

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

Présenté par :

- AL BAHR Salah
- BAYAHYA Awadh

Thème

Dessalage du pétrole brut

Encadré par :

Mr : R. Nour Eddine

2010-2011

Remerciements

Nous remercions DIEU, le tout puissant qui nous a donné la force et le courage d'avoir arrivé jusque là.

Nous tenons à remercier monsieur : "ROUAHNA Nour Eddine", qui nous a honorés par son encadrement, son modeste, ses orientations et ses conseils lorsque des problèmes se posaient, pour le bon déroulement de notre travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à Monsieur «...» d'avoir accepté de participer à ce jury et d'avoir pris le temps d'expertiser ce travail.

Nous remercions monsieur : BENAOUADJ Mahdi, pour son aide à accomplir notre mémoire.

Nous remercions tous les enseignants du département de raffinage et génie de procédé pour ses grands efforts afin d'assurés une formation complète durant notre cycle d'étude.

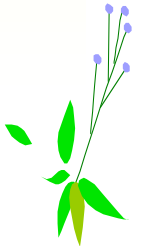
Enfin, nous remercions toute personne ayant pu, de près ou de loin, apporter une aide ou une contribution pour mener à terme ce travail.



الإهداء

إلى أجمل معاني العطاء.... وكل معاني الأثرة ونكران الذات.... إلى من زرع في
نفسي الثقة إلى من حفني بالكثير لأنعم بلذة العيش الكريم
إلى ذلك النور الذي لا ينطفئ أبداً.....والذي الغالي (حفظه الله)
إلى من وقفت معي على الضفة قبل العبور.....
إلى من استمد سعادتي من رضاها..... إلى من سمرت لأجلي..... رافعة أكتفها
للسماء داعية....أمي الغالية (حفظها الله)
لشموح أضاءت و ستظل تضيء سماء حياتي ببها نهارها و ليلها لسندي وقدوتي،
لشعاري في النجاح والتقدم
لخوتي واخواتي الأحباء
لمسقط رأسي و بلدي الغالي اليمن..... إلى البلد الذي استضافني وطني
الثاني الجزائر
إلى من جمعني بهم أجمل أيام حياتي، دراستي اصدقائي:
و إلى كل من كان معي وقاسمني ألمي وفرحي ووجعني ودعماً لأجلي...
كل من ظل بجواربي....ومن راحل عني.....
اهدي بكل امتنان وحبق بهدي وصادق سنواتي تعليمي وثمرته ما صنع ضياؤه
سنوات الدراسة....

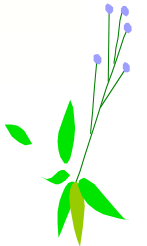
بايحيي عوض
a.monsoor@yahoo.com



الإهداء

أهدي بكل امتنان وحيق جهدي لعملي هذا المتواضع وصاد سنواتي تعليمي
وثمرته ما صنع ضيافته سنوات الدراسة:
إلى أجمل معاني العطاء.... وكل معاني الأثرة ونكران الذات.... إلى من زرع في
نفسي الثقة إلى من حفني بالكثير لأزعم بلذة العيش الكريم
إلى ذلك النور الذي لا ينطفئ أبداً.....والذي الغالي (حفظه الله).
إلى من وقفت معي على الضفة قبل العبور.....
إلى من استمد سعادتي من رضاها..... إلى من سهرت لأجلي..... رافعة أكتفها
للسماء داعية....أمي الغالية (حفظها الله).
لشموع أضاءت و ستظل تضئء سماء حياتي ببهايتها وضيائها، لسندي وقدوتي،
لشعاري في النجاح والتقدم..... إخوتي وأخواتي الأحباء.
لمسقط رأسي و بلدي الغالي (اليمن)..... إلى البلد الذي استضافني وطني
الثاني (الجزائر).
إلى من جمعتني بهم أجمل أيام حياتي، ودراستي..... أصدقائي جميعاً.
و إلى كل من كان معي وقاسمني ألمي وفرحي ووجعني ودعماً لأجلي....
إلى من كان عوناً وسنداً لي من قريب أو بعيد.

البحر صلاح
albahr.salah@yahoo.com



SOMMAIRE

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

CHAPITRE I : Généralités sur le pétrole brut et les sels

I-1. Généralités sur le pétrole brut.....	03
I-1-1. Origine du pétrole brut.....	03
I-1-2. Composition du pétrole brut	03
I-1-3. Classification du pétrole brut	05
I-1-3.1-Classification industrielle	05
I-1-3.2-Classification chimique.....	06
I-1-3.3-Classification technologique.....	06
I-1-4. Réserves prouvées de pétrole.....	08
I-1-5. Impacts du pétrole.....	09
I-2. Généralités sur les sels	10
I-2-1. Origine et formes des sels.....	10
I-2-2. Caractéristiques des sels.....	11
I-2-3. Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut.....	11

CHAPITRE-II : Traitement du pétrole brut (dessalage)

Introduction	14
II-1. Dessalage du pétrole brut.....	14
II-1-1.Description du traitement.....	16
II-1-2.Variable opératoires du traitement.....	17
II-2-Dessalage électrostatique.....	18
II-2.1-Généralité.....	18
II-2.2-Mécanisme de dessalage électrostatique.....	19
II-3-Paramètres de marche et leurs influences.....	22
II-4- Types des dessaleurs.....	30

CHAPITRE-III : Théorie sur les émulsions

III-1- Théorie sur les émulsions.....	31
III-1.1- Définition de l'émulsion.....	31
III-1.2- Condition de formation d'une émulsion.....	31
III-1.3- Stabilité d'une émulsion.....	32
III-2- Procédés de désintégration des émulsions.....	33
III-2.1- Procédé mécanique.....	33
III-2.2- Procédé chimique.....	36
III-2.3- Procédé électrique.....	37

CHAPITRE-IV : Technologie de dessalage

IV-1- Description des éléments de dessaleur.....	39
IV-2- Technique de dessalage.....	41
IV-3- Influences des Paramètres opératoires sur le procédé.....	43

CHAPITRE-V : Partie calcul

V-1. Détermination de la quantité d'eau de lavage à injecter.....	47
V-2. Bilan matière.....	48
V-3. Calcul de la vitesse de décantation	49
V-3. Calculer les caractéristiques électriques de dessaleur	52
V-4. Calcul du temps de décantation	55
V-5. Calcul du temps de séjour	55
V-6. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage	56
Conclusion.....	58
Annexes	
Bibliographie	

Liste des figures

<u>Figure</u>	<u>Titre</u>	<u>Page</u>
Figure(II.01)	l'unité de dessalage.	15
Figure(II.02)	Dessaleur électrostatique.	19
Figure(II.03)	Variation de la viscosité de brut En fonction de la température.	22
Figure(II.04)	Variation de la densité de brut En fonction de la température.	22
Figure(II.05)	La courbe III donne la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.	22
Figure(II.06)	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X.	24
Figure(II.07)	La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de la (ΔP).	25
Figure(IV.01)	Schéma représente la technique de dessalage	41
Figure(IV.02)	Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température.	43
Figure(IV.03)	Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température.	44
Figure(IV.04)	Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température.	45
Figure(IV.05)	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage.	45
Figure(IV.06)	Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température.	45
Figure(IV.07)	Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage.	46
Figure(V.01)	Bilan de matière.	48
Figure(V.02)	Electrodes et l'interface dans le dessaleur.	52
Figure(V.03)	Coefficient de proportionnalité en fonction de taux d'eau de lavage.	54

Liste des tableaux

<u>Tableau</u>	<u>Titre</u>	<u>Page</u>
Tableau (I.1)	Classer le pétrole en fonction de la teneur en huile.	07
Tableau (I.2)	Réserves prouvées de pétrole.	08
Tableau (III.1)	Opérations et les paramètres qui les régissent.	38
Tableau (V.1)	Données pour les calculs du dessaleur.	47
Tableau (V.2)	Diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau.	50
Tableau (V.3)	Régime d'écoulement dans le dessaleur.	51
Tableau (V.4)	Valeur du coefficient de proportionnalité (A) en fonction de taux d'eau de lavage.	54

Symboles et Nomenclature

<i>Symbole</i>	<i>désignation</i>	<i>unité</i>
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 inférieur 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	/
Y_{WO}	Tension interfaciale eau-huile	g/cm ³
Y_{SW}	Tension interfaciale eau-solide	g/cm ³
Y_{SO}	Tension interfaciale solide-huile	g/cm ³
STA	Substance tensio-actif	/
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

<i>Symbole</i>	<i>désignation</i>	<i>unité</i>
R	Rayon du cercle de révolution	m
n	Vitesse de révolution	Tr/min
SPe	Teneur en sel du brut à dessaler	/
SPs	Teneur en sel du brut dessalé	/
Y	Teneur en eau du brut à dessaler	/
Qb	Quantité du brut à dessaler	m ³ /h
Qw	Quantité d'eau de lavage	m ³ /h
Qd	Quantité du brut dessalé	m ³ /h
Q'w	Quantité d'eau de purge	m ³ /h
Qwext	Quantité d'eau dans le brut dessalé	m ³ /h
Vt	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	/
ρ_{15}^{15}	La densité à T= 15°C	/
NO	Indice d'octane	/
IC	Indice de cétane	/
PF	Point de finale	/
p	Pression de service	bar
STA	Substance Tension_ Active	/

Introduction

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.

