Débit de la charge	m ³ /h
A	Teneur en sel théorique du brut dessalé	g/m ³
ppm	Partie par million	/
P	Pression de service	Bar

Abréviations

A.P.I	American Petroleum Institute
XIXe	Le vingt-et- unième siècle
ρ_{15}^{15}	La densité à T= 15°C
NO	Indice d'octane
IC	Indice de cétane
BSW	Eau en suspension et sédiment (bottom sediment and water)
PF	Point de finale
YWO	Tension interfaciale eau-huile
YSW	Tension interfaciale eau-solide
YSO	Tension interfaciale solide-huile
STA	Substance tensio-actif
BP	Installation basse pression
HP	Installation haute pression
TEG	Tri-Éthylène Glycol
CSF	Central Storage Facilities
NPSH	Net Positive Suction Head
TVR	Tension de Vapeur Reid



Introduction générale

Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité. Employé autre fois comme mortier, comme agent d'étanchéité ou encore pour ses propriétés lubrifiantes ou médicinales, le pétrole n'est devenu un grand produit industriel seulement qu'au milieu du XIXe siècle. [1]

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, appelé pétrole brut, en produit énergétiques, tels que carburant et combustibles, et en produits non énergétiques, tels que matières premières pétrochimiques, lubrifiants, paraffines et bitumes.

Les produits sont ensuite acheminés vers le consommateur final, soit directement, soit à travers un réseau de distribution comprenant notamment des dépôts et des stations-service.

La transformation des pétroles bruts s'effectue dans les raffineries, usines à feux continus et très automatisés, qui sont plus ou moins complexes selon la gamme des produits fabriqués et selon se traduit par le nombre d'unités de fabrication. Ces unités utilisent de procédés physiques ou chimiques que l'on peut classer en trois catégories :

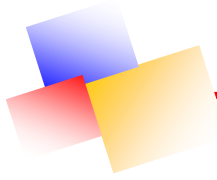
Les procédés de séparation, les procédés de conversion et les procédés d'épuration.

Ainsi, le processus continu d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillations en produits blancs (distillats légers et moyens) et en produits noir (résidus lourds).

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par 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 avant leurs unités, la teneur en sel à 5mg/l maximum (40ppm) 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 et cela nécessite l'installation de toute une unité de dessalage qui utilise des dessaleurs électrostatiques qui sous l'influence d'un voltage important (20000volts) permettent de briser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau de celle de l'huile, ensuite ces 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. [2]

Pour cela, notre objectif de travail est concentré sur l'étude théorique des différents procédés de dessalage du pétrole, ce mémoire est structuré de façon à atteindre l'objectif fixé.

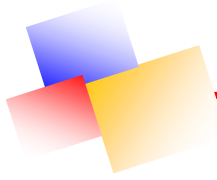
Après une introduction générale dans le premier chapitre est réservé aux généralités sur pétrole brut et ces propriétés.

Le deuxième chapitre porte l'étude théorique sur les émulsions (huile/eau) qui cause des problèmes pour les précédés de dessalage.

Nous intéresserons dans le troisième chapitre aux différents Méthodes et types de dessalage en précisant le procédé électrostatique.

Ensuite dans le quatrième chapitre nous exposerons la description de l'unité industrielle ainsi que le procédé de dessalage du brut.

Enfin nous terminerons notre travail par une conclusion qui synthétisera les points essentiels que nous aurons traités.



I.1. Introduction

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

I.2. Origine du pétrole brut :

Tout comme le charbon, le pétrole brut est un produit naturel qui résulte de la transformation lente de matières organiques. Des résidus végétaux et animaux, recouverts par des sédiments depuis des dizaines de millions d'années et soumis à des pressions et températures élevées, sont lentement dégradés à l'abri de l'air. Des substances complexes provenant des tissus vivants ne subsistent que des molécules composées de carbone et d'hydrogène (*hydrocarbures*), dont la taille et les propriétés peuvent être largement variables.

Les atomes de carbone forment une chaîne sur laquelle sont greffés les atomes d'hydrogène. Suivant le nombre d'atomes de carbone, l'existence éventuelle de ramifications ou de cycles dans la chaîne, on obtient un grand nombre de substances différentes, dont les propriétés dépendent de la structure.

I.3. Composition du pétrole brut :

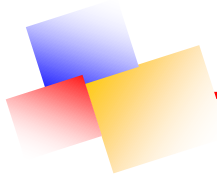
Le pétrole brut est un liquide plus ou moins visqueux, souvent de couleur foncée et d'odeur caractéristique.

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures. Parmi Les composants du pétrole, on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%).

On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole, de chlore, de phosphate, de silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni.....etc.

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

- Les hydrocarbures paraffiniques.



- Les hydrocarbures naphténiques.
- Les hydrocarbures aromatiques.

I.3.1. 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 supérieure ou égale à 50%, on dit que le pétrole est paraffinique, On distingue :

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

I.3.2. Hydrocarbures naphténiques « Cyclanes » :

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale « C_nH_{2n} », ils sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bicyclique, polycycliques, si la teneur de ces hydrocarbures est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphténiq. [3]

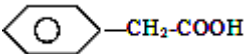
I.3.3. Hydrocarbures aromatiques :

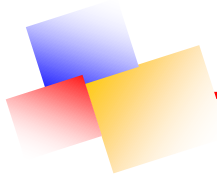
Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale « C_nH_{2n-6} », ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de (benzène, toluène, xylène) et leurs dérivés, Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique.

I.3.4. Hydrocarbures insaturés (oléfines) :

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

I.3.5. Composés oxygénés :

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et des acides naphténiques  , R-COOH. Leur teneur dans le pétrole est faible (1 - 2%).



I.3.6. Composés azotés :

Ce sont des composés hétérocycliques contenant l'élément d'azote, leur teneur dans le pétrole est d'environ 2,5%.

I.3.7. 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, leur teneur varie entre (10 et 20%).

I.3.8. Substances minérales :

Le pétrole brut contient de l'eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sels et des impuretés. [3]

I.4. Spécification du pétrole:

I.4.1. La densité:

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

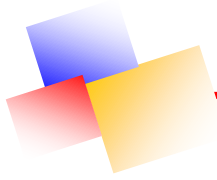
La mesure de la densité fait l'objet des normes : NF T 60- 101 pour les produits courants et T 66-007 pour les produits bitumineux.

La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température t au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4C° permet d'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique.

I.4.2. 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 situe généralement dans un intervalle compris entre : -60°C et $+30^{\circ}\text{C}$.

I.4.3. 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 des échangeurs.

La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphthénique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.

[1]

I.4.4. 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 supérieur à 0.2 bars à 37.8°C a un point d'éclair inférieur à 20°C .

I.4.5. Teneur en soufre:

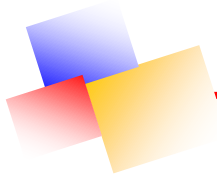
Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension.

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.4.6. Teneur en azote :

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, iso quinoléine, pyridyne) ou neutres (pyrrole, indole, cardazole). 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.4.7. 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 naphthéniques.

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

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

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

I.5. Classification des pétroles bruts :

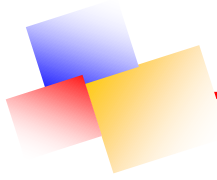
Après la découverte d'un gisement de pétrole, on fait subir des analyses de celui-ci afin de le classer. Cette classification a une grande importance dans la détermination de son schéma de traitement. Pour cela, il existe trois méthodes de classification qui sont :

I.5.1. Classification industrielle :

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

- Pétrole léger avec $\rho_{15}^{15} < 0.828$
- Pétrole moyen avec $0.828 < \rho_{15}^{15} < 0.884$
- Pétrole lourd avec $\rho_{15}^{15} > 0.884$

Les pétroles légers contiennent une quantité relativement importante des fractions claires (essences, kérosènes, gas-oils)



Ils sont paraffinages peu sulfureux, peu gommeux, le NO est faible, l'IC très bon et élevé.

Les pétroles lourds sont aromatiques (asphaltiques) contenant beaucoup de cire. Ils donnent peu de fractions claires (NO élevé, IC bas), une quantité importante de gommes, un rendement élevé en coke ainsi qu'un bitume de bonne qualité. [2]

I.5.2. Classification chimique :

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

On peut distinguer les pétroles suivants :

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

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

I.5.3. Classification technologique :

La méthode est basée sur la connaissance de la :

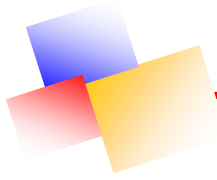
a- la teneur en soufre :

Le pétrole se divise en trois classes :

- Pétrole peu sulfureux si la teneur ne dépasse pas 0.5% (% massique).
- Pétrole sulfureux, si la teneur est comprise entre 0.5-2%
- Pétrole très sulfureux si sa teneur >2%

b- la teneur potentielle en fractions claires PF=350°C :

- Teneur élevée PF = 350°C >45% (pétrole léger)
- Teneur moyenne entre 30 et 45% (pétrole moyen)



- Teneur faible <30% (pétrole lourd)

c - la teneur potentielle en paraffines :

En fonction de la teneur en paraffines et de la possibilité de la fabrication des carburéacteurs et des carburants diesel et des huiles de distillat de base à partir du pétrole brut, avec ou sans déparaffinage, on distingue trois espèces de pétrole :

P₁- pétrole peu paraffinique ≤1.5%

P₂- pétrole paraffinique 1.5-6%

P₃- pétrole très paraffinique >6%

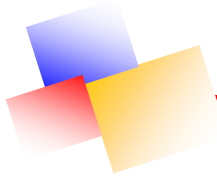
d- la teneur en fraction d'huile de base et leur qualité :

En fonction de la teneur en huile de base et de huile résiduelle on distingue quatre groupes, et en fonction de leurs qualités (indice de viscosité) on distingue deux sous groupes :

Tableau (I-01) : Classification du pétrole en fonction de la teneur en huile. [2]

Groupe	Teneur en huile de base par rapport au pétrole	Teneur en huile de base par rapport au mazout	Sous groupe	Indice de viscosité
M ₁	>25	≥45	I ₁	>85
M ₂	15-25	≥45		
M ₃	15-25	30-45	I ₂	40-85
M ₄	<15	<30		

Dans cette partie nous parlés de différentes propriétés du pétrole brut dans le chapitre suivant nous parlerons des effets indésirables provoqué par la présence des sels dans le brut.



II.1. Introduction

Les sels de pétroles bruts sont généralement contenus dans l'eau résiduelle qui est en suspension dans la phase pétrole.

La composition chimique de ces sels varie mais les sels le plus souvent trouvés sont les chlorures de sodium, de calcium, et de magnésium. Selon les caractéristiques des brutes à dessaler, la température optimale de dessalage se situera dans la gamme 90°-150 °C. [3]

II.2. Origine et formes des sels :

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

Accidentelles :

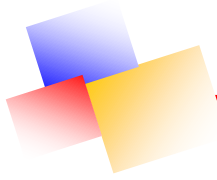
L'eau présente dans le brut peut provenir également :

- 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.

