



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : ZDEK Mohamed

DJERIDANE Mohammed Islam

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Industries pétrolier

OPTION : Génie pétrochimique

Thème

**Étude technique de la section de dessalement de l'unité de
traitement CINA de Hassi Messaoud**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
TOUNSI Aissa	MC-A	Président
MERIGUI Khaled	MA-A	Examineur
MECHRAOUI Omar	MC-A	Rapporteur

Promotion : 2024 2025

Remerciements

Nous remercions en premier lieu Dieu de nous avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer mes remerciements à Monsieur MECHRAOUI Omar pour avoir dirigé ce mémoire, Nous leur exprimons toute notre reconnaissance pour nous avoir initié(e)s et accompagné(e)s tout au long de ce travail, ainsi que pour la confiance qu'ils nous ont accordée durant cette période de préparation du mémoire.

Nous remercions chaleureusement messieurs les membres du jury d'avoir accepté de consacrer de leur temps pour juger ce travail. Nous remercions les travailleurs du Complexe Industriel NAILI Abdelhalim (CINA) pour leur aide

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :
Mes très chers parents ma femme et ma fille pour leur amour, patience, confiance, éducation et sacrifice, et sans leur soutien je ne serais pas arrivé à ce que je suis.

À ma famille bien-aimée,
À mes respectés professeurs et encadreurs ;
À mes chers amis et collègues ;
À tous ce qui me connaisse de prêt et de loin

ZDEK Mohamed

Grâce à Dieu tout puissant, je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire et plus particulièrement :
A mes très chers parents, tout mon respect et affection en témoignage de leur soutien, sacrifice, patience, ainsi que pour leurs conseils et orientations dans ma vie.

A toute Ma Famille, mes amis.
A tous ceux qui me sont chers et à ceux qui ont contribué à ma Formation

DJERIDANE Mohammed Islam

SOMMAIRE

Remerciements	I
Dédicace	II
Liste d'abréviation	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des symboles.....	VI
Introduction générale	1

CHAPITRE I : Généralités sur l'unité de TRT/CINA

I.1 Historique :.....	3
I.2 Le but de l'unité du traitement NORD	4
I.3 Les objectifs de l'unité de TRT/CINA	4
I.4 Présentation de l'unité de traitement NORD.....	5
I.5 Description des unités de TRT/CINA.....	6
I.5.1 Unité de séparation (UP1)	6
I.5.2 Unité de stabilisation et stripping (USS1).....	8
I.5.3 Les séparateurs G4A/B	13
I.5.4 Les séparateurs BP.....	13
I.5.5 Unité de compression 3 ^{ème} et 4 ^{ème} étage A et B.....	13
I.5.6 Stockage et pomperie expédition.....	14
I.5.7 Unité de Traitement des Eaux Huileuses (API)	14
I.5.8 Réseau de torche Traitement CINA.....	15
I.5.9 Rampe de chargement de brut de Snubbing :.....	15
I.6 Les produits chimiques utilisés dans les unités de TRT/CINA :.....	16

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LES SELS ET LES ÉMULSIONS

II.1 Généralités sur les sels :.....	18
II.1.1 Origine et formes des sels :	18
II.1.2 Nature De sel :.....	18
II.1.3 Inconvénients des sels :.....	19
II.2 Corrosion :	20
II.2.1 Mécanismes de Corrosion dans les Installations Pétrolières :	21

II.2.2 Types et Mécanismes de Corrosion :.....	21
II.2.2.1 Corrosion Généralisée (Uniforme) :.....	21
II.2.2.2 Corrosion Localisée	21
II.2.2.3 Corrosion sous Contrainte (CSC) :.....	22
II.2.2.4 Corrosion Microbienne (MIC) :	22
II.2.2.5 Corrosion-Érosion :	22
II.2.3 Facteurs Influençant la Corrosion :	22
II.2.3.1 Composition des Fluides :.....	22
II.2.3.2 Température et Pression :.....	22
II.2.3.3 Vitesse d'Écoulement :	22
II.2.3.4 Qualité des Matériaux :.....	22
II.2.4 Méthodes de Prévention et Protection :	23
II.2.4.1 Choix des Matériaux :.....	23
II.2.4.2 Inhibiteurs de Corrosion :	23
II.2.4.3 Protection Cathodique :.....	23
II.2.4.4 Contrôle et Surveillance :.....	23
II.3 Théorie Sur Les Emulsions :.....	23
II.3.1 Définition de l'émulsion :.....	23
II.3.2 Types d'émulsions :.....	25
II.3.3 Conditions de formation d'une émulsion :	25
II.3.4 Procède des désintégrations des émulsions :.....	27
II.3.4.1 Procédé mécanique :.....	29
II.3.4.2 Procédés chimiques :	31
II.3.4.3 Procédé électrique :	32