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

La transformation des pétroles bruts s'effectue dans des raffineries, La complexité d'une raffinerie se traduit par le nombre d'unités de transformation. Ces unités utilisent des 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.

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

L'élimination de ces sels et de l'eau est indispensable, ceci nécessite d'emplacement d'une unité de dessalage.

Une unité qui utilise des dessaleurs électrostatiques, sous l'influence d'un voltage important (20000 volts), permettent de briser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau et de celle de l'huile, ensuite ces gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent des grosses gouttelettes, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut décantent au fond du dessaleur.

Dans cette étude on suit le plan suivant :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur le pétrole brut et sels d'où l'importance de citer quelques points importants comme : l'origine du pétrole, leur composition et influence des sels sur le traitement du pétrole brut.

Dans le deuxième chapitre, on a décrit le procédés de dessalage (dessalage électrostatique) et son mécanisme afin de éliminer les sels pétroliers où ce mécanisme

Introduction générale

dépend des variables opératoires tel que : la température, ...etc. et leur influence sur le procédé de dessalage.

Ensuite et dans le troisième chapitre, on a procédé à la théorie de l'émulsion (eau/brut) et les façons de désintégrer cet émulsion.

Vu la dépendance entre les variables opératoires et la technologie de dessalage, le quatrième chapitre traite le dimensionnement du dessaleur et le déroulement du procédé.

On a conclu avec un cinquième chapitre où on a testé l'efficacité du procédé de dessalage. Pour cela, on a calculé :

- ✓ Les grandeurs du procédé (comme le bilan de matière et la vitesse de décantation ...);
- ✓ Les caractéristiques électriques du dessaleur.

D'après les résultats obtenus de simulation, on peut conclure que le dessaleur a étudié possède des performances acceptables, du point vue d'efficacité.

I-1. Généralités sur le pétrole brut :

I-1-1. 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, se 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.

Le pétrole brut est un liquide plus ou moins visqueux, souvent de couleur foncée et d'odeur caractéristique. Sa composition peut varier en fonction de la provenance, mais est d'environ 84% carbone, 14% hydrogène, 1 à 3% soufre, et moins de 1% d'azote, d'oxygène, de métaux (nickel, fer, vanadium, etc) et de sels divers (NaCl, MgCl₂, CaCl₂).
[3]

I-1-2-Composition du pétrole brut:

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, phosphate, 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 alcanes (paraffines) ou hydrocarbures saturés.
- Les naphènes et les hydrocarbures aromatiques.

1-2.1- 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 paraffiniques, On distingue :

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

1-2.2-Hydrocarbures naphténiqes « Cyclanes » :

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


1-2.3-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.

1-2.4-Hydrocarbures insaturés (oléfiqes) :

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

1-2.5-Composés oxygénés :

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et des acides naphténiqes  CH_2-COOH , $R-COOH$. Leur teneur dans le pétrole est faible (1 - 2%).

1-2.6-Composés azotés :

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

1-2.7-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%).

1-2.8-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-1-3. 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 :

1-3.1-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 paraffiniques 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. Cette classification qui

ne tient compte que de ρ_{15}^{15} reste incomplet.

1-3.2-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 naphténique (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.

1-3.3-Classification technologique :

La méthode est basée sur la connaissance de la :

a- D'après 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- Selon 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- Selon la teneur en fraction d'huile de base et leur qualité :

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

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		

Tableau (I.1) : Classer le pétrole en fonction de la teneur en huile.

d- Selon la teneur potentielle en paraffines :

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

P₁- pétrole peu paraffinique ≤1.5% ;

P₂- pétrole paraffinique 1.5-6% ;

P₃- pétrole très paraffinique >6%. [1]

I-1-4. Réserves prouvées de pétrole :

Les réserves pétrolières désignent le volume de pétrole récupérable, à partir de champs de pétrole découverts, sur la base des contraintes économiques et techniques actuelles. Ce volume se base sur l'estimation de la quantité de pétrole présente dans des champs déjà connus, affectée d'un coefficient minorant dépendant de notre capacité à extraire du sol ce pétrole. Ce coefficient dépend de chaque champ, il peut varier de 10 à 50%, avec une moyenne mondiale de l'ordre de 35% en 2009. [4]



Réserves pétrolières mondiales conventionnelles estimées

Réserves prouvées fin 2008 en millions de barils		
Arabie saoudite	266 710	19,87 %
Canada	178 092	13,27 %
Iran	136 150	10,14 %
Irak	115 000	8,57 %
Koweït	104 000	7,75 %
Venezuela	99 377	7,40 %
Émirats Arabes Unis	97 800	7,29 %
Russie	60 000	4,47 %
Libye	43 660	3,25 %
Nigeria	36 220	2,70 %
Kazakhstan	30 000	2,24 %
États-Unis	21 317	1,59 %
Chine	16 000	1,19 %
Qatar	15 210	1,13 %
Brésil	12 624	0,94 %
Algérie	12 200	0,91 %
Mexique	10 501	0,78 %
Angola	9 040	0,67 %
Azerbaïdjan	7 000	0,52 %
Norvège	6 680	0,50 %
Inde	5 625	0,42 %
Oman	5 500	0,41 %
Soudan	5 000	0,37 %
Équateur	4 660	0,35 %
Malaisie	4 000	0,30 %
Indonésie	3 990	0,30 %
Égypte	3 700	0,28 %
Royaume-Uni	3 410	0,25 %
Yémen	3 000	0,22 %
Argentine	2 616	0,19 %

Tableau (I.2) : Réserves de pétrole. [4]

I-1-5. Impacts du pétrole :

Le développement de l'industrie pétrolière a fourni les carburants liquides qui ont permis la deuxième révolution industrielle et a donc considérablement changé le cours de l'Histoire. En ce sens, le pétrole est véritablement le successeur du charbon, qui avait rendu possible la première révolution industrielle. Son utilisation est également source de controverses, car ses utilisations conduisent l'homme à dégrader l'environnement.



Nettoyage des côtes de la baie du Prince William, en Alaska, après le naufrage du pétrolier Exxon Valdez.

L'impact environnemental le plus inquiétant du pétrole est l'émission de dioxyde de carbone résultant de sa combustion comme carburant. La combustion libère dans l'atmosphère d'autres polluants, comme le dioxyde de soufre (SO₂), mais ceux-ci peuvent être maîtrisés, notamment par la désulfuration des carburants, ou des suies. On estime cependant que si le pétrole est plus polluant que le gaz naturel, il le serait nettement moins que le charbon et les sables bitumineux.

L'extraction pétrolière elle-même n'est pas sans impact sur les écosystèmes locaux même si, comme dans toute industrie, les risques peuvent être réduits par des pratiques vigilantes.

Néanmoins, certaines régions fragiles sont fermées à l'exploitation du pétrole, en raison des craintes pour les écosystèmes et la biodiversité. Enfin, les fuites de pétrole et de production peuvent être parfois désastreuses, l'exemple le plus spectaculaire étant celui des marées noires. Les effets des dégazages ou même ceux plus cachés comme l'abandon des huiles usagées ne sont pas à négliger. Notons enfin que le pétrole peut être cancérigène sous certaines formes. [8]

I-2. Généralités sur les sels :**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]

I-2-1. Origine et formes des sels :

La plupart des puits fournissent 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 au diverses :

1) 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.

2) 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.

3) Volontaires :

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

Le sel prédominant dans le brut est le chlorure de sodium (NaCl), accompagné de dichlorure de magnésium ($MgCl_2$), de dichlorure de calcium ($CaCl_2$) et de certaines particules solides (SiO_2) argile, résine, sable, sédiment..... ces sels sont 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. [7]

I-2-2. Caractéristiques des sels :

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

Na Cl: 70-80, MgCl₂ : 20-10, CaCl₂ : 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. [7]

I-2-3 .Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut :

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], [7]

2) Influence des sels sur le traitement du brut :

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

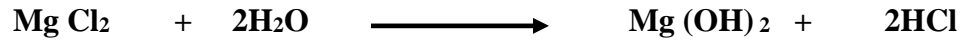
a) Bouchage par les sels :

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

- 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.
- Diminution du coefficient de transfert dans les équipements car les sels sont mauvais conducteurs de chaleur, d'où une augmentation de température de peau ou risque rupture des tubes.
- 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 :

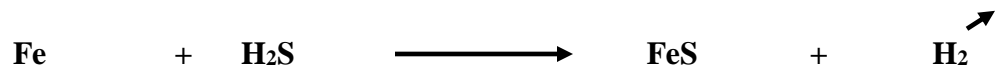
Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température et donnant de l'acide chlorhydrique :



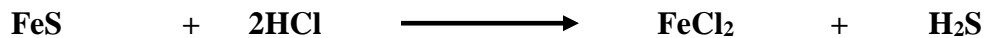
L'acide chlorhydrique (**HCl**) (en solution aqueuse) attaque le fer (surtout en tête de la colonne de stabilisation de topping et dans le condenseur de tête) suivant la réaction :



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. [1], [7]

Introduction :

Le dessalage de pétrole brut est une opération clé dans le procédé de traitement puisqu'il peut engendrer beaucoup de problèmes techniques, tels que le bouchage et la corrosion des équipements.