Volontaires :

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

Le sel prédominant dans le brut est le chlorure de sodium (NaCl), accompagné de dichlorure de magnésium(MgCl₂), de dichlorure de calcium (CaCl₂) et de certaines particules



solides (SiO_2) argile, résine, sable et sédiment. ces sels se présentes dans le brut sous deux formes :

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

II.3. Caractéristiques des sels :

Les sels dans le brut sont essentiellement des chloriers dont la répartition est approximativement la suivante, en pourcent poids:

NaCl: 70-80, MgCl_2 : 20-10, CaCl_2 : 10

Ces sels présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés, mais la viscosité de certains brut imposerait une capacité de stockage très importante.

En ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau: les cristaux s'ionisent dans celle-ci puis s'hydratés; l'avantage de ces sels hydratés réside dans leur plus grande solubilité dans l'eau.

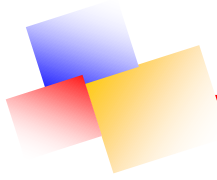
Ceci montre, sans ambiguïté, l'importance de l'addition d'eau lorsqu'on veut dessaler correctement un pétrole brut. [4]

II.4. Problèmes des sels :

Le brut venant des champs pétroliers contient beaucoup d'eau et de sel sous d'une émulsion stable par rapport a un temps de séjour, malgré une séparation primaire dans les séparateurs biphasiques liquides (eau, huile et gaz).

ces sels posent un grand problème (bouchage, corrosion) au niveau des appareils des unités.

L'extraction de ces sels nécessite l'installation de toute une unité de dessalage. L'unité de dessalage la plus importante du point de rendement est celle qu'utilise les dessaleurs électrostatiques, qui sous l'influence d'un voltage compris entre (20000-50000volts), permet de casser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau de celle de l'huile: c'est le phénomène de coalescence. [5]



II.5. Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut :

II.5.1. Influence de l'eau sur le traitement de brut :

Les pétroles bruts sont souvent chargés de gouttelettes d'eau en suspension.

Avec la teneur en eau :

- La viscosité du pétrole augmente, ce qui augmente la consommation de l'énergie des pompes.
- Le prix de revient de son traitement augmente, car l'eau se transforme en vapeur avec environs 1300-1600 fois le volume de liquide. Ce qui provoque une haute pression dans la colonne et on aura le danger d'explosion et donc diminution nécessaire de la capacité.
- Altération de la qualité des produits obtenus, car les vapeurs d'eau avec la vitesse élevée passent à travers les plateaux de la colonne, en entraînant les produits lourds ce qui altère la couleur et la composition fractionnaire de tous les produits, la grande vitesse des vapeurs ne permet pas au liquide de rester sur les plateaux. Ce phénomène s'appelle soufflage des plateaux qui provoquent la perturbation complète du régime de la colonne et les produits obtenus ne répondent pas aux spécifications. [3],[4]

II.5.2. Influence des sels sur le traitement du brut :

Les sels présentent généralement les problèmes suivant au niveau des équipements des unités qui traitent le brut (stabilisation-topping).

Les sels dissous dans l'eau résiduelle présentent les inconvénients suivants :

a. Bouchage par les sels :

Les sels précipitent sur les parois des tubes des échangeurs et des fours en causent :

- Diminution du coefficient de transfert dans les équipements car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur, d'où une augmentation de température de peau ou risque de rupture des tubes.
- Augmentation de pertes de charges qui impliquent une réduction de débit, augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.

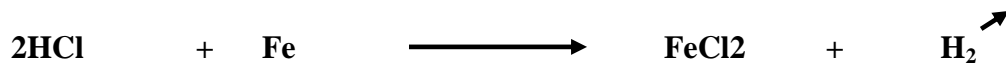
- Changement des paramètres de marches des unités.
- Augmentation de pression d'unité de topping, en présence des sels dans les tubes de condenseurs de vapeurs de tête, donc augmentation du coût d'exploitation des unités.

b. La corrosion des sels :

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



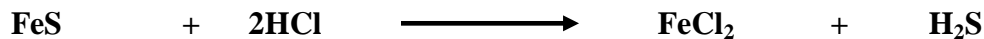
L'acide chlorhydrique (HCl) (en solution aqueuse) attaque le fer (surtout en tête de la colonne de stabilisation de topping et dans le condenseur de tête) suivant la réaction :



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

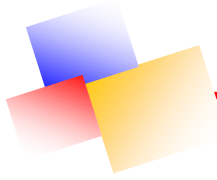


Alors le (HCl) formé précédemment rentre en réaction avec (FeS) qui n'est pas soluble dans l'eau :



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides. [2],[4]

Dans ce chapitre nous avons parlé des sels qui peuvent se présenter dans le pétrole brut, ceci nous permet d'entamer l'étude de différentes méthodes d'élimination des sels en précisant l'étude théorique sur les émulsions en premier lieu dans l'étape suivante.



III.1. Théorie sur les émulsions :

III.1.1. Définition de l'émulsion :

Une émulsion est définie comme un mélange stable de deux liquides non miscibles et qui en fait dans les conditions normales ne se mélangent pas.

Les émulsions sont aussi petites particules dispersées dans une masse de liquide formant ainsi un mélange hétérogène.

On peut distinguer deux types d'émulsion :

- Huile dans eau ou émulsion hydrophile.
- Eau dans huile ou émulsion hydrophobe.

Les émulsions que nous rencontrons dans le dessalage sont de type hydrophobe.

Ces émulsions ont une grande stabilité du fait de la formation d'une couche protectrice, surtout de la gouttelette d'eau, ces couches se composent de paraffines, de gommes de naphthalènes, d'argile et de sable, donc pour se débarrasser des sels piégés dans les gouttelettes d'eau et protéger par ces impuretés, il faut briser l'émulsion stable. [6]

III.1.2. 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 », le milieu continu 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.
- 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 divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau.



Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, de zinc et d'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. [5]

III.1.3. Stabilité d'une émulsion :

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

a. 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.

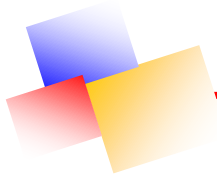
b. Agitation :

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.

c. 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.



d. 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.

e. 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 phase contenue et de sa densité (donc de la température).

Une émulsion décante une certaine partie de son eau avec le temps, l'émulsion restante contenant les bulles d'eau les plus fines, devient de plus en plus stable.

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 :

- La modification ou destruction du film interfacial.
- La modification de la répartition des diamètres des globules d'eau dispersés.
- 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 dernières qui sont des agents de surface ont par ailleurs une influence sur tous les autres facteurs, mais dans des proportions dépendant de leurs compositions et des constituants de l'émulsion eau, huile et film interfacial.

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. [5],[7]

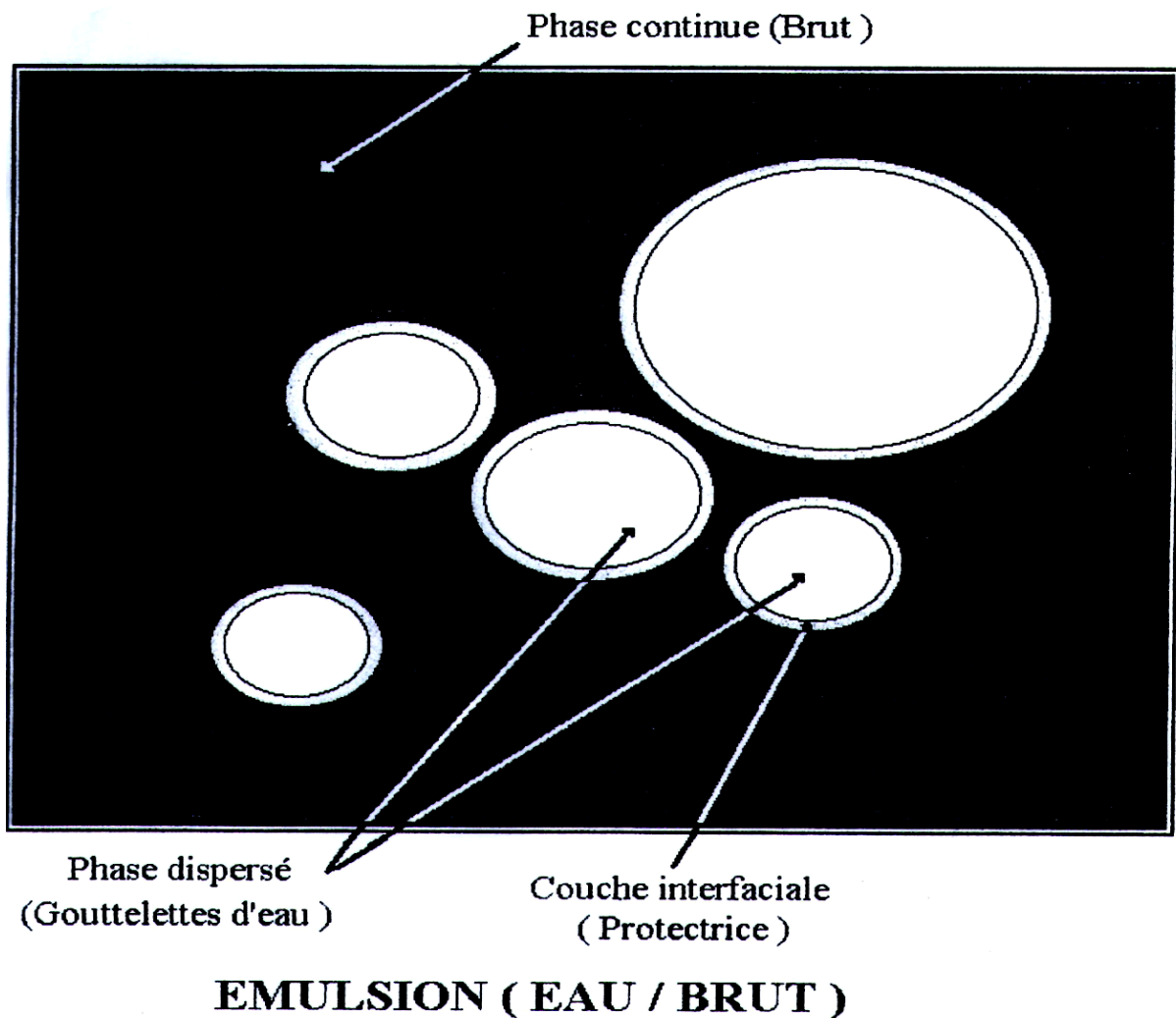


Figure (III-01): émulsion (EAU/ BRUT) .

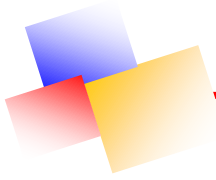
III.2. Procédés de désintégration des émulsions :

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. [8]

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.2.1. Procédé mécanique :

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

a. La décantation :

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, 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. [4]

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 : [9]

$$Vd = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\varrho_c} \dots\dots\dots (III.01)$$

Où :

g : Accélération de la pesanteur (m/s²).