CHAPITRE III : LE DESSALAGE DE PÉTROLE BRUT ET LE DESSALAGE ÉLECTROSTATIQUE

III.1 Le dessalage de pétrole brut :.....	31
III.1.1 Définition de dessalage :.....	31
III.1.2 Objectifs du Dessalage	31
III.1.3 Les étapes de dessalage :	31
III.2 Dessalage électrostatique :.....	31

III.2.1 Généralités :.....	31
III.2.2 Types de dessaleur électrostatique :.....	32
III.2.3 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :.....	33
III.2.3.1 Préparation de l'émulsion :.....	33
III.2.3.2 Dispersion et écoulement laminaire :	34
III.2.3.3 Rupture électrostatique et séparation des phases :	34
III.2.3.4 Extraction et contrôle des phases :	34
III.2.4 Mécanisme du dessalage électrostatique :	35
III.3 Procédé de dissolution des sels dans la phase aqueuse :	35
III.4 Mécanisme de mélange et optimisation :	36
III.5 Coalescence des gouttelettes d'eau et décantation :	36
III.5.1 Définition de coalescence :.....	36
III.5.2 La vitesse de coalescence (V) dépend principalement de :	38
III.6 La décantation :.....	39
III.7 Paramètres de marche :	41
III.7.1 Température :.....	41
III.7.2 Niveau d'interface eau-brut :.....	43
III.7.3 La pression de service :.....	44
III.8 Taux d'injection d'eau de lavage :.....	45
III.9 Point d'injection de l'eau de lavage :.....	47
III.10 Perte de charge dans la vanne de mélange :	47
III.11 Taux et les points d'injection de désémulsifiant :.....	48
III.12 Temps de séjour :.....	48

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE

IV.1 Dimensionnement du dessaleur	49
IV.1.1 Bilan de matière :.....	49
IV.1.1.1 Détermination de la quantité d'eau de lavage minimale :	50
IV.1.1.2 Détermination de la quantité de brut dessalé	51
IV.1.1.3 Calcul de la quantité d'eau de purge	51
IV.1.2 Calcul de la vitesse de décantation	52
IV.1.2.1 Calcul du coefficient de résistance (ϕ)	53

IV.1.2.2 Vérification du régime.....	54
IV.1.3 Dimension du dessaleur	54
IV.1.3.1 Calcul du diamètre du dessaleur	54
IV.1.3.2 Calcul de la longueur du dessaleur	56
IV.1.3.3 Calcul du volume du dessaleur	56
IV.1.4 Hauteur minimale de l'interface eau-brut	57
IV.1.4.1 Calcul du temps de séjour.....	57
IV.1.4.2 Calcul du temps de décantation	58
IV.1.5 Calcul de la rampe de distribution	59
IV.1.5.1 La longueur de la rampe	59
IV.1.5.2 Le nombre de trous.....	59
IV.1.6 Calcul des caractéristiques électriques	60
IV.1.6.1 Calcul du champ électrique entre les deux électrodes.....	60
IV.1.6.2 Calcul du champ électrique entre le niveau d'eau et l'électrode inférieure	61
IV.2 Efficacité du dessaleur et de dessalage	61
IV.2.1 Calcul de la teneur en sel théorique	61
IV.2.2 Calcul de l'efficacité de dessalage	62
IV.3 Résumé des résultats	63
IV.4 Interprétation des résultats.....	63
Conclusion générale	
Références bibliographiques	
Résumé	

LISTE D'ABREVIATION

AFNOR	Association Française de Normalisation
BP	Basse Pression
BSW	Basic Sédiment and Water (teneur en eau et en sédiments)
BWG	Birmingham Wire Gage
BRP	Bureau de recherche de pétrole
CFPA	Compagnie Française des Pétroles Algérie
CINA	Centre Industriel Naili Abdelhalim
CIS	Centre Industriel Sud
GPL	Gaz du Pétrole Liquéfié
HEH	Haoud El Hamra
HP	Haute Pression
LCV	Level Control Valves (vanne de régulation du niveau)
LDHP	Ligne Directe Haute Pression
LDMP	Ligne Directe Moyenne Pression
MP	Moyenne Pression
PPM	Partie Par Million
SNREPAL	Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie
TRT	Traitement du pétrole brut
TVR	Tension de vapeur Reid
UP1	Unité de Production 1
USS1	Unité de Stripping et de Stabilisation 1.