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 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. [1]

II-1. Dessalage 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, ils sont constitués essentiellement de chlorure de sodium, de magnésium et de calcium et présentent deux inconvénients suivants :

- comme les sédiments, ils encrassent les échangeurs de chaleur de préchauffage du pétrole brut.
- certains d'entre eux (chlorure 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 en présence d'eau (tête de colonne et condenseur).

L'opération de *dessalage* réalisé dans pratiquement toutes les installations de distillation atmosphérique qui vise 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.

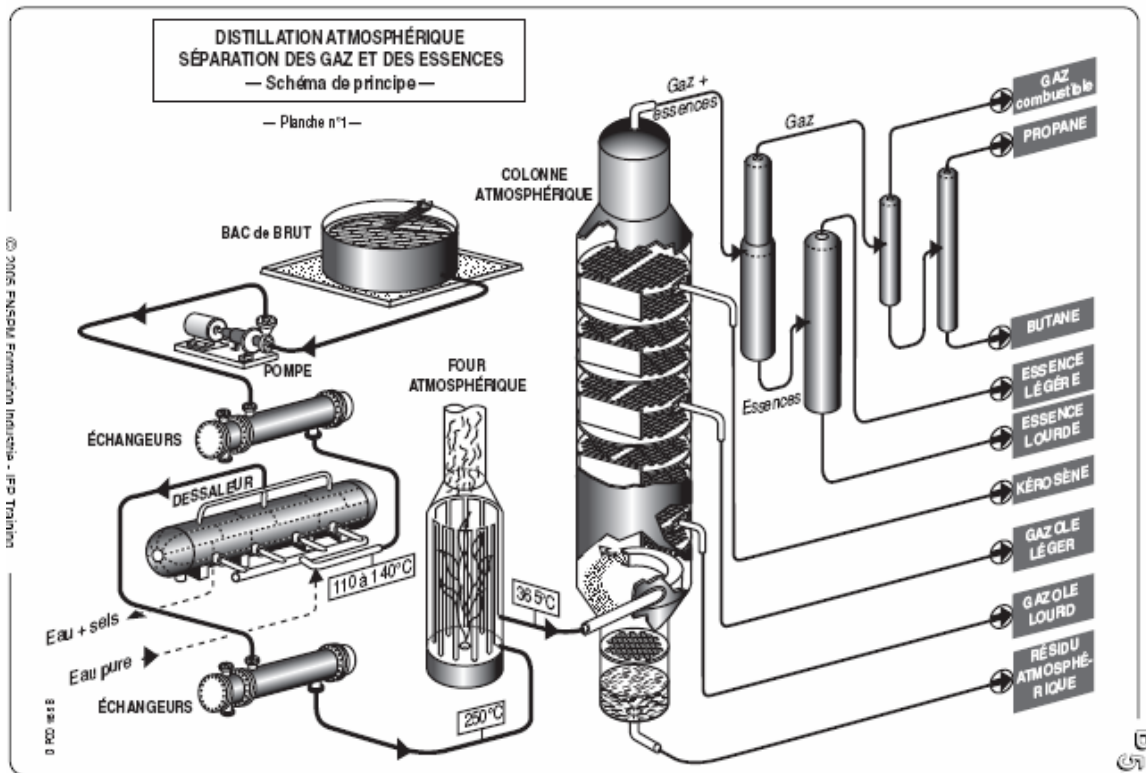


Figure (II.01) : L'unité de dessalage.

Le brut vient de bac de puits passe à travers un 1^{er} train d'échangeur pour être chauffé ($T > 110^{\circ}$) 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^{em} 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. [1], [5]

II-1-1. 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'action de ce champ fusionne la phase eau dispersée et la force à ce regroupe au fond du récipient.

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

Le dessalage du pétrole brut est une opération essentielle en raffinerie. Car elle conditionne la bonne (ou moins bonne) marche des traitements.

En effet, un mauvais dessalage a des conséquences direct sur le fonctionnement de la tour de distillation atmosphère, encrassement des échangeurs et de four, corrosion de circuit de tête, obtention d'un résidu atmosphérique chargé en sodium, avec les conséquences suivant:

- a)-Augmentation des vitesses d'encrassement de four de la distillation sous vide;
- b)-Raccourcissement des durées de cycle de viscoréducteurs;

c)-Empoisonnement des catalyseurs de craquage catalytique, en particulier lors de traitement de charges lourdes;

d)-Phénomène d'encrassement.

Enfin, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs de hydrocarbures dans les eaux issue de dessaleurs, d'où de sérieux problèmes d'environnement que le raffineur aura de mal gérer. [2]

II-1-2.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 dans 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 cause un fonctionnement irrégulier et une perte de l'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 cause principal de cette 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. [1], [7]

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.

II-2. Dessalage électrostatique :

II-2. 1- Généralités :

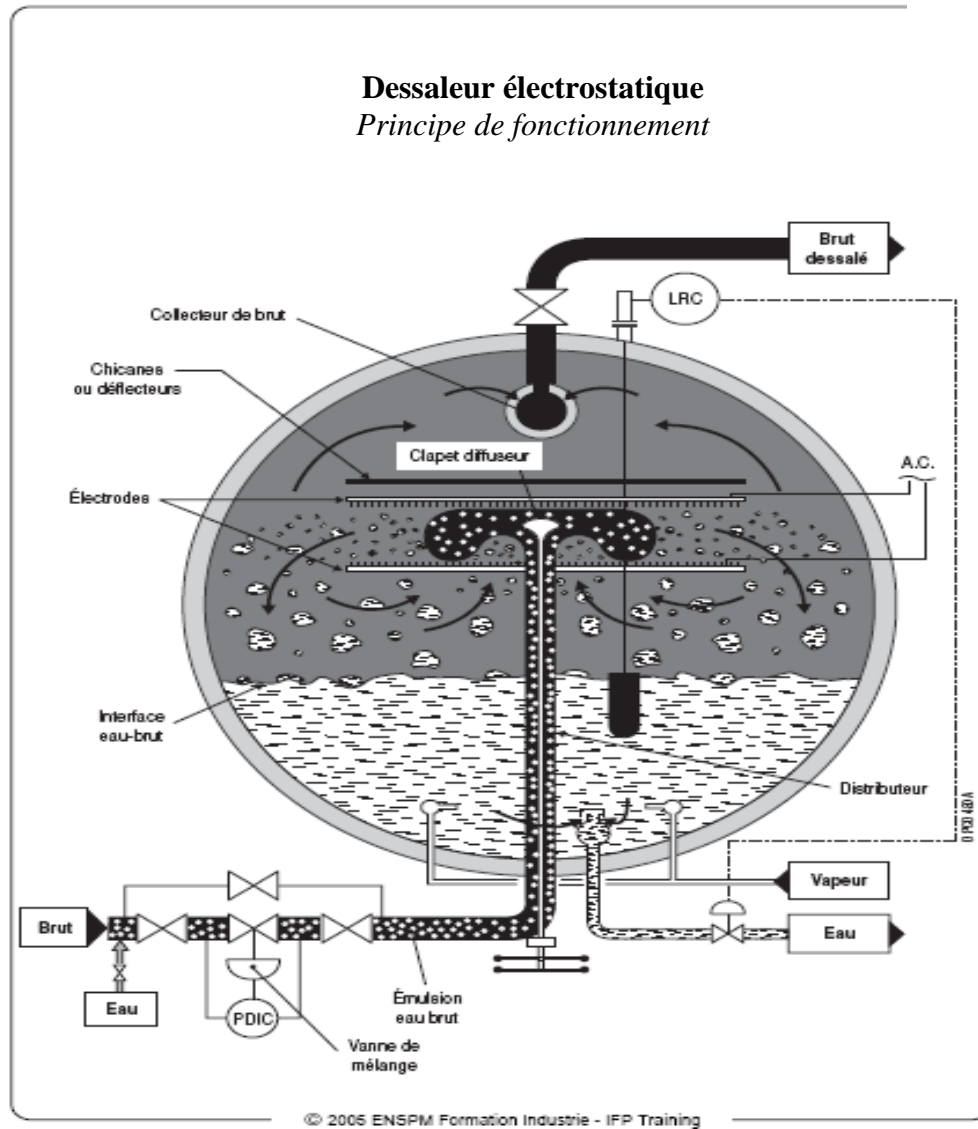
Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire des émulsions.

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

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur ; l'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut. [1]

II-2. 2- Mécanisme de dessalage électrostatique :

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :



Figure(II.02) : 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.