Vd : vitesse de décantation (m/s).

d_d : densité de la phase dispersée (eau) (g/cm³).

d_c : densité de la phase continue (brut) (g/cm³).

ϑ_c : viscosité cinématique du brut.

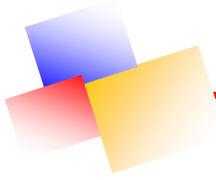
D : diamètre de la gouttelette d'eau (m).

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-Tank :

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 :

Le principe de fonctionnement des Wash-Tank traditionnels ou Les Wash-Tank résultants de la modification d'un bac de stockage 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 diffuseur.
- L'eau sédimentée en partie est évacuée au fond de bac.

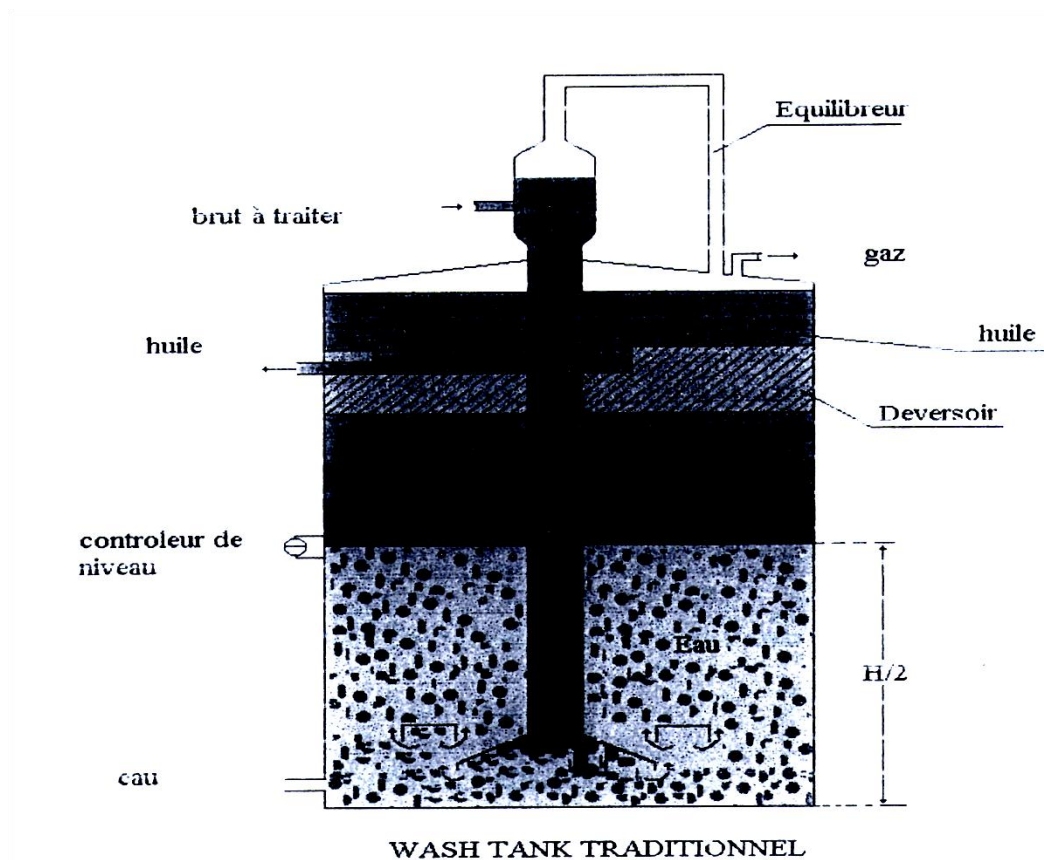
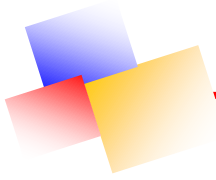


Figure (III-02): Wash-Tank.



L'huile remontée est évacuée par un dispositif de débordement. [10]

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. [11]

b. La centrifugation (l'essorage) :

Ce procédé permet d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet. Il est basé sur le lavage du pétrole avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieurs 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, la centrifugation est basée sur la même loi de Stokes à condition de remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente.

$$F = \frac{m \cdot V^2}{R} \dots\dots\dots (III.02)$$

Où $V = \frac{2\pi Rn}{60}$

Il devient

$$F = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 m \cdot n^2 \cdot R \dots\dots\dots (III.03)$$

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

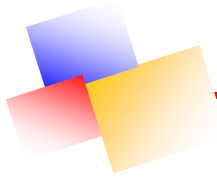
V : vitesse linéaire en (m/s).

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%).

c. 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.2.2. procédé chimique :

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

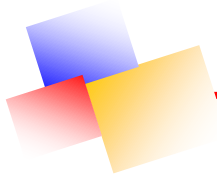
- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique 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 efficace que 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 ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas les propriétés du pétrole ; l'émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de désémulsification chimique dans les raffineries on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires.

III.2.3. Procédé électrique :

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

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

Le 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, entraînant aussi les gouttelettes d'eau salées présentes au départ.

L'eau enlevée contient approximativement de l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique. Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber par gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation. [5], [7], [12]



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

Tableau (III-01) : Les opérations et les paramètres qui les régissent. [7]

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

Dans cette partie nous avons parlé des émulsions qui peuvent se présenter dans le pétrole brut cette étude théorique nous a permis de déterminer les différents paramètres pour le bon fonctionnement du procédé de prétraitement qui seront représentés dans le chapitre suivant.



V.1. Description des éléments de dessaleur :

V.1.1. Tuyauteries intérieures :

L'unité de dessalage est équipée à l'intérieur de plusieurs ensembles de tuyauterie, chacun ayant sa propre fonction dans le procédé de dessalage.

Les ensembles sont décrits ci-dessous :

Tuyauterie d'entrée et de distribution de l'émulsion.

La ligne d'alimentation du brut se raccorde à la tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution qui est constituée par un collecteur monté à la partie inférieure du ballon, longitudinalement entre les deux lignes de tangence. Tout au long de ce collecteur, il y a des dérivations horizontalement sur lesquelles viennent se raccorder des « tés », avec une extrémité ouverte et dirigée vers le haut. Au-dessous, de chaque extrémité, des « tés » il prévu un écran distributeur.

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

V.1.2. Tuyauterie de sortie de brut dessalé :

Un deuxième collecteur horizontal est disposé à la partie supérieure du ballon parallèlement au collecteur d'entrée.

Ce collecteur de sortie n'est pas équipé de « tés » mais dans sa partie supérieure sont percés de larges trous par lesquels s'écoule le brut dessalé, ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut de dessaleur.

V.1.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau :

Cette tuyauterie est constituée par un collecteur fixé à la partie inférieure du réservoir. Tout au long de ce collecteur est fixé des coudes de façon que leur extrémité libre soit dirigée vers le haut. Au-dessous de chaque extrémité libre du coude est fixé un écran horizontal. La fonction de cette tuyauterie est d'évacuer l'eau accumulée au fond du réservoir à la suite de la séparation de l'émulsion brut-eau par le champ électrique.

V.1.4. Tuyauterie de vapeur :

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



V.1.5. Electrodes :

Les électrodes constituant le cœur de l'unité de dessalage, ont été spécialement conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement tout en étant d'une construction simple, d'un montage et d'un entretien facile.

Lorsque l'alimentation électrique est triphasés, les électrodes sont divisées en trois sections différentes, mais disposées sur deux plans horizontaux. Environ deux tiers de la totalité de l'électrode supérieure sont reliés à un transformateur.

Et deux tiers de l'électrode inférieure sont reliés à un deuxième transformateur la partie restante de l'électrode supérieure est reliée à la partie restante de l'électrode inférieure, le tout étant relié à un troisième transformateur.

V.1.6. Ensemble transformateur-réactance :

L'ensemble transformateur-réactance est de type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve.

La réactance montée en série sur le circuit primaire du transformateur a pour fonction de limiter le courant à la valeur nominale dans les conditions de court-circuit. Les connexions basse-tension sont effectuées dans une boîte antidéflagrante montée sur la cuve de l'ensemble transformateur réactance.

Dans la cuve sont aussi prévus un transformateur de tension et un transformateur d'intensité : la première alimente un voltamètre et une lampe de signalisation, le deuxième alimente un ampèremètre. Ces instruments sont montés sur un tableau électrique faisant partie de l'unité de dessalage.

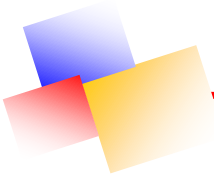
La prise haute tension du transformateur est ramenée à la sortie de la cuve dans la poche haute tension grâce à une douille électrique spéciale.

V.1.7. Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension :

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

Cette ensemble est constituée par :

- la tubulaire et bride de raccordement de la sortie HT du transformateur.



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

L'ensemble d'alimentation électrique est rempli d'huile isolante. L'indicateur de niveau prévu sur la poche isolante, l'indicateur de niveau d'huile. [11]

V.2. la technique de dessalage : on a le schéma suivant :