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	Page
I.1	Photo représente l'unité TRT/CINA en 1959	3
I.2	Schéma simplifié de l'unité UP1	7
I.3	Schéma simplifié de procès de stripping	9
I.4	Schéma simplifiée la section de stabilisation	11
I.5	Schéma simplifié de cette section absorption.	12
I.6	Produits chimiques injectées dans les unités UP1, USS1, 3/4 étage et API.	16
II.1	Les sels dans le pétrole brut	18
II.2	Sels Ionisés dans l'eau présente dans le brut	19
II.3	Chlorure de Sodium Figure	19
II.4	Bouchage faisceau tubulaire d'un échangeur	20
II.5	Photomicrographie d'une émulsion eau-dans-huile	24
II.6	Les différents types d'émulsions	25
II.7	Emulsion Eau-Brut	26
II.8	Principe de l'émulsion	28
III.2.1	Dessaleur électrique	32
III.1.2.3.1	Dessaleur électrostatique	33
III..2.4	Étapes de dessalage du brut	35
III.1.2.4	Comparaison entre la coalescence et l'émulsion	35
III.5.1	Schématisation du mécanisme de la coalescence	37
III.6	Décantation de la gouttelette d'eau	39
III.6	Principe de dessalage	40
III.7.1	Les variations de la viscosité et la densité du brut en Fonction de température	42
III.7.1	La variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de température	42
III.8	La variation de vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X	46

III.10	La salinité en fonction de la ΔP	48
IV.1.1	Schéma du dessaleur représente les débits d'entrée et débits sorties	49
IV.1.3.1	La variation du coefficient K en fonction de α	55
IV.1.4	Représentation des différents niveaux à l'intérieur du dessaleur	57
IV.1.5	Une division de la rampe du dessaleur	59
IV.1.6	Représentation des électrodes à l'intérieur du dessaleur	60

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
I.2	Normes contractuelles des paramètres essentiel de pétrole brut	4
II.3.4.3	Les opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrostatique	33
IV.1.2.1	Le coefficient de résistance en fonction du régime	53
IV.1.4.2	Résultats de la variation du niveau d'interface eau-brut	58
IV.3	Résultats de calcul du dessaleur	63

LISTE DES SYMBOLES

Symboles	Désignations	Unité
D	Diamètre de dessaleur	m
D_1	Distance entre l'électrode supérieure et la paroi	m
D_2	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
D_e	Distance entre les deux électrodes	m
D_p	Diamètre de la particule d'eau	m
d_0	Diamètre externe des tubes	m
d_e	Diamètre équivalent	mm
E	Efficacité	%
E_1	Champ électrique entre les deux électrodes	V/cm
E_2	Champ électrique entre le niveau d'eau et l'électrode inférieure	V/cm
F_t	Facteur correctif de température	/
g	Accélération de la pesanteur	m/s^2
h_e	Niveau d'émulsion	m
h_i	Niveau d'interface eau-brut	m
i	Distance entre les centres de deux trous	mm
j_f	Coefficient de friction	/
k_f	Conductivité thermique du brut	$W/m^{\circ}C$
L	Longueur de dessaleur	m
ℓ	Longueur de la rampe de distribution	m
n	Nombre de trous par rangée	/
N	Normalité	Mol/l

Q_b	Quantité de brut à dessaler	m^3/h
Q_d	Quantité de brut dessalé	m^3/h
Q_T	Débit volumique total	m^3/h
Q_w	Débit d'eau de lavage	m^3/h
Q_w'	Débit d'eau de purge	m^3/h
Q_{wb}	Débit d'eau contenue dans le brut	m^3/h
r	Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur	/
Re	Reynolds	/
S	Salinité	mg/l
S_e	Salinité du brut à l'entrée de dessaleur	mg/l
S_s	Salinité du brut à la sortie de dessaleur	mg/l
S_{th}	Salinité optimale théorique	mg/l
S_w	Salinité de l'eau	mg/l
t_d	Temps de décantation	min
U	Tension entre les électrodes	Volts
V	Volume	m^3
V_d	Vitesse de décantation	m/s
V_L	Volume du liquide	m^3
V_T	Volume total du dessaleur	m^3
X	Teneur en eau dans le brut	%
Y_1	Taux de lavage	%
Z	Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur	%
ν_b	Viscosité cinématique du brut	m^2/s
ζ	Temps de séjour	min

ϕ	Coefficient de résistance	/
ρ	Densité de l'eau	kg/m ³
ρ^2	Densité du brut	kg/m ³

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE :

La demande mondiale d'énergie augmente avec le temps, notamment sous l'influence de la croissance économique et démographique.[1]