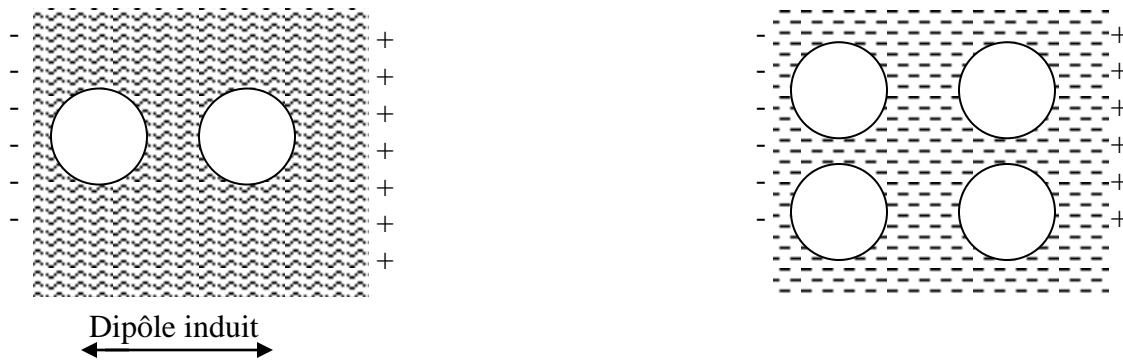
b- Coalescence des gouttelettes d'eau :

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.



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

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

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.

La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante : $V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu}$.

Où :

V_c : vitesse de coalescence

X : taux d'eau de lavage

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.

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

Où :

g : accélération de la pesanteur (m/s^2) ;

d_d : densité de la phase dispersée (eau) (g/cm^3) ;

d_c : densité de la phase continue (brut) (g/cm^3) ;

ϑ_c : viscosité cinématique de la phase continue.

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

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiants).
- D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue. [1], [5], [10]

II-3. Paramètres de marche et leurs influences :

1. Température :

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

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

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

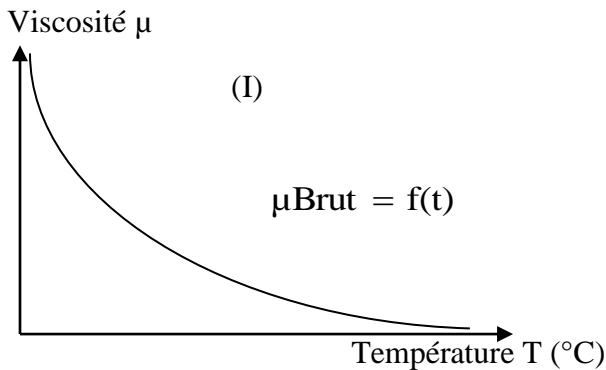


Figure (II.03) : Variation de la viscosité de brut En fonction de la température

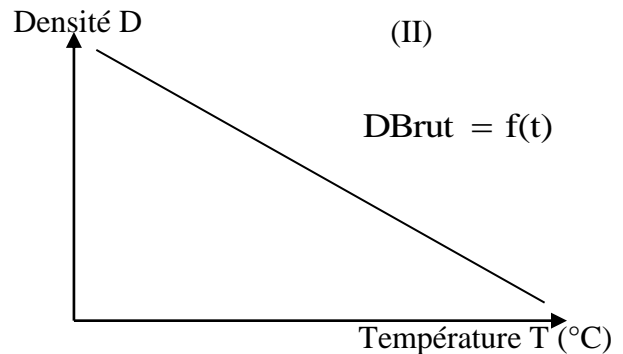


Figure (II.04) : Variation de la densité de brut En fonction de la température

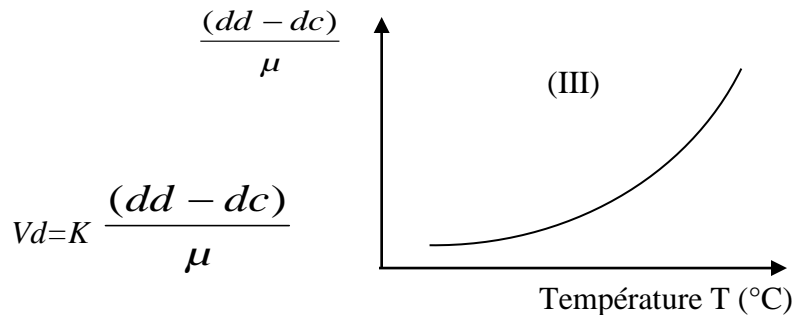


Figure (05) : La courbe III donne la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.

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

2. Taux d'injection d'eau de lavage :

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

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

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

Où :

a : rayon des gouttelettes.

d : distance entre les centres des gouttelettes.

E : champ électrique.

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

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

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

Où :

X : taux d'eau de lavage.

μ : viscosité dynamique de brut.

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

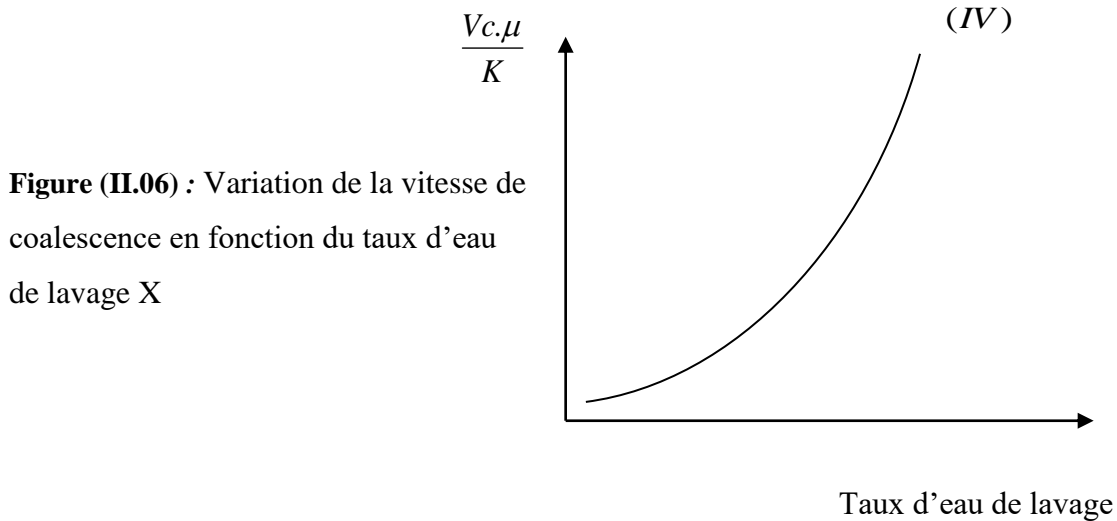


Figure (II.06) : Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X

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

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

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

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

3. La pression de service :

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

La pression dans le dessaleur doit être maintenue à une valeur suffisante de façon à empêcher la vaporisation du brut.

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

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.

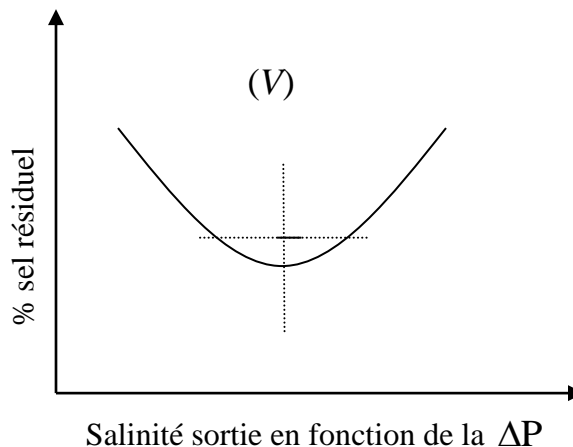


Figure (II.07) : La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de la (ΔP).

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

5. Influence du champ électrique :

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

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

Les gouttelettes d'eau dans le champ électrique se transforment en dipôle induit. Les gouttelettes d'eau placées dans un champ alternatif de basse fréquence, les moments dipolaires suivront instantanément les variations du champ E_o et la force F variera simultanément sans changer de sens, pour augmenter F , on a donc intérêt à augmenter le champ électrique.

Mais 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.

6. 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 désémulsifiants sont doubles :

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

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

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants :

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

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile. Le 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 les désémulsifiants ioniques et non ioniques :

1) Désémulsifiants ioniques :

Les caractéristiques de la tension - actif 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.

YWO : tension interfaciale eau-huile.

YSW : tension interfaciale eau-solide.

YSO : tension interfaciale solide-huile.

7. Influence du niveau interface :

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

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

E_1 : champ primaire

E_0 : tension entre les électrodes

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

Si le niveau 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).