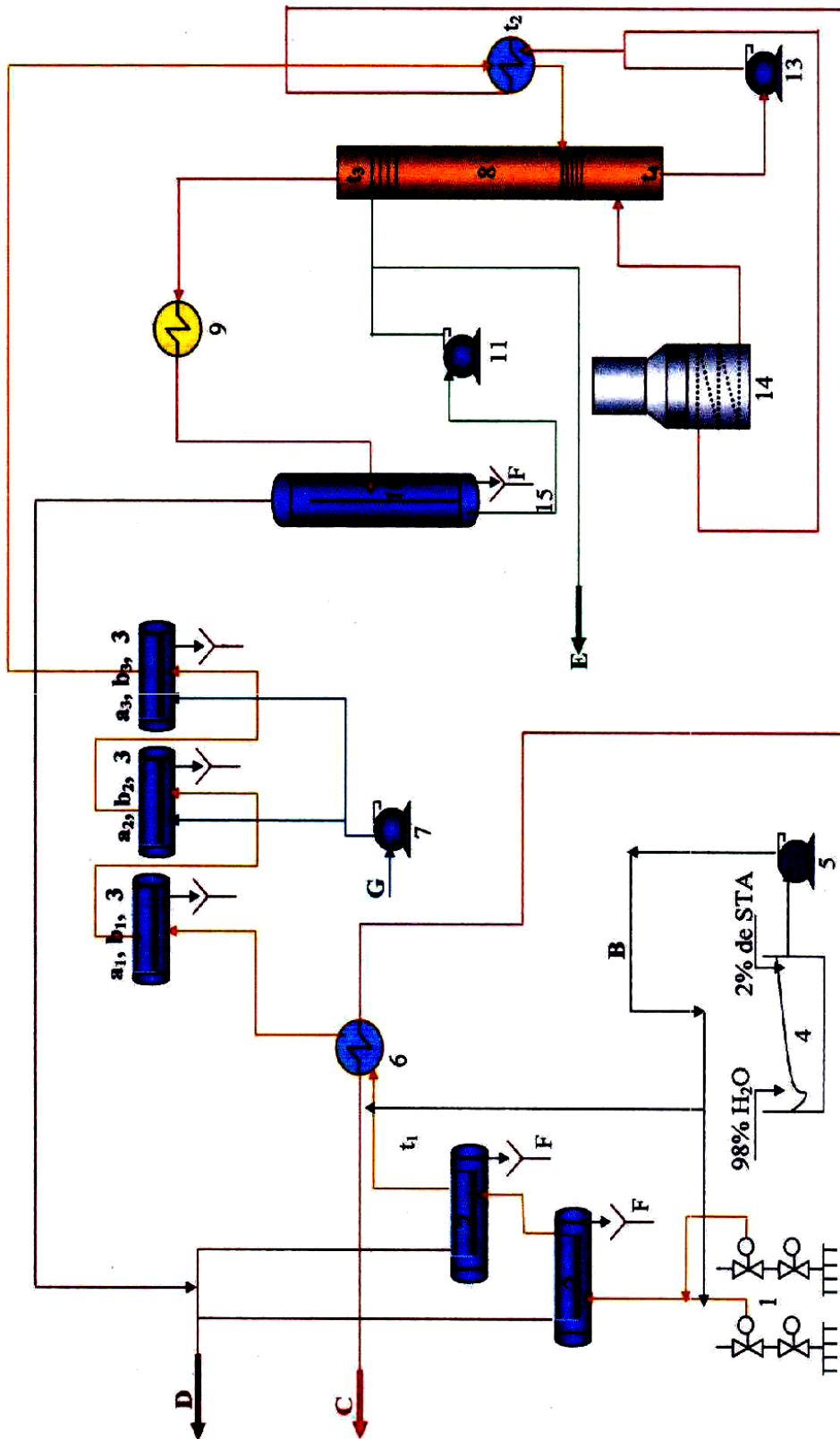
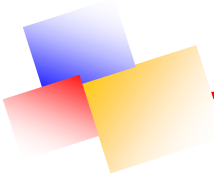


Figure (V-01) : Schéma représente la technique de dessalage .



V.2.1. Désignation du schéma

A : pétrole brut non stabilisé, non dessalé et non déshydraté.

B : désemulsifiants ou STA.

C : pétrole brut stabilisé, dessalé et déshydraté.

1 : puits de pétrole.

2 : séparateur de gaz ou stabilisateur.

3 : dessaleur électrique.

4 : bac d'émulsifiant.

5 : pompe doseuse de STA.

6 : réchauffeur (échangeur de chaleur).

7 : pompe doseuse d'eau fraîche.

8 : colonne de stabilisation.

9 : condenseur de tête de colonne.

10 : ballon séparateur.

11 : pompe de reflux froid.

12 : préchauffeur.

13 : pompe de produit du fond de la colonne

D : gaz vers unité pétrochimique ou vers torches.

E : essence légère.

F : eau vers égouts

G : eau fraîche

14 : four tubulaire ou rebouilleur.

15 : égouts.

t_1 : comprise entre 40-150°C.

t_2 : comprise entre 180-200°C.

t_3 : comprise entre 65-95°C.

t_4 : comprise entre 230-280°C.

a_1 : Inférieure à 50% d'H₂O.

a_2 : inférieure à 20% d'H₂O.

a_3 : comprise entre 0,05-0,1 % d'H₂O.

b_1 : 200 à 300 mg/l (sels).

b_2 : 100 à 200 mg/l (sels).

b_3 : 10 à 40mg/l (sels).

V.2.2. Explication du schéma :

Le pétrole brut extrait du sol contient autre que les gaz, des sels, de l'eau, des impuretés et de l'argile ...etc. Ces composés sont nuisibles pendant le traitement ce qui exige leur élimination. Avant d'envoyer ce pétrole vers les séparateurs de gaz, il est mélangé avec une solution STA (substance tensio-actif) qui tient à détruire l'émulsion.

Le mode de séparation au niveau de ses stabilisateurs se fait par détente échelonnée. Les gaz sortants seront envoyés vers les unités pétrochimiques ou vers les torches, la phase liquide pénètre dans l'échangeur 6 où elle sera chauffée puis introduire dans les trois dessaleurs électriques.

A la sortie de troisième dessaleur, le pétrole contient de 0,05 à 0,1 % d'eau et de 10 à 40 mg/l de sel, ensuite il est envoyé vers la zone de flash de la colonne de stabilisation 8 pour éliminer les fractions trop volatiles.



Le four 14 sert à réchauffer le fond de cette colonne, les gaz légers sortant au sommet et seront condensés dans le ballon 10, par contre l'eau séparée sera envoyée vers les égouts, les gaz rejoignent les gaz recueillis préalablement au niveau des séparateurs 2 pour alimenter les unités pétrochimiques ou torchés.

Du fond de la colonne 8 est extrait le pétrole brut stabilisé, déshydraté et envoyé vers les raffineries pour un traitement ultérieur. [7],[13]

V.3. Description de la section de dessalage :

La section comporte deux étage de dessalage grâce aux dessaleurs/ coalesceurs électrostatique suivi de la stabilisation chaude dans une colonne de strippage. Il y a 3 trains de séparations d'huile, de dessalage et de stabilisation.

L'huile de deuxième séparateur, est envoyée grâce à une pompe de charge vers le dessaleur/coalesceur premier étage afin de réduire l'eau et la salinité dans le brut.

Un système de lavage de boue existe pour chaque étage du dessaleur/coalesceur. Ce système doit être employé pour disperser la boue accumulée au fond du dessaleur/coalesceur et pour extraire la saumure du dessaleur. L'opération de lavage de boue sera faite fréquemment selon la recommandation du fournisseur du dessaleur.

Un équipement d'injection de dés émulsifiants permanent est fourni en amont de la vanne de mélange du dessaleur/coalesceur premier étage et sera en service quand la performance du dessaleur diminue due à une forte émulsion huile/eau.

L'eau de dilution de la salinité relativement basse de Mio-Pliocene, est injectée en amont du dessaleur/coalesceur deuxième étage. L'eau de dilution est chauffée à contre courant dans un échangeur calandre/faisceaux à contre courant de l'huile sortant du dessaleur deuxième étage pour améliorer la séparation huile/eau et pour réduire la tendance à l'émulsion du mélange.

L'eau séparée dans le deuxième dessaleur est réutilisée dans le dessaleur premier étage après mélange avec l'huile provenant du séparateur deuxième étage en aval de la pompe de charge. La saumure du dessaleur est envoyée au traitement de production d'eau à travers les cyclones et les hydrocyclones du désableur. [2]



V.3.1. Opération de lavage de boue pour le dessaleur:

Le système de lavage de boue inclut trois sections de collecteur de lavage et de cuvette de boue pour faciliter le déplacement du sable ou l'accumulation de solide venant du fond de la capacité.

Le collecteur de lavage de boue est équipé de buses à jet. Les buses à jet sont situées sous l'interface de l'eau et autour du périmètre intérieur de la capacité. Des becs sont orientés sur la cuvette de boue. Une boue et/ou cambouis accumulé au fond de la capacité seront fluidisés à l'aide du jet d'eau et recueillis dans la cuvette de boue.

L'opération de lavage de boue sera programmé pendant environ 30 minutes sur une base hebdomadaire, mais dépend des caractéristiques du pétrole brut. La fréquence de lavage de boue doit être ajustée, augmentée ou diminuée, basée sur la quantité de l'eau effluente et de l'accumulation de boue qu'on peut vérifier par les robinets d'essai.

V.3.2. Condition de conception :

1. Propriétés d'huile :

- Taux de pétrole 481,200 kg /hr
- Pesanteur du pétrole 54 API
- Admission BSW 10% vol
- Salinité produite de l'eau 352,925 ppm
- Viscosité d'huile 1.8cp @ 80°C

2. L'eau de dilution :

- Taux maximum 4,227BPD Mio-Pliocene
- Source eau douce /eau acide réduite
- Teneur en sel (ppm) 3-40 ppm, NaCl
- Contenu de pétrole (ppm) 0-40 ppm
- PH 5-8
- Température (°C) 35-40
- Pression (kg /cm²G) 2-4

3. Conditions d'exploitation :

- Température d'exploitation 80°C
- Pression d'exploitation 18 bars
- Recyclage interne requis maximum 31,7m³/hr



4. Conditions chimiques :

- Type Démulsifiant
- Taux d'injection 10 ppm

La tension est fournie aux électrodes par un transformateur monophasique primaire de 400 volts et secondaire de 25 KV. La tension secondaire est rectifiée par un rectificateur à demi-ondes en des séries de demi-ondes positives et négatives.

Les tensions positives et négatives passent par le mur du récipient de dessaleur par une paire de douilles d'entrée de haute tension. Les électrodes sont connectées sur toute la longueur du récipient. [12]

V.4. Description du procédé de dessalage :

V.4.1. Train de séparation huile :

Le système de traitement huile consiste en une installation basse pression BP incluant, un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher) BP, suivi de trois trains de séparation, de dessalement et de stabilisation.

Les installations de traitements haute pression HP, comprennent un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher) HP, et un séparateur. Les installations de production BP comprennent un seul slug catcher, suivi par trois trains de séparation, dessalement et stabilisation ainsi que trois bacs de stockage.

❖ *Dessaleurs*

Les dessaleurs comprennent deux coalesceurs électrostatiques en série. L'eau de dilution Mio-Pliocene est injectée dans le dessaleur du deuxième étage et passe à travers des vannes mélangeuses.