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

L'industrie pétrolière et gazière a évolué pour répondre à la demande en produits de haute qualité. La SONATRACH a adapté ses installations pour améliorer le traitement du brut et du gaz, notamment via l'unité de **stabilisation USS1**, qui vise à produire un brut conforme aux normes contractuelles. [1]

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La première étape de traitement consiste à éliminer ces contaminants par dessalage/déshydratation pour réduire la corrosion le colmatage, l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Le dessalage électrostatique c'est une méthode typique pour éliminer les sels du brut [2]

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

Dans le cas des émulsions eau-dans-pétrole brut, une formulation optimale équilibrée est obtenue en ajoutant aux surfactants naturels lipophiles contenus dans le brut des désémulsifiant hydrophiles. [1]

Notre travail a été réalisé dans le centre industriel Naili Abdelhalim (**CINA**) au niveau de la région de Hassi Messaoud.

Notre objectif est de faire un calcul de vérification des paramètres de fonctionnement du dessaleurs électrostatique (FA 2609 A/B)

Ce travail est organisé selon les trois chapitres suivants :

- Chapitre I : généralités sur l'unité de trt/cina.
- Chapitre II : généralités sur les sels et les émulsions.
- Chapitre III : le dessalage de pétrole brut et le dessalage électrostatique.
- Chapitre IV : Dimensionnement et comparaison des dessaleurs.

CHAPITRE I : Généralités sur l'unité de TRT/CINA

CHAPITRE I : Généralités sur l'unité de TRT/CINA

I.1 Historique :

Le gisement pétrolier de HASSI-MESSAOUD d'une superficie de 2500 Km² est subdivisé géographiquement en deux zones nord et sud. [1]

27 juillet 1956 : Le pétrole jaillit pour la première fois sur le champ d'Hassi Messaoud, où opèrent conjointement la CFP-Algérie (filiale de la CFPA, futur groupe Total) et la SNREPAL (filiale du BRP, futur groupe Elf). [1]

Cette répartition remonte à 1956 lors de la découverte et l'exploitation du champ par les deux compagnies françaises CFPA au nord et la SNREPAL au sud, a engendré la création de deux centres de production. [1]