8. Temps de séjour :

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

$$T_s = V / Q$$

Où :

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

V : volume de la capacité (m^3) ;

Q : débit volumique de la charge (kg/m^3) ;

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

Le temps de séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation. [10], [11]

II-4 .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 (meilleur décantation de l'eau).
- Possibilité de procéder à haute pression et à haute température. [5]

III-1. Théorie sur les émulsions :

III-1. 1- Définition de l'émulsion :

Une émulsion est définie comme un mélange de deux liquides immiscibles dont l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes, dans l'autre, le liquide enveloppant constitue le milieu continu ou externe, la phase dispersée constitue la phase interne. Une émulsion stable est une émulsion qui ne peut pas être rompue sans avoir recours à certaines formes de traitement. [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, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires. [6]

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 :

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.

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. [6], [11]

III-2. Procédés des désintégrations des émulsions:

Il existe trois principaux types des procédés :

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

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

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

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.

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

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

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

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).
- ρ_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.

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 supérieures à 80°C. Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les raisons principales de leurs utilisations limitées.

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

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

Où
$$V = \frac{2\pi Rn}{60}$$

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

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

V : vitesse linéaire en (m/s).

R : rayon du cercle de révolution (m).

n : vitesse de révolution (Tr/min).

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

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

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 la propriété du pétrole ; l'émulsion doit être préalablement chauffée afin

d'activer le processus de désémulsification chimique dans les raffineries on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires.

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

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

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

L'eau enlevée contient approximativement de l'eau douce et salée dans les proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique. Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation. [6], [10], [11]

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

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	- 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 - Presence d'agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	- 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

Tableau (III.01) : Les opérations et les paramètres qui les régissent. [11]

Les données pour les calculs :

GRANDEURS	VALEURS
1-Pétrole brut :	
- Densité (g/cm ³)	0.8112
- Teneur en sel d'entrée (mg/l)	350
- Teneur en sel de sortie (mg/l)	30
- Quantité de brut à dessaler (m ³ /h)	120
2-Eau process :	
- Teneur en eau du brut à dessaler (% vol)	0.25
- Quantité de désumilsifiant (ppm)	10
3-Dessaleur :	
- Pression de service (bar)	21
- Température de service (°C)	85
- Tension du courant en volts	20000
- Volume de la capacité (m ³)	70

Tableau (V.01) : Des données pour les calculs du dessaleur. [10]

V-1. Détermination de la quantité d'eau de lavage à injecter :

La formule suivante relie les teneurs en sel dans le brut et la quantité d'eau a injectée

$$S_{pe}(X+Y) = S_{ps} \cdot X$$

$$Y = \frac{X(S_{pe} - S_{ps})}{S_{ps}} \dots\dots\dots (Eq. 1)$$

S_{pe} = Teneur en sel du brut à dessaler (g/m³)

S_{ps} = Teneur en sel du brut dessalé (g/m³)

X = Teneur en eau du brut à dessaler (m^3/h)

Y = Quantité d'eau de lavage (% de brut)

Dans notre cas :

$$X = 0.25\%$$

$$SPe = 350 \text{ g/m}^3$$

$$SPs = 30 \text{ g/m}^3$$

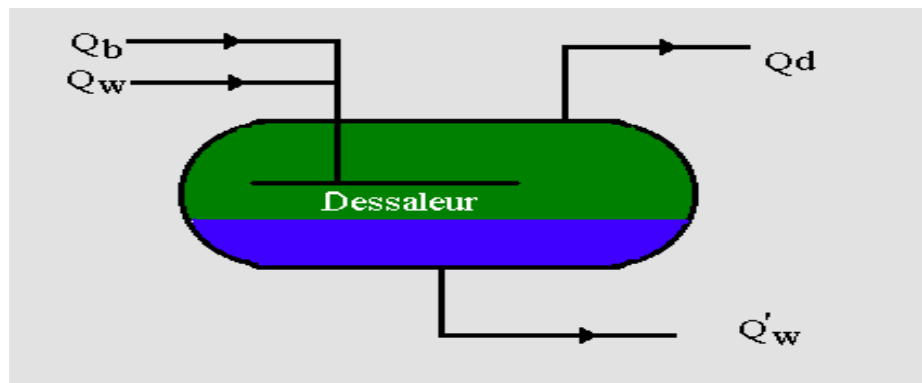
$$Y = \frac{0.25 \times (350 - 30)}{30} = 2.66\%$$

La quantité d'eau de lavage à injecter en pourcent par rapport au brut à dessaler est :

$Y=2.66\%$	[10], [11]
------------------------------	-------------------

V-2. Bilan matière :

Le bilan matière de l'unité de dessalage est :



Figure(V.1) : bilan de matière.

Q_b = Quantité de brut à dessaler m^3/h .

Q_w = Quantité d'eau de lavage m^3/h .

Q_d = Quantité de 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 .

$Q_T = Q_b + Q_w$

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'w \quad \dots\dots\dots (Eq. 2)$$

On a :

$$Q_b = 120 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 0.0267 \times 120 = 3.204 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité d'eau de lavage est :

$$Q_w = 3.204 \text{ m}^3/\text{h}$$

a- Calcul de la quantité de brut dessalé :

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

$$Q_{wext} = Q_b \times 0.001$$

$$Q_{wext} = 120 \times 0.001 = 0.12 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité de brut net (sans eau) = $Q_b - Q_{wext}$

$$Q_d = 120 - 0.12 = 119.88 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité de brut dessalé est :

$$Q_d = 119.88 \text{ m}^3/\text{h}$$

b- Détermination de la quantité d'eau de purge :

On a :

$$Q'w = (Q_b + Q_w) - Q_d$$

$$Q'w = (120 + 3.204) - 119.88 = 3.324 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité d'eau de purge est :

$$3.324 \text{ m}^3/\text{h}$$

[7] [11]

V-3. Calcul de la vitesse de décantation [7], [11]:

D'après la Formule de STOKES :

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

d_{H_2O} : 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.

a) Calcul du diamètre de la particule d'eau (D_p) :

Le tableau n° 01 donne le diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau.

Teneur en eau X(% vol)	1	5	10	15	20
Diamètre de la gouttelette d'eau (10 ⁻⁵ m)	5	10	22	27	35

Tableau (V.02) : Diamètre de la particule d'eau en fonction de la teneur en eau.

Pour déterminer le diamètre de la particule d'eau, on utilise le graphe N° 6 (chapitre IV)

Dans notre cas ($X = 2.66\%$), Donc, d'après le graphe, on trouve que $D_p = 7.14 \cdot 10^{-5}$ m.

b) 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 :

$$Re = \frac{V_d \cdot D_p}{\mu_B} \dots\dots\dots (Eq.4)$$

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 $\varphi = f(Re)$ ensuite, on vérifie si le régime supposé est correct.

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

Tableau (V.3) : Régime d'écoulement dans le dessaleur.

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

La relation de STOKES (Eq. 3) devient :

$$V_d = \left[\frac{g D_p^2 (d_{H2O} - d_{brut})}{18 \cdot \mu_B d_{brut}} \right] \dots\dots\dots (Eq.5)$$

c) Détermination la densité du brut à la température de dessalage = 85°C

Pour déterminer la densité du brut à la température de dessalage on utilise le graphe N° 2 (chapitre IV).

Dans notre cas, la densité à 85°C = 0.725(g/cm³) = 725 (kg/m³).

$d_{brut} = 725$ (kg/m³), $d_{eau} = 1000$ (kg/m³).

d) Détermination la viscosité du brut à la température = 85°C

Pour déterminer la viscosité du brut à la température de dessalage on utilise le graphe N° 1 (chapitre IV).

Dans notre cas, la viscosité à 85°C $\mu_B = 1.15$ (cst).

$g = 9.81 \text{ m/s}^2$, $D_p = 7.14 \cdot 10^{-5} \text{ m}$.

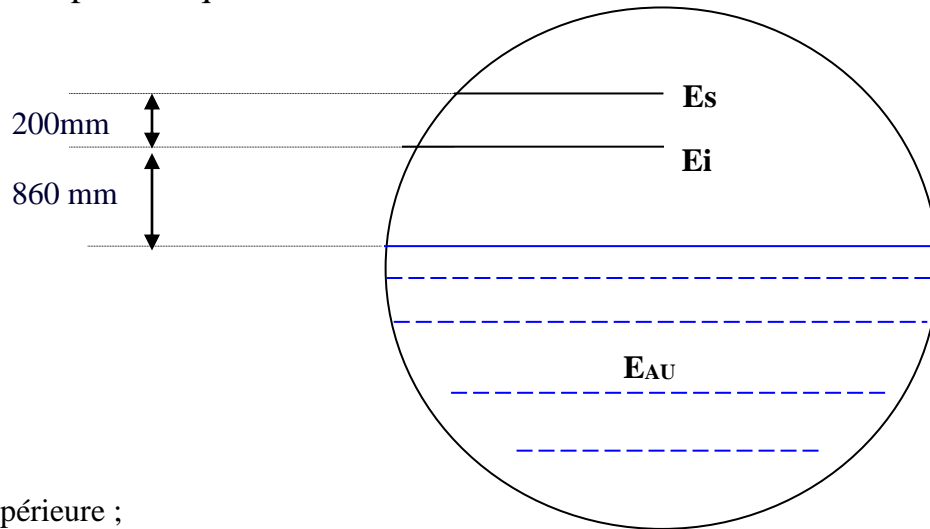
Donc la vitesse de décantation : $V_d = 9.16 \cdot 10^{-5} \text{ (m/s)}$.