L'huile ainsi mélangée est envoyée vers le dessaleur du deuxième étage afin de diluer le sel contenu dans la phase eau. Cette eau est ensuite séparée par l'action d'un champ électrostatique et est pompée vers le dessaleur du premier étage, où elle agit comme lavage préliminaire et dilue le sel contenu dans l'eau de production selon le schéma suivant:

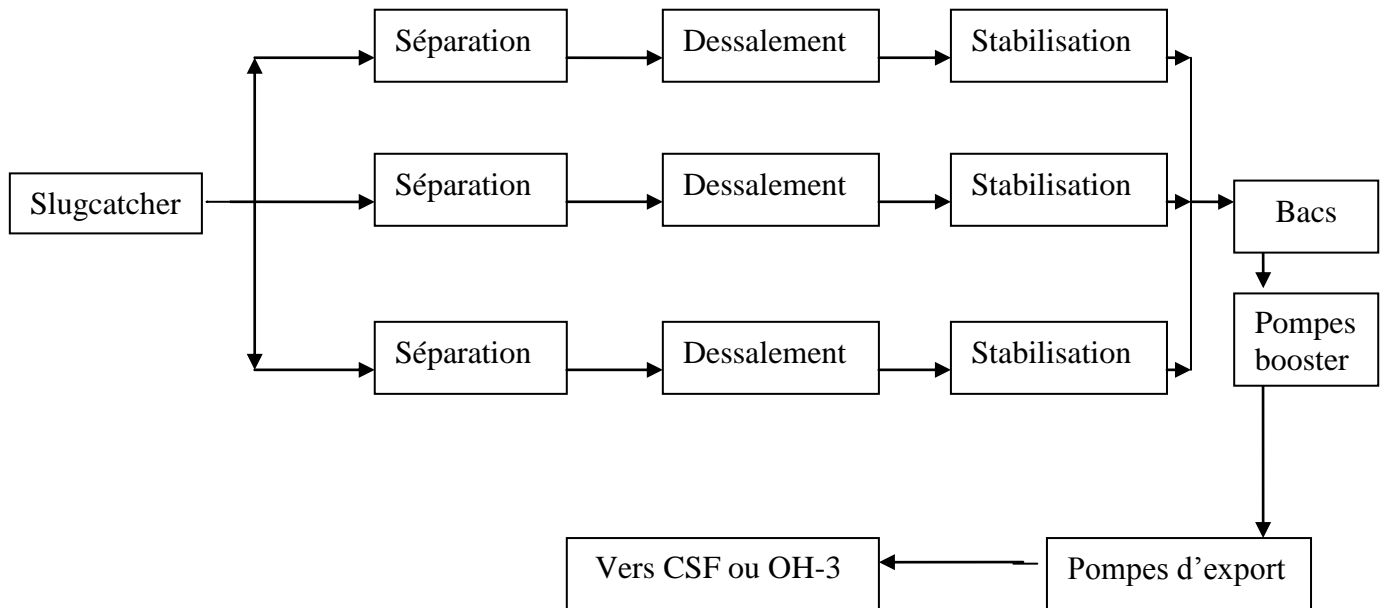
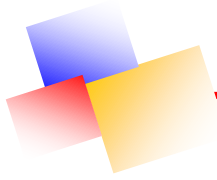


Figure (V-02) : Schéma représente d'installation de production HP

Pour une opération efficace du dessaleur, les équipements suivants sont prévus :

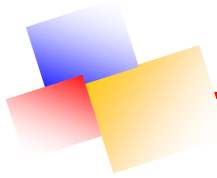
- Vannes mélangeuses.
- Points d'injection de produit désémulsifiant sur les lignes d'arrivée du Slugcatcher, du séparateur deuxième étage et du dessaleur premier étage.
- Un système de lavage des boues.

V.4.2. Section compression :

Les installations de traitement de gaz comprend deux trains (un en opération, l'autre en secours) de compresseurs de tête de colonne de stabilisation. Ils sont suivis par quatre trains (deux en opération, un en secours, un future) de recompresseurs.

Ceux alimentent un seul système de déshydratation qui utilise du Tri-Ethylene Glycol (TEG) pour déshydrater le gaz de système, le gaz est comprimé dans trois trains (un en opération, un en secours, un future) appelés Compresseurs Boosters et Compresseurs de Gaz Lift.

Le dernier étage de compression permettant d'atteindre la pression de re-injection est assuré par deux trains (un en opération, un en secours) de compresseurs injection gaz.



V.4.3. Stockage de pétrole brut et expédition :

Le groupe de pompes d'expédition de pétrole brut comprend trois pompes Booster, 300-PA-22-01A/B/C, et trois pompes d'expédition, 300PA-22-A/B/C.

le pétrole brut est envoyé vers les centres de stockage CSF (bacs atmosphériques) ou vers une ligne principale d'expédition qui est à 24 Km de CPF via la ligne de brut de 24 pouces. Des débitmètres indépendants ainsi que des lignes de retour équipent les lignes de refoulement de chaque pompe Booster et exportation sur chacune de ces pompes la ligne de retour revient vers la ligne d'aspiration.

Le débit minimum de recycle est refroidi dans le réfrigérant 300-HC-201, pour éliminer la chaleur accumulée durant l'opération de recyclage. Une gare d'expédition (01-VM-22-01) et une gare de réception (CFS-VM-22-02) équipe la ligne d'expédition de 24 pouces.

Il y a deux modes opérationnels pour l'expédition :

- stockage CSF : deux pompes Booster en service.
- entre ligne principale d'expédition en service. Dans ce mode opératoire, les pompes d'expédition seront opérées avec les pompes Booster pour avoir un NPSH (hauteur d'aspiration) suffisant. **[10]**

V.4.4. Système de produit hors spécifications :

Un système de produit hors spécifications est inclus dans les installations de traitement CPF. Ces installations comprennent un ballon de reprise (boot drum), un bac de stockage de produit hors spécifications et des pompes de reprise. Lors des phases de démarrage de l'installation, des liaisons avec le système de produit hors spécifications équipent chaque train de traitement en aval des dessaleurs/coalesceurs du deuxième étage ainsi que la ligne située en aval du réfrigérant d'huile produite. Ces lignes servent au démarrage et en cas de détournement de produit hors spécifications.



V.4.5. Taux de production et d'injection :

Le tableau contient les taux de production, d'injections de design et nominaux.

Tableau (V-01) : taux de production, d'injections de design et nominaux.

Taux des fluides	Valeurs Nominales	Valeurs de désigne
Plateau taux huile(Sm ³ /d) (BOPD)	36566 230000	40225 253000
Production gaz à l'exception du gaz lift (10 ⁶ Sm ³ /d)	6,027	6,630
Production eau (m ³ /d) (BWPD)	20774 130475	22818 143524
Besoin en gaz lift (10 ⁶ Sm ³ /d)	4,022	4,424
Injection du gaz (10 ⁶ Sm ³ /d)	5,018	5,520
Eau d'injection (m ³ /d) (BWPD)	54794 344644	60273 379108
Source eau production (m ³ /d) (BWPD)	42851 269525	47136 296478

❖ **Huile exportée**

L'huile produite sera conforme aux spécifications suivantes :

Tableau (V-02) : spécifications des huiles exportée .

Spécification	Valeur
(TVR) maximum	0.69 bar (10 psi)
BS&W maximum	0.5% volume
Salinité maximum	40 ppmw équivalent NaCl
Soufre maximum	0.20% poids
Température de stockage maximum	55°C



lors des températures élevées en été, la température de calcul de l'air pour les aérorefrigérants est de 55°C. Il ne sera pas possible de refroidir l'huile alimentant le stockage à cette température de 55°C. Il sera au convenu que la température moyenne du stockage d'huile dans le réservoir sera au maximum de 55°C, compte tenu du mélange avec une huile déjà refroidie en particulier lors des basses température ambiantes durant la nuits. [5]

V.5. Sécurité de l'unité :

V.5.1. Principes généraux :

La sécurité repose sur la connaissance de certains principes qui sont décrits ci-après :

- Connaître les risques, repose à l'industrie du pétrole, à l'usine, à l'unité dans laquelle on opère.
- Connaître les moyens de prévention et de lutte contre les incendies.
- Eviter les risques dans la mesure du possible (risque de feu, de chute d'outil,...).
- Signaler, avertir (barrière de protection, panneaux d'interdiction, affichage de consignes générales ou particulières), lorsqu'il y a risque.
- Porter des vêtements de travail ajustés, propres, protégeant entre les bras et les jambes.
- Utiliser les équipements de protection (casques, gants, lunettes, masques, chaussures de sécurité,.....etc.).

V.5.2. Lutte contre l'incendie :

En cas d'incendie, les extincteurs du type soude et acide ou à mousse ne doivent pas être utilisés sur les feux autour du matériel électrique, car la solution aqueuse est conductrice d'électricité et peut aggraver les difficultés ou entraîner l'électrocution du personnel.

Les extincteurs à gaz carbonique ou à poudre sèche peuvent être utilisés sans danger sur les feux des installations électriques, les extincteurs à tétrachlorure de carbone libèrent des vapeurs nocives et ne doivent pas être utilisés dans un endroit clos sans que les précautions soient prises pour éviter la respiration de ce gaz.

Les extincteurs du type à gaz carbonique, à poudre sèche ou à mousse, peuvent être utilisés sur les incendies d'hydrocarbures, de même que les lances à eau pulvérisée montées à l'extrémité des manches à eau.



V.5.3. Equipement de l'unité:

Les moyens de lutte sont divers, il y a les moyens de première urgence constitués par des équipements portables. Les extincteurs transportables ou roulables, les couvertures anti-feu, les masques....etc.

Ces équipements doivent être dans des endroits bien repérables.

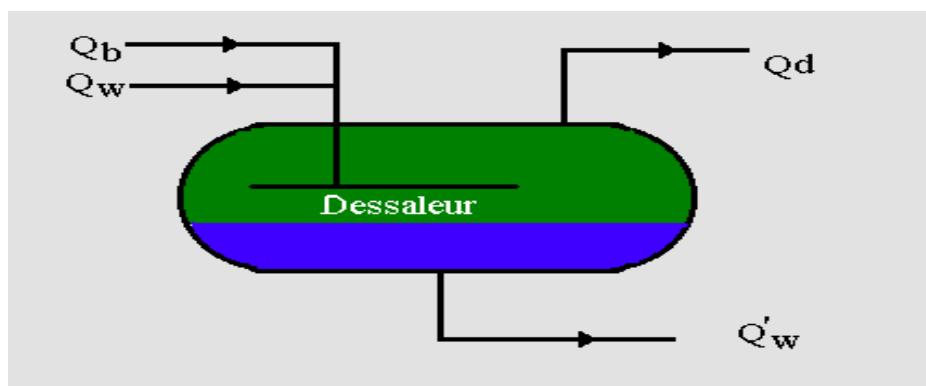
Des équipements fixes sont aussi prévus dans l'unité :

- Les canons à eau.
- Les lances à eau.
- Les générateurs de mousse.
- La protection de la salle de contrôle et de la sous station électrique est assurée par des installations fixes à émission de CO₂ saturant les deux locaux.
- Générateurs de mousse à faible canon ou à haut foisonnement dispersés dans toute l'unité.[11]

V.6. Exemple de calcul d'un dessaleur

❖ Bilan matière :

Le bilan matière de l'unité de dessalage est : [7],[12]



Figure(VI-01) : bilan de matière.

Q_b = Quantité de brut à dessaler m³/h.

Q_w = Quantité d'eau de lavage m³/h.

Q_d = Quantité de brut dessalé m³/h.

Q'_w = Quantité d'eau de purge m³/h.



Qwext = Quantité d'eau dans le brut dessalé m³/h.

Q_T = Q_b + Q_w

Q_b + Q_w = Q_d + Q'_w (V.01)

V.6.1. Calcul de la quantité de brut dessalé :

La quantité d'eau contenue dans le brut dessalé est inférieure à 0,1%.

Qwext = Qb x 0.001(V.02)

La quantité de brut net (sans eau) = Qb - Qwext

V.6.2. Calcul de la vitesse de décantation : [4],[7]

D'après la Formule de STOKES :

$$V_d = \left[\frac{4(d_{H_2O} - d_{brut}) D_p \cdot g}{3 \cdot d_{brut} \cdot \varphi} \right]^{0.5}$$
(V.03)

Où :

d_{H2O} : densité de la phase dispersée (eau) (Kg/m³)

d_{Brut} : densité de la phase continue (brut) (Kg/m³)

g : Accélération de la pesanteur (m/s²)

V_d : Vitesse de décantation (m/s).

D_p : Diamètre de la particule d'eau (m).

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

V.6.3. Calcul du coefficient de résistance (φ) :

Le calcul du coefficient de résistance nécessite la détermination du régime d'écoulement.

Le régime d'écoulement est déterminé par le calcul du nombre de Reynolds qui est donné par la relation suivante :

$$Re = \frac{V_d \cdot D_p}{\mu_B}$$
 (VI.04)



Où :

Re : nombre de Reynolds

μ_B : Viscosité dynamique du brut (cst).

V_d : Vitesse de décantation (m/s).

D_p : Diamètre de la particule d'eau (m).

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur soit laminaire, on détermine le coefficient de résistance $\phi = f(Re)$ ensuite, on vérifie si le régime supposé est correct.

Tableau (V.03) : Régime d'écoulement dans le dessaleur. [5]

Régime d'écoulement	Re	Φ
Laminaire	$Re \leq 0.2$	$24/Re$
Transitoire	$0.2 < Re < 500$	$18.5/Re^{0.6}$
Turbulent	$Re \geq 500$	$44/Re$

Puisqu'on a supposé que le régime d'écoulement est laminaire donc $\phi = 24/Re$

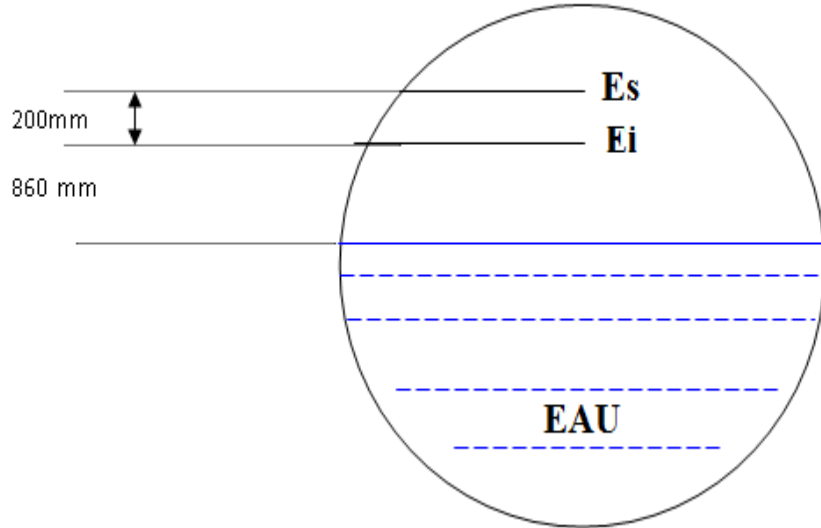
La relation de STOKES (VI.03) devient :

$$V_d = \left[\frac{g D_p^2 (d_{H2O} - d_{brut})}{18 \cdot \mu_B d_{brut}} \right] \dots\dots\dots (V.05)$$



V.6.4. Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur : [7]

a) Calcul du champ électrique entre deux électrodes :



Es : électrode supérieure

Ei : électrode inférieure

Figure(V.02) : électrodes et l’interface.

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

$$E = U / L \dots\dots\dots (V.06)$$

Où :

E : champ électrique entre les électrodes (volts/cm)

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

L : distance entre les électrodes. L = 20 cm

b) Calcul du champ électrique entre le niveau haut d’eau et l’électrode inférieure :

$$E_1 = U/L_1 \dots\dots\dots (V.07)$$

Où :

E₁ : champ électrique entre l’électrode inférieure et le niveau haut d’eau (interface) volts/cm.

U : tension du courant.

L₁ : distance entre l’électrode inférieure et le niveau haut d’eau.

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



c) Calcul du champ critique :

$$Ec = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\epsilon \cdot d}} \dots\dots\dots(V.08)$$

Où :

δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm²)

ϵ : Coefficient diélectrique.

d : diamètre de la gouttelette d'eau en cm

A : coefficient de proportionnalité [5],[7]

V.6.5. Calcul du temps de décantation :

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

$$Td = L1 / Vd \dots\dots\dots (V.09)$$

Où :

Td : temps de décantation (sec).

L1 : distance entre l'électrode basse et l'interface = 0.86 (m).

Vd : vitesse de décantation (m/s).

Q : débit volumique de la charge ;

$$Q = Qb + Qw$$

Qb : débit volumique du pétrole brut ;

Qw : débit volumique de l'eau de lavage.

V.6.6. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage :

L'efficacité du dessaleur et celle de dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur. Pour déterminer ces deux grandeurs il faut déterminer la teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur.



V.6.7. Calcul de la teneur en sel optimale :

La teneur en sel est donnée par :

$$A = \frac{Z \left[SP_e + \frac{Y \cdot S_w}{100} \right]}{X + Y} \dots\dots\dots (VI.11)$$

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

Z : Teneur en eau du brut dessalé (% massique) ;

Y : Quantité d'eau injectée par rapport au brut dessalé (%) ;

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

S_w : Teneur en sel de l'eau injectée (g/m³) ;

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

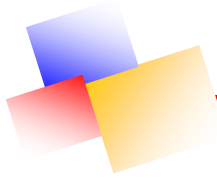
V.6.8. Calcul de l'efficacité du dessaleur :

$$E = \frac{SP_e - SP_s}{SP_e} \dots\dots\dots (VI.12)$$

Où :

SP_e : Teneur en sel d'entrée (mg/l)

SP_s : Teneur en sel de sortie (mg/l). [7],[12]



IV.1. 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.

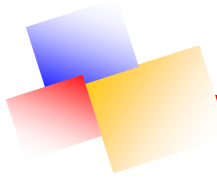
Il est nécessaire ou souhaitable de dessaler et de désémulsionner ces bruts sur le champ de production pour de nombreuses raisons :

- 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 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 sel, 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 (40ppm) 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. [10]



IV.2. Problèmes d'exploitation:

IV.2.1. Dépôts de sels:

La récupération de l'huile s'accompagne sur certain 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.

Généralement les dépôts de sels nécessitent l'injection d'eau suivant le temps de la formation de ces dépôts.

IV.2.2. Dépôts organiques :

Les dépôts d'asphaltènes et de paraffines ont posé beaucoup de problème. 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:

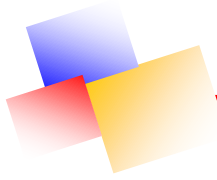
- Lors de la migration du pétrole, les hydrocarbures lourds sont déposés au bas de réservoir.
- La condition de formation de ces dépôts est la diminution de la pression ou de la température ou bien les deux qui peuvent décroître la solubilité des fractions lourdes dans le brut.

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.

IV.2.3. Dépôts de sulfates de calcium(CaSO_4):

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_4^{2-} se trouvent dans l'eau d'injection et les ions de Ca^{2+} se trouvent dans l'eau de gisement.



Le grattage à l'aide du WIRE LINE est inefficace devant les dépôts de CaSO_4 . Il ne reste qu'une méthode de traitement, c'est le traitement chimique.

IV.3. Dessalage du pétrole brut:

IV.3.1. Introduction :

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 a fallu 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. [2]

IV.3.2. définition :

Le dessalage de pétrole brut 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 mal à gérer.[10]

IV.3.3. traitement du pétrole brut:

Les pétroles bruts qui sont livrés aux raffineries contiennent toujours un peu d'eau (0.1 à 0.6% volume en général) des sels minéraux (20 à 300 grammes par tonne de brut) et des sédiments. Les sels minéraux, proviennent des puits producteurs ou d'une contamination par l'eau de mer pendant le transport, sont constitués essentiellement de chlorure, de sodium, de magnésium et de calcium et présentent deux inconvénients suivants :

- les sédiments, ils encrassent les échangeurs de chaleur de préchauffage du pétrole brut.
- Les chlorures de calcium et de magnésium subissent une hydrolyse à haute température qui génère du gaz chlorhydrique (HCl). Celui-ci, dès lors qu'il se



trouve en présence d'eau liquide se transforme après solubilisation, en acide chlorhydrique très corrosif pour les matériaux métalliques (tête de colonne et condenseur).

L'opération de **dessalage** réalisé dans pratiquement toutes les installations de distillation atmosphérique consiste à éliminer l'eau, les sédiments et les sels minéraux contenus dans les bruts.

Le dessalage est intégré dans le train d'échange et comporte les trois phases suivantes :

- Lavage du brut avec de l'eau de dessalage pour extraire les sels minéraux. Il en résulte une émulsion de petites gouttelettes d'eau salée dans le brut.
- Grossissement des gouttelettes d'eau par électrocoalescence dans un champ électrique aménagé à l'intérieur d'un ballon horizontal appelé ballon dessaleur.
- Séparation eau-brut par décantation dans le même ballon dessaleur. Le pétrole brut dessalé, moins dense, est évacué au sommet du ballon. L'eau est soutirée à la partie inférieure.

Le schéma ci-dessous représente l'unité de dessalage qui précède l'unité de distillation atmosphérique

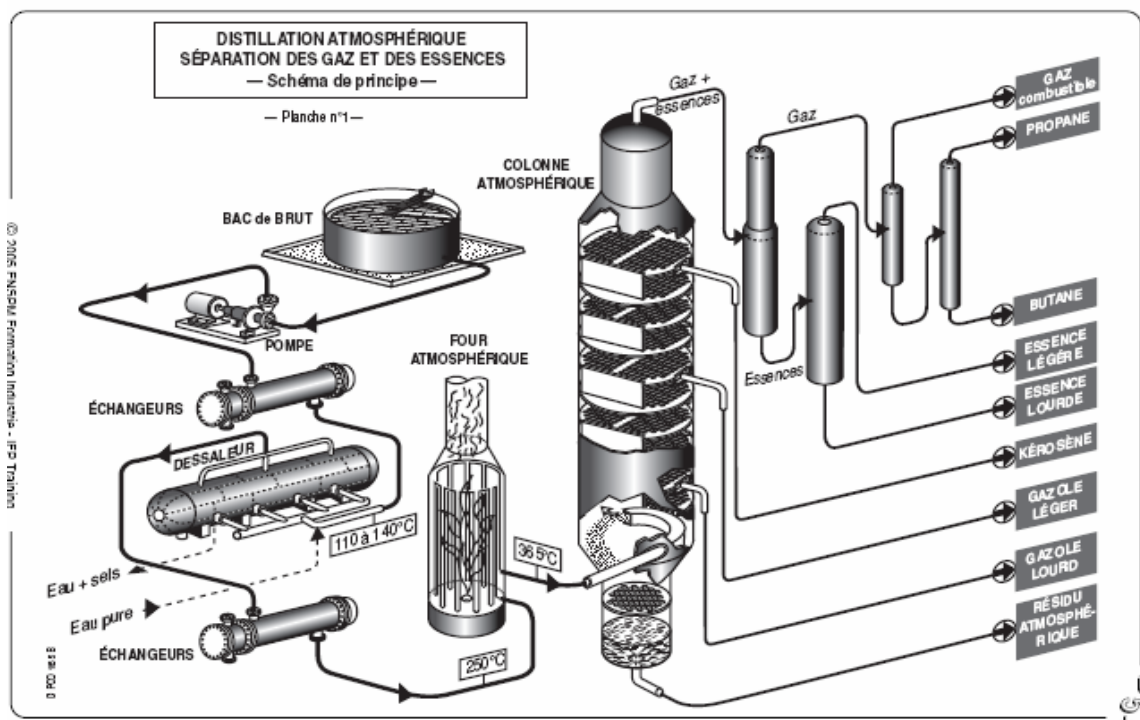
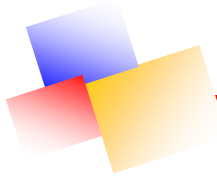


Figure (IV-01): L'unité de dessalage.