Vérification du régime d'écoulement : $Re = \frac{V_d \cdot D_p}{\mu_B} = 5.69 \cdot 10^{-9} \text{ (s}^{-1}\text{)}$

$Re < 0.2$ donc le régime d'écoulement est laminaire.

V-3. Calculer les caractéristiques électriques de dessaleur :

a) Calcul du champ électrique entre deux électrodes :



Es : électrode supérieure ;

Ei : électrode inférieure.

Figure(V.2) : électrodes et l'interface.

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

$E = U / L$ (Eq.6)

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

donc, $E = 20000 / 20 = 1000$ Volts/ cm.

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

$$E_1 = U/L_1 \dots \dots \dots (Eq.7)$$

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

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

L₁ : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (L₁ = 86 cm)

Donc :

$$E_1 = 20000 / 86 = 232,56$$
 volts/cm.

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

$$E < E_C$$

c) Calcul du champ critique :

$$E_C = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\epsilon \cdot d}} \dots \dots \dots (Eq.8)$$

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.

On a:

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

$$\varepsilon = 16 ;$$

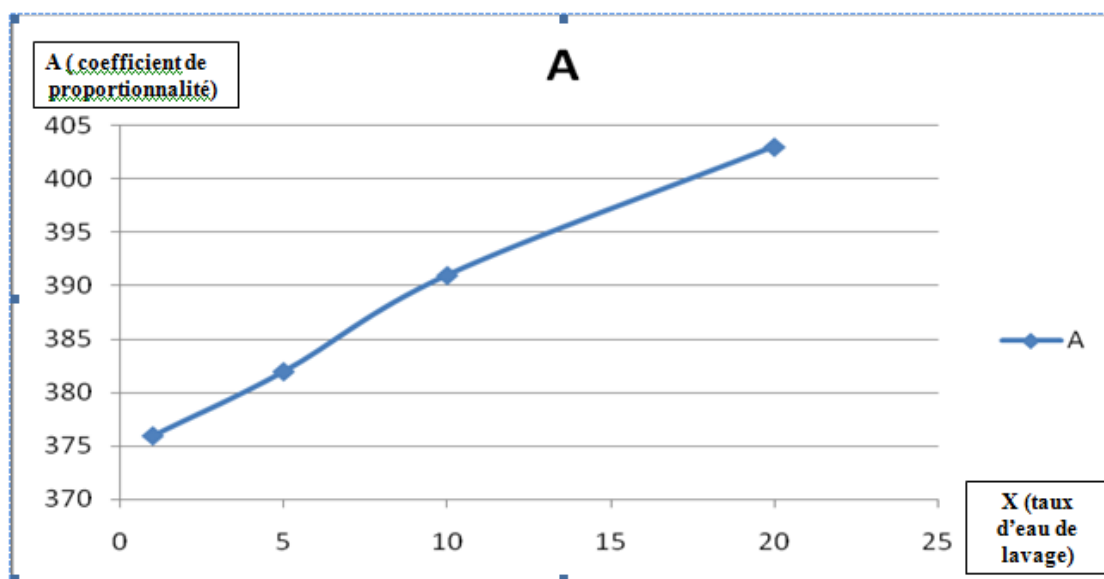
$$\delta = 15 \text{ g/cm}^2 ;$$

X = Taux d'eau de lavage (X = 2.66% vol).

D'après le tableau, on trace la courbe $A = f(X)$ on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

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

Tableau (V.4) : Valeur du coefficient de proportionnalité (A) en fonction de taux d'eau de lavage.



Figure(V.3) : coefficient de proportionnalité en fonction de taux d'eau de lavage

Donc, d'après le graphe on a :

$$X = 2.66\% \rightarrow A = 378.$$

Donc:

$$E_c = 378 \sqrt{\frac{2.15}{16.7 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}} = 6125,53 \text{ volts/cm}$$

Conclusion :

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

Donc, notre dessaleur a un fonctionnement normal du point de vue électrique. [6], [11]

V-4. Calcul du temps de décantation :

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

$$T_d = L1/V_d \dots\dots\dots(\text{Eq.9})$$

Où :

T_d : temps de décantation (sec).

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

V_d : vitesse de décantation (m/s).

$$T_d = 0,86/9.16 \cdot 10^{-5} = 9388,6 \text{ (s)} = 156,47 \text{ min. [10], [11]}$$

V-5. Calcul du temps de séjour:

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

$$T_s = V / Q \dots\dots\dots(\text{Eq.10})$$

Où :

T_s : temps de séjour ;

V : volume de la capacité (m^3) ;

Q : débit volumique de la charge ;

$$Q = Q_b + Q_w$$

Q_b : débit volumique du pétrole brut ;

Q_w : débit volumique de l'eau de lavage.

On a:

$$Q_b = 120 \text{ m}^3/\text{h};$$

$$Q_w = 3.204 \text{ m}^3/\text{h};$$

Donc :

$$Q = 120 + 3.204 = 123,204 \text{ m}^3/\text{h}$$

On a:

$$V = 77.8 \text{ m}^3 ;$$

$$T_s = 77,8 / 123.204 = 0,631 \text{ h} = 37,89 \text{ min} = 2273,3 \text{ sec. [10], [11]}$$

Remarque :

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

V-6. Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage [5], [11]:

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.

a) Calcul de la teneur en sel optimale.

La teneur en sel est donnée par :

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

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/m^3) ;

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

$$S_{pe} = 350 \text{ g/m}^3, Y = 2.66 \%$$

$$S_w = 70 \text{ g/m}^3$$

$$X = 0.25 \%$$

$$Z = 0.1 \%$$

$$A = \frac{0.1 \left[350 + \frac{2,66 \cdot 70}{100} \right]}{0.25 + 2.66} = 12.09 \quad \boxed{A = 12.09 \text{ g/m}^3}$$

b) Calcul de l'efficacité du dessaleur :

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

SP_e : Teneur en sel d'entrée (mg/l)

SP_s : Teneur en sel de sortie (mg/l)

$$E = \frac{350 - 30}{350} = 91,4\% \quad \boxed{E = 91.4 \%$$

c) Calcul de l'efficacité de dessalage :

L'efficacité de dessalage est donnée par :

$$E = \frac{SP_e - SP_s}{SP_e - A} \dots\dots\dots (Eq.13)$$

$$E = \frac{350 - 30}{350 - 12.09} = 94,7\% \quad \boxed{E = 94.7 \%$$

D'après les résultats obtenus à partir du calcul de ce dessaleur, on peut conclure que ce dernier possède des performances acceptables, du point vue efficacité.

IV.1- Description des éléments de dessaleur :

a- 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 « té », avec une extrémité ouverte et dirigée vers le haut. Au-dessous, de chaque extrémité, des « té » 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.

b- 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 « té » 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.

c- 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.

d- 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.

e- 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 dispose 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.

f- 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 limité le courant à la valeur nominale dans les conditions de court-circuit.

Les connections basse-tension sont effectuée 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 : le 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.

g- 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 constitué 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. [9]

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

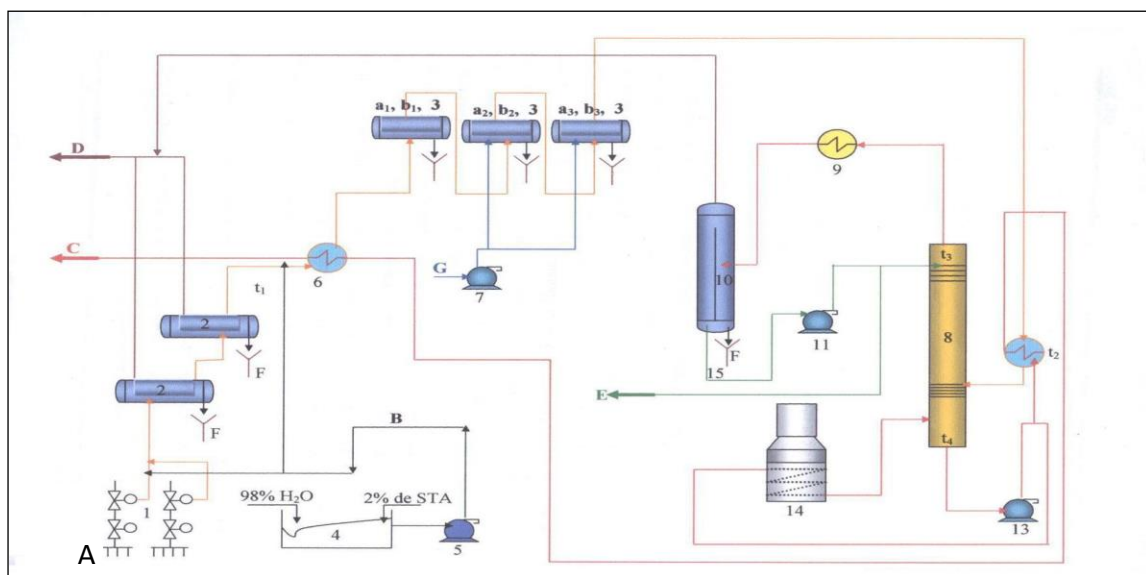


Figure (IV.1) : Schéma représente la technique de dessalage :

Désignation :

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.

t₁ : comprise entre 40-150°C.

t₂ : comprise entre 180-200°C.

t₃ : comprise entre 65-95°C.

t₄ : comprise entre 230-280°C.

a₁ : Inférieure à 50% d'H₂O.

a₂ : inférieure à 20% d'H₂O.

a₃ : comprise entre 0,05-0,1 % d'H₂O.

b₁ : 200 à 300 mg/l (sels).

b₂ : 100 à 200 mg/l (sels).

b₃ : 10 à 40mg/l (sels).