Le brut vient de bac de puits passe à travers un 1^{er} train d'échangeur pour être chauffé ($T > 110^{\circ}\text{C}$) puis il est dessalé s'il contient beaucoup de sel dans une unité de dessalage, d'où par adjonction d'eau douce et dans un champ électrostatique, ce brut est déchargé de son sel. Le brut dessalé passe ensuite dans 2^{ème} train d'échangeur puis dans un four où sa température est 360°C , et enfin, le brut est envoyé vers la colonne de distillation atmosphérique. [2],[13]

IV.3.4. Description du traitement:

Le dessaleur est en général situé dans le train de préchauffage, Le traitement doit être effectué à une pression suffisante de façon à éviter la vaporisation.

Le système de dessalage nécessite l'addition de quantités importantes d'eau de lavage, généralement entre 2.5 et 6% en volume par rapport à la charge de brut.

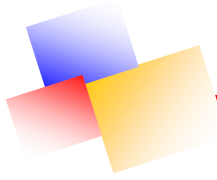
L'eau est mélangée au brut dans des conditions contrôlées. Les propriétés de la dispersion résultante sont contrôlées par l'ajustement de la chute de pression de la vanne de mélange. La dispersion ainsi formée est introduite dans un champ électrique de haute tension à l'intérieur du récipient de dessalage.

L'eau qui contient de diverses impuretés prélevées du brut et déchargée continuellement vers le système d'effluents. [1]

IV.3.5. Variable opératoires du traitement:

Les principales variables du traitement sont:

- a. *Taux de débit du brut:* Le dessaleur est conçu pour dessaler le pétrole brut dont le type et le débit sont spécifiés.
- b. *Température de pétrole brut:* La température de la charge du brut est très importante pour le fonctionnement efficace du dessaleur. Des températures plus basses que celles spécifiées réduisent l'efficacité de dessalage à cause de l'augmentation de la viscosité du pétrole brut et, par conséquent, l'augmentation des difficultés de séparation de l'eau. Des températures plus élevées que celles spécifiées peuvent réduire l'efficacité de dessaleur à cause de la plus grande conductivité électrique de pétrole brut.



c. *Pression du pétrole brut dans le dessaleur* : La pression dans le récipient de traitement doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation qui provoque un fonctionnement irrégulier et une faible efficacité.

d. *Salinité de brut, Contamination marine* : Durant le transport, l'enrichissement en sel de mer peut aller de 10 à 80mg/l brut en moyenne. Les causes principales de cet enrichissement sont au nombre de trois:

1- La contamination «inévitable»: flaque d'eau autour des crépines d'aspiration et au fond des cuves, dépôts de sel à l'interface eau de mer/air.

2- La contamination «volontaire»: rappelons que la législation des eaux de mer impose au transporteur de risquer la pollution de brut par l'eau plutôt que celle de l'eau par le brut. (Enrichissement en sels pouvant aller de 5 à 50 mg/l de brut).

3- La contamination «accidentelle»: enfin, due à des causes très diverses et que l'on peut localiser au niveau de terminal ou à bord de navire. [2], [4]

En générale, Il existe trois procédés importants de dessalage du brut : Dessalage électrostatique, chimique et filtration.

La première méthode est la plus répandue, donc par conséquent a été considérée.

IV.4. Dessalage électrostatique :

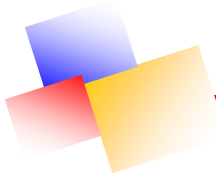
IV.4.1. Généralités :

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire les émulsions.

Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ de 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. [2]

IV.4.2. Types de dessaleur:

Il existe trois types de dessaleur:



- 1-Les dessaleurs sphériques.
- 2-Les dessaleurs verticaux.
- 3-Les dessaleurs horizontaux.

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

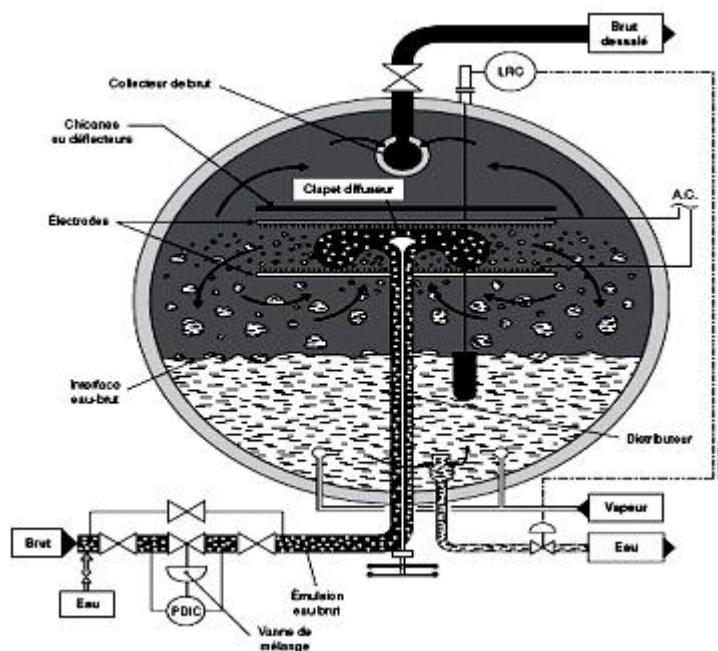
Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil.

Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui ont comme avantages :

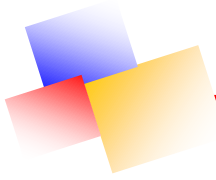
- Grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- La vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleure décantation de l'eau).
- Possibilité de procéder à haute pression et à haute température. [13]

IV.4.3. Mécanisme de dessalage électrostatique :

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :



Figure(IV-02) : Principe de fonctionnement d'un Dessaleur électrostatique.



a. Diffusion des sels dans l'eau de lavage :

L'eau de lavage sert à dissoudre les 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.

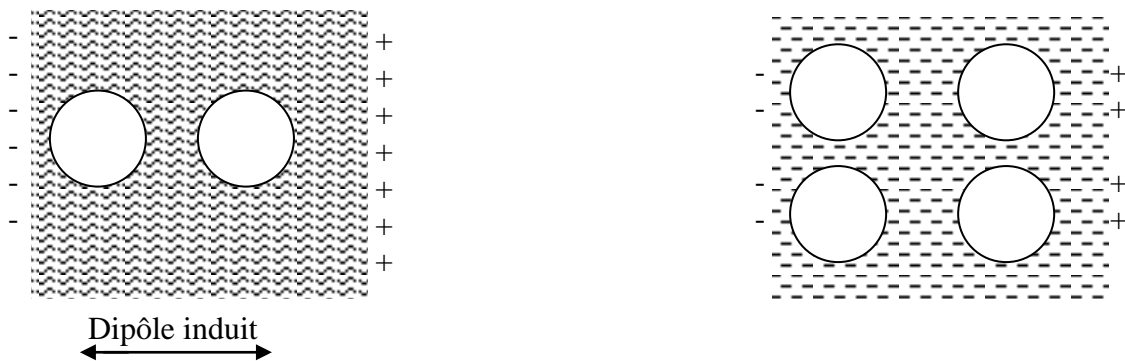
b. Coalescence des gouttelettes d'eau :

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.



Figure(IV-03) : influence de champ électrique sur les gouttelettes d'eau

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

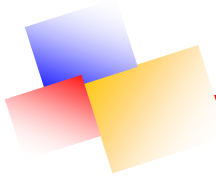
$$F = K E^2 \frac{a^6}{d^4} \dots\dots\dots (IV.01)$$

Où :

a : rayon des gouttelettes (m)

d : distance entre les centres de gouttelettes (m)

E : champ électrique (volt/m)



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

K: constante

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

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu} \dots\dots\dots(IV.02)$$

Où :

V_c : vitesse de coalescence

X : taux d'eau de lavage

μ : 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

c. 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, et leur vitesse de décantation est donnée par la formule de Stokes.

$$V_d = \frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{D^2}{\vartheta_c} \dots\dots\dots(IV.03)$$

Où :

g : accélération de la pesanteur (m/s²).

d_d : densité de la phase dispersée (eau) (g/cm³).

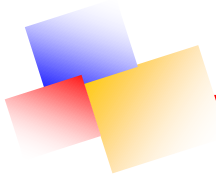
d_c : densité de la phase continue (brut) (g/cm³).

ϑ_c : viscosité cinématique de la phase continue.

D : diamètre des gouttelettes d'eau (m).

On a donc intérêt pour améliorer la décantation par :

- par l'augmentation de la quantité d'eau injectée et l'utilisation de désémulsifiants (grandes gouttelettes d'eau).
- Diminution de la viscosité de la phase continue en opérant à la température la plus élevée possible. [2], [12], [13]

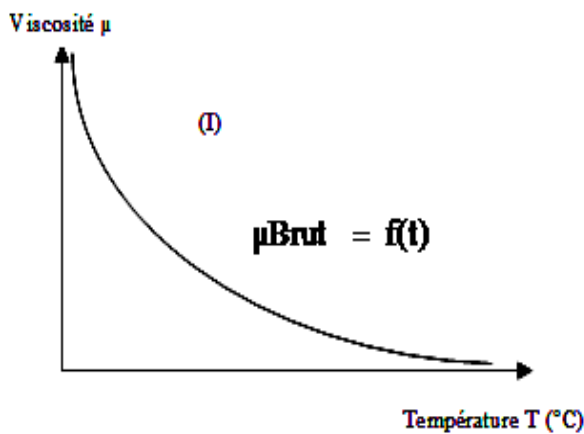


IV.5. Paramètres de marche :

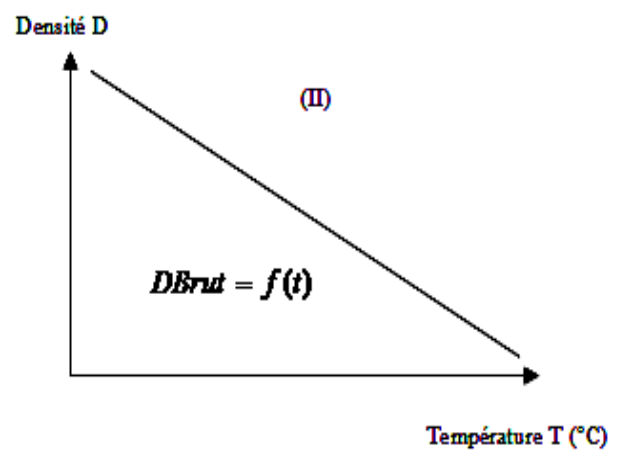
IV.5.1. Température :

La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température diminue la viscosité du brut dans le dessaleur. Ainsi que le critère de décantation $\frac{dd - dc}{\mu}$ est une fonction croissante de la température.

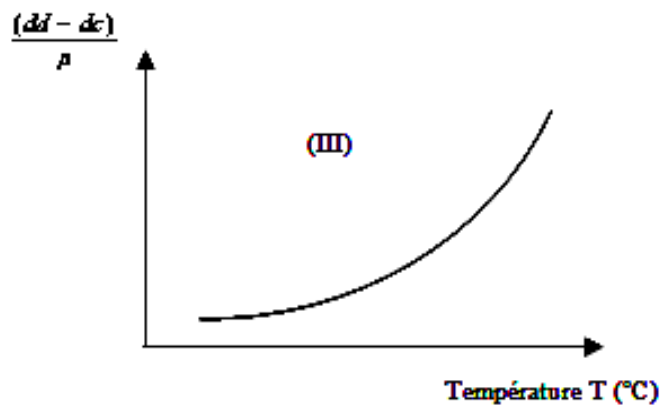
Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température.



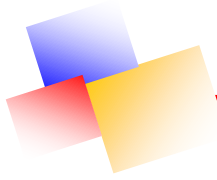
Figure(IV-04) : Variation de la viscosité de brut En fonction de la température.



Figure(IV-05) : Variation de la densité de brut En fonction de la température.



Figure(IV-06) : 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 pour l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes.

IV.5.2. Taux d'injection d'eau de lavage :

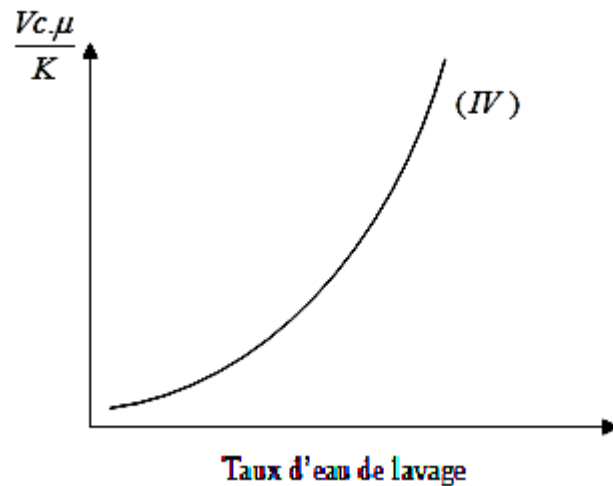
L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sels et à les dissoudre, la force d'attraction entre les gouttelettes est très influencée par le taux de lavage. Il est généralement entre 2 et 8 % en volume par rapport à la quantité de brut traité.

En jouant sur le rapport $\frac{a}{d}$ de la formule (IV.01)

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

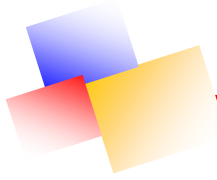
Ainsi, la vitesse de coalescence exprimée par la formule (IV.02) dépend aussi de la température par l'intermédiaire de la viscosité.

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



Figure(IV-07) : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.

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.

IV.5.3. La pression de service :

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur. Elle doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation du brut.

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 d'avantage le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes.

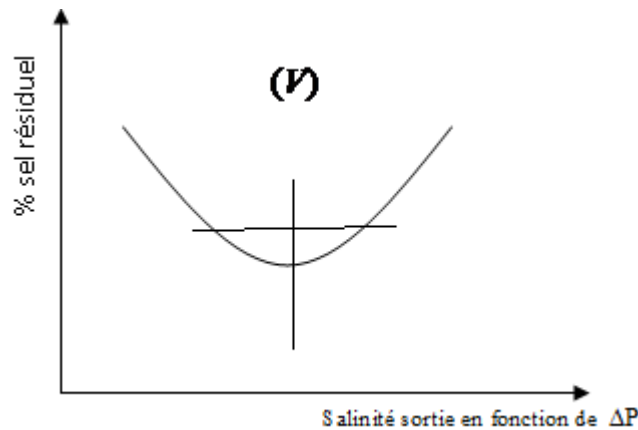
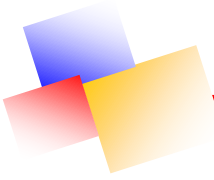
IV.5.4. Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange :

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 (ΔP) 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.



Figure(IV-08) : La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de ΔP.

On constate sur la courbe (V) qu’après une certaine valeur de ΔP, la salinité augmente. Cette augmentation s’explique par le fait que l’augmentation de ΔP provoque la formation d’une émulsion très stable qui est difficile à briser.

IV.6. Les influences :

IV.6.1. Influence du champ électrique :

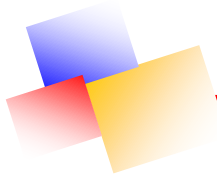
Les gouttelettes d’eau sont influencées par le champ électrique, elles subissent une force d’attraction suivant la loi de coalescence :

$$F = K E_o^2 \cdot \frac{a^6}{d^4} \dots\dots\dots(IV-04)$$

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 cela sans atteindre des tensions critiques au-dessus des quelles 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.

IV.6.2. Influence des désémulsifiants :

L'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 des paraffines, des gommes, des asphaltènes, d'argile 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 désémulsifiant 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.

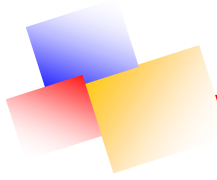
Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiant :

- 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 désémulsifiant 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.

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 désémulsifiant 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 désémulsifiant 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 de types des désémulsifiants :

1. Désémulsifiants ioniques :

Les caractéristiques de tensionactif sont données par l'ion organique qui est le plus important en volume, on distingue trois sous-groupes :

a. Produits anioniques :

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels ne pouvant s'ioniser en solution qu'en fournissant un ion organique chargé négativement, et un ion métallique chargé positivement responsable de la solubilité.

La partie hydrophile est constituée généralement par les sulfates et sulfonâtes, et la partie lipophile par des hydrocarbures (sulfate de pétrole, les résines sulfonées....etc.).

b. Produits cationiques :

En s'ionisant, ils donnent un ion organique chargé positivement et un ion négatif, généralement minéral responsable de la solubilité. Parmi ces produits, on peut citer : Les amines grasses et leurs sels, les amines substituées...

c. Produits ampholytes :

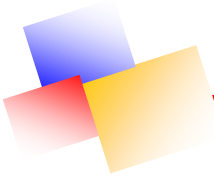
Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels s'ionisant en solution aqueuse en donnant au produit un caractère anionique ou cationique suivant le milieu.

2. Désémulsifiants 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 micros particules solubles en modifiant les paramètres YWO, YSW et YSO. [10]

IV.6.3. 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 :



$$E_1 = \frac{E_0}{h} \dots \dots \dots (IV.05)$$

E₁ : champ primaire

E₀ : tension entre les électrodes

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

Si le niveau d'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).

IV.6.4. Temps de séjour :

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

$$T_s = V / Q \dots \dots \dots (IV.06)$$

Où :

T_s : temps de séjour ou temps de rétention (s) ;

V : volume de la capacité (m³) ;

Q : débit volumique de la charge (kg/m³) ;

Q = Q brut + Q eau.

Le temps de séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation. [7], [12]

Nous concentrons notre étude dans le chapitre suivant sur le traitement du pétrole brut par élimination des sels dans le dessaleur électrostatique.



Conclusion générale

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

- 1- Déshydratation : pour limiter la teneur en eau à 0.1- 0.3%
- 2- Dessalage : pour limiter la teneur en sel de 0 -5%
- 3- Stabilisation : elle consiste à éliminer la majorité d'hydrocarbures volatiles tels que les gaz incondensables (C_1-C_4) en agissant sur les paramètres de diminution de la pression (stabilisation par tête) et augmenté la température (stabilisation par fonctionnement).

Le procédé de dessalage du pétrole brut est l'action d'extraire les sels contenus dans ce dernier. Il est très important pour le traitement du pétrole, ce qui permet d'éliminer les sels pétroliers qui causent beaucoup de problèmes techniques. Cette opération est souvent utilisée dans les champs pétroliers pour traiter le pétrole brut avant de le séparer en divers fractions, qui sont employées dans plusieurs domaines comme : les gaz, l'essence, les huiles,...etc.

Dans ce contexte on a étudié l'élimination des sels pétroliers par la méthode électrostatique, en utilisant un simple dessaleur composé de deux électrodes.

Le procédé de dessalage du pétrole brut dépend des variables opératoires comme la température, Taux d'injection d'eau de lavage, La pression et la perte de charge.

L'efficacité du procédé peut être améliorée, en introduisant les variables citées ci-dessus dans le calcul de l'efficacité du procédé de dessalage en faisant la régulation (augmentation ou baisse) des valeurs des variables opératoires.

BIBLIOGRAPHIE

- [1]: P. WUITHIER, *Raffinage et génie chimique Tome I, Tome II, Édition technip paris, 1972.*
- [2]: J. Pierre, *Raffinage du pétrole « procédés de séparation », Édition 1998 .*
- [3]: J. Pierre, *pétrole brut produits pétrolier Tome I, IFP Édition technip paris, 1994 .*
- [4]: Y. Berger, *procédé de traitement des pétroles bruts salés, Édition Technip Paris, 1976.*
- [5]: A. Douib, *Mémoire d'ingénieur d'État, optimisation de dessalage des huiles par emploi des desemulsionnants, université KASDI MERBAH – OUARGLA, 1998-1999.*
- [6]: «Manuel sur les disémulsionnants prochinois », Édition CECA (1984).
- [7]: B. Nabil, T. Mohammed, *Mémoire d'ingénieur d'État, vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut, université M'HAMMAD BOUGUERRA de Boumerdès, 2008-2009.*
- [8]: «Manuel sur les disémulsionnants prochinois », édition SPA (mars1994).
- [9]: GOURVITCH , *raffinage du pétrole brut Tom I, édition MOSCOW (1967).*
- [10]: «Production et traitement de pétrole brut salés», édition Paris (1976).
- [11]: A.SKOBLO, I. TREGOUBOVA, N. EGOROV, *Méthodes et appareils de l'industrie du pétrole Tome II, Édition Technip Paris, 1998.*
- [12]: B. Boudjema, D. Ramdane, *Mémoire d'ingénieur d'État, dimensionnement d'une unité de dessalage électrostatique de pétrole brut, université KASDI MERBAH – OUARGLA, 2008-2009.*
- [13]: X. Normand, A. Treil, *(leçons sommaires sur l'industrie du raffinage du pétrole), édition technip, paris, 1962, 1963, 1969, 1973, 1978.*