Explication du schéma :

Le pétrole brut extrait de 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.

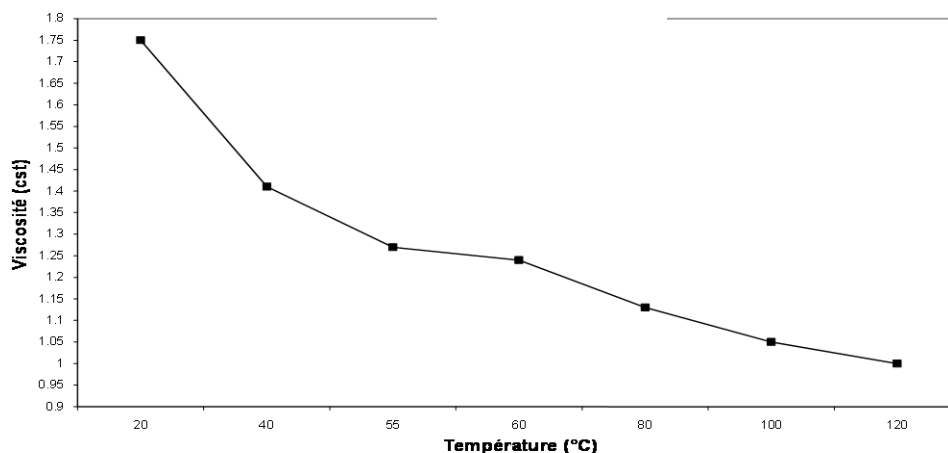
Le four 14 sert à réchauffer le fond de cette colonne, les gaz légers sortant au sommet et seront condensés dans le ballon 10, par contre l'eau séparée sera envoyée vers les égouts, les gaz rejoignent les gaz recueillis préalablement au niveau des séparateurs 2 pour alimenter les unités pétrochimiques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

Du fond de la colonne 8 est extrait le pétrole brut stabilisé, déshydraté et envoyé vers les raffineries pour un traitement ultérieur. [5], [11]

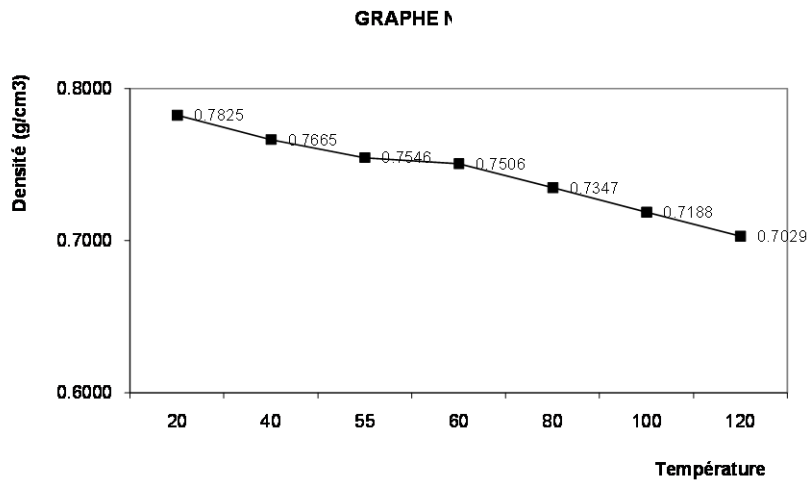
IV. 3- Influences des Paramètres opératoires sur le procédé:

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

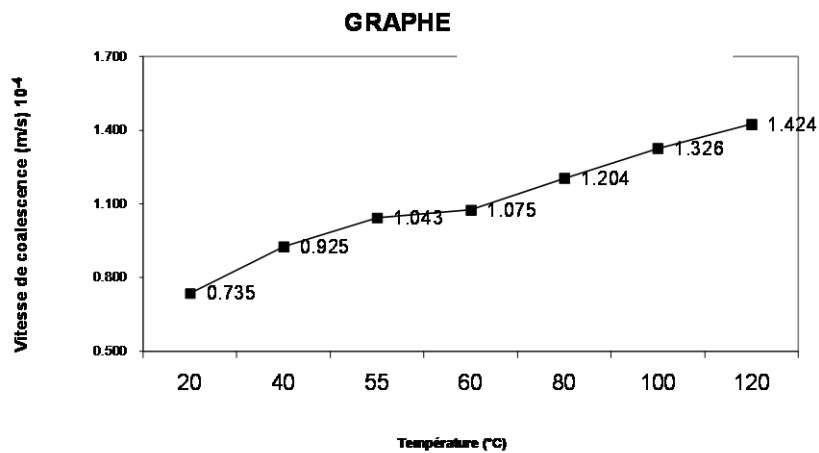
1) **Figure (IV.2) :** Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température. (Voir annexe N° 1).



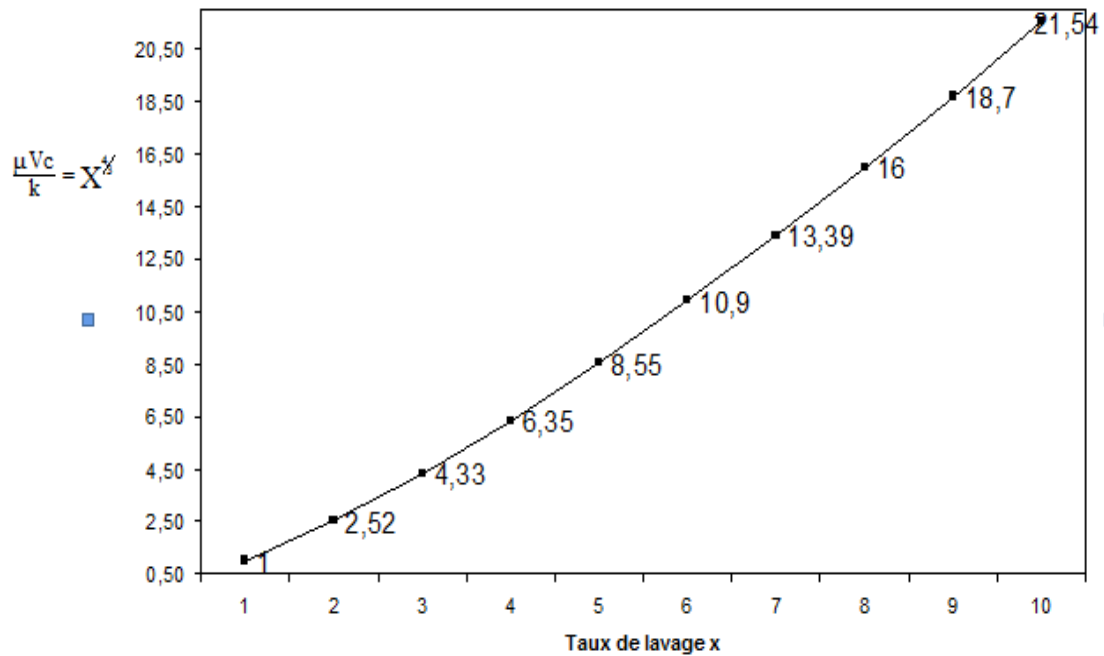
2) **Figure (IV.3) :** Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température. (Voir annexe N° 2).



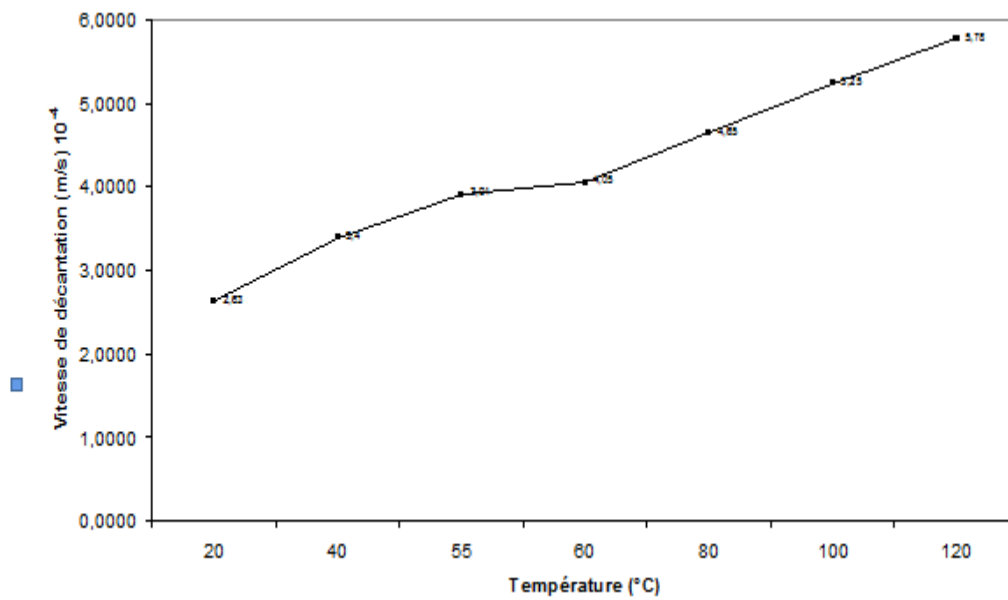
3) **Figure (IV.4) :** Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température. (Voir annexe N° 3).



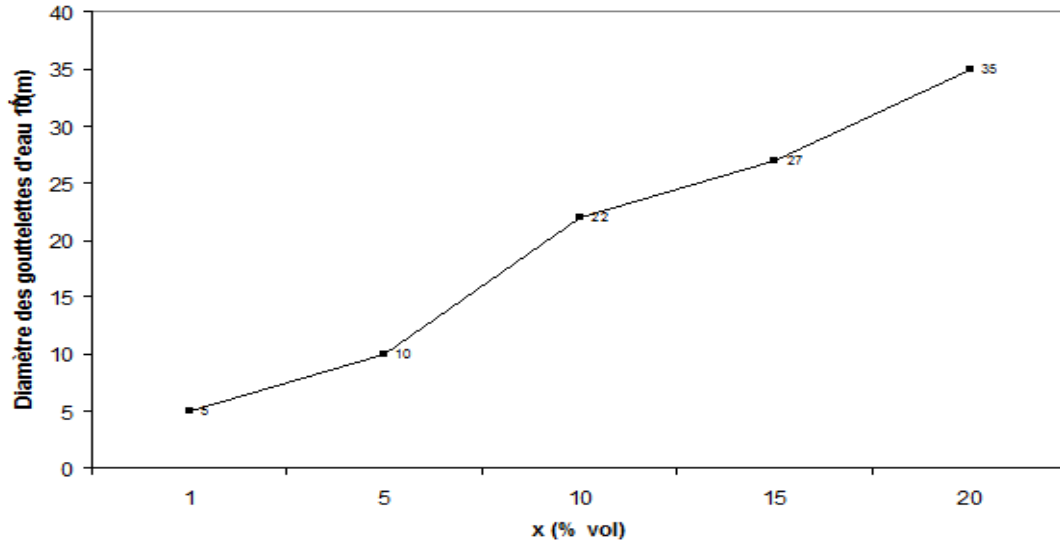
- 4) **Figure (IV.5) :** Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage.
(Voir annexe N° 4).



- 5) **Figure (IV.6) :** Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température.
(Voir annexe N° 5).



6) **Figure (IV.7) :** Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage. (Voir annexe N° 6).



[1], [7], [6]

Interprétation des graphes :

On remarque avec l'augmentation de la température, la viscosité de la charge ainsi que sa densité diminue et les deux vitesses de coalescence et celle de décantation augmentent. Autrement dit diminue les forces opposées au déplacement des gouttelettes ayant une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, entraînant avec elles des sels, d'où diminution de la salinité du brut à la sortie du dessaleur, et amélioration de l'efficacité du dessaleur.

L'augmentation du taux d'eau de lavage augmente la force d'attraction des gouttelettes d'eau, car l'augmentation de ce dernier augmente la taille des gouttelettes d'eau ce qui conduit à l'augmentation de la vitesse de décantation. [11]

Conclusion générale

Le procédé de dessalage du pétrole brut est l'action d'extraire les sels contenus dans ce dernier. 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.

Le procédé de dessalage du pétrole brut est très important pour le traitement du pétrole brut, ce qui permet d'éliminer les sels pétroliers qui causent beaucoup de problèmes techniques.

Dans cette étude on étudie 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 suivantes :

- ✓ La température : on aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation mais, cependant, on est limité par la conductivité du brut qui est elle aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes.
- ✓ Taux d'injection d'eau de lavage: on peut conclure qu'une baisse de température peut être compensée par une augmentation du taux d'injection d'eau pour maintenir une vitesse de coalescence suffisante, comme dans le cas de la température où 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.

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

Conclusion générale

- ✓ La pression : 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.
- ✓ Perte de charge : on constate qu'après une certaine valeur de la perte de charge, la salinité augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de la perte provoque la formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser.

En introduisant les variables citées ci-dessus dans le calcul de l'efficacité du procédé de dessalage, on a trouvé que cette efficacité est proche de 94.7% qui est une performance acceptable, du point vue efficacité.

L'efficacité du procédé peut être améliorée comme suit : en faisant la régulation (augmentation ou baisse) des valeurs des variables opératoires. Par exemple si on fait augmenter le taux d'eau de lavage à la valeur 5%, on aura une efficacité du procédé égale 97% qui est bien supérieur à 94.7% (pour un taux d'eau de lavage égal à 2.66%).

Annexes

1. Variation de la viscosité de la phase continue en fonction de la température :

V (cst)	1,75	1,4	1,25	1,15	1,05	1
T (°C)	20	40	60	80	100	120

2. Variation de la densité de la phase continue en fonction de la température :

D(g /cm ³)	0,7825	0,7665	0,7506	0,7347	0,7188	0,7029
T(°C)	20	40	60	80	100	120

3. Variation de la vitesse de coalescence en fonction de la température:

V(m /s) x10 ⁻⁴	0,735	0,925	1,075	1,204	1,326	1,424
T(°C)	20	40	60	80	100	120

4. Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage:

Vc(m/s)	2,52	4,33	6,35	8,55	10,9	13,39	16	18,7	21,54
X (% vol)	2	3	4	5	6	7	8	9	10

5. Variation de la vitesse de décantation en fonction de la température :

V _d (m/s) x10 ⁻⁴	2,63	3,4	4,05	4,65	5,25	5,78
T(°C)	20	30	60	80	100	120

6. Variation du diamètre des gouttelettes d'eau en fonction du taux de lavage :

D _g (m) x10 ⁻⁵	5	10	22	27	35
X% vol	1	5	10	15	20

BIBLIOGRAPHIE

- [1]: J. Pierre, Édition 1998, Raffinage du pétrole « procédés de séparation » WAUQUIER, pages (chV 240_268).
- [2]: Pierre, Édition 1972, Raffinage et génie chimique Tome I, WUITHIER, technip, paris, pages (chIII).
- Pierre, Édition 1972, Raffinage et génie chimique Tome II, WUITHIER, technip, paris, pages (chV9, 12).
- [3]: J. Pierre, Édition 1994, pétrole brut produits pétrolier Tome I, WUITHIER, IFP technip, paris, pages (chI 2-10, ch10 375)..
- [4]: J. Luc, éditions 2005, La Vie après le pétrole, Wingert, pages (59 à 64).
- [5]: X. Normand, A. Treil, édition 1962, 1963, 1969, 1973, 1978, (leçons sommaires sur l'industrie du raffinage du pétrole), technip, paris, pages (chI 7-17).
- [6]: Ali Douïb, 1998-1999, optimisation de dessalage des huiles par emploi des desemulsionnants, Mémoire d'ingénieur d'État, université KASDI MERBAH – OUARGLA, pages (7-11, 23-25, 33-38).
- [7]: Y. Berger, édition 1976, procédé de traitement des pétroles bruts salés, Technip, Paris, pages (chI, chII).
- [8]: Éric Laurent, 2007, La Face cachée du pétrole, Pocket, paris, (chI 8-9).
- [9]: A.SKOBLO, I. TREGOUBOVA, N. EGOROV, 1998, Méthodes et appareils de l'industrie du pétrole Tome II, Technip, Paris, pages (chII).
- [10]: B. Boudjema, D. Ramdane, 2008-2009, (dimensionnement d'une unité de dessalage électrostatique de pétrole brut), Mémoire d'ingénieur d'État, université KASDI MERBAH – OUARGLA, pages (17-25, 31-33, 50-55, 58-61).
- [11]: B. Nabil, T. Mohammed, 2008-2009, (vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut), Mémoire d'ingénieur d'État, université M'HAMMAD BOUGUERRA de Boumerdès, pages (3-9, 24-33, 37-48, 52, 71-80).

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, ...

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...

ملخص:

يحتوي البترول الخام عند إستخراجه من الحقول النفطية على نسب متفاوتة من الماء والاملاح, هذه الأخيرة تكون عادة سببا في عدة مشاكل منها إنسداد 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 الكيميائية, 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...