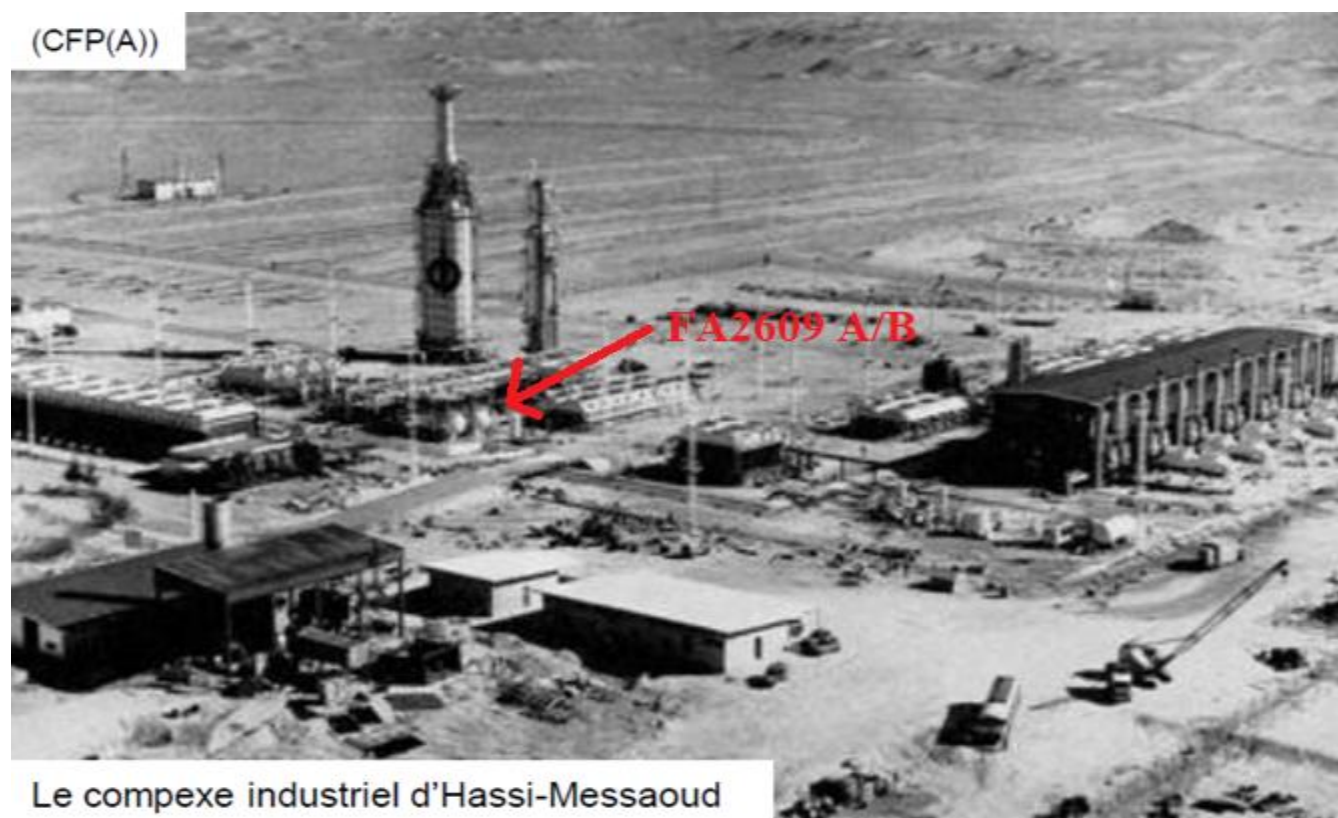


Figure I.1: photo représente l'unité TRT/CINA en 1959.[1]

Actuellement, l'ensemble de ces unités nombreuses et diversifiées, forme deux complexes industriels sud et nord (CIS & CINA). [2]

I.2 Le but de l'unité du traitement NORD

L'unité a pour mission principale d'augmenter la production de brut stable quantitativement et qualitativement et avoir des produits conformes aux normes contractuelles qui sont représentées dans le tableau suivant : [1]

Tableau I.2: normes contractuelles des paramètres essentiel de pétrole brut

GRANDEUR	MAXIMUM	MINIMUM
DENSITE	0.7949	0.8082
T.V.R	< 0.8 bars	
SALINITE	<60 mg/l	
B.S.W	<0.5 %	

I.3 Les objectifs de l'unité de TRT/CINA

- **Stabiliser le brut d'expédition :**

La totalité du brut expédié du champ Nord sera stabilisée et totalement passée dans une colonne de stripping.

La T.V.R est améliorée et fixée à 800 gr/cm² hiver comme été en annulant l'impact des écarts divers et nocturnes de température. [2]

- **Absorber une quantité de gaz riche contenus dans les gaz de re- injection**

Une amélioration et enrichissement de brut par l'absorption totale des C3, C4, C5⁺ contenus dans les gaz de re injection.

- **Améliorer le travail des compresseurs des unités en aval R4/GPL**

Le travail des compresseurs de l'unité de R4/GPL et des unités de ré injection est amélioré par la correction du poids moléculaire du gaz différentes alimentations en l'approchant des conditions de design pour obtenir un gain supplémentaire en énergie de compression. [2]

I.4 Présentation de l'unité de traitement NORD

L'unité traitement NORD traite la totalité du liquide en provenance des puis de champ de Hassi – Messaoude et des séparateurs sur champ. Le traitement se fait à quatre étages :

- L'unité UP1 :

Les séparateurs hautes pressions (premier étage) « HP »

Les séparateurs moyennes pressions (deuxième étages) « MP ».

- L'unité USS1 ou G4 A/B (troisième étages).

- Les séparateurs basses pressions (quatrième étages) « BP »

Le service Traitement CINA comprend les sections et unités suivantes :

- Un manifold de production
- Une unité de séparation du brut à étages successifs
- Une unité de stabilisation de brut
- Un parc de stockage de brut stabilisé
- Une pomperie d'expédition de brut stabilisé vers HEH
- Un réseau de torche
- Une unité de traitement des eaux huileuses.
- Une unité de Boosting de gaz
- Une unité de chargement de brut de Snubbing. [2]

I.5 Description des unités de TRT/CINA

I.5.1 Unité de séparation (UP1)

Le service traitement CINA a été créé entre 1957 et 1959.

L'unité est conçue pour séparer les effluents issus des puits, cette séparation est basée essentiellement sur la différence de densité des phases. Ce traitement est réalisé dans des batteries de séparateurs, réparties en 04 étages de séparation. Trois sortes d'arrivées de puits débouchent au CINA, et sont repérées comme suit :

- Lignes directe haute pression (LDHP) regroupant tous les puits ayant leur premier étage de séparation au centre à une pression de 15 bars, cet étage de séparation est constitué de quatre (04) séparateurs (G1C, G1D, G1H, G1A)
- Lignes directes moyenne pression (LDMP) regroupant tous les puits ayant une pression de fond assez basse pour supporter un premier étage de séparation, sont donc traités au deuxième étage à une pression de 05 bars
- Séparation sur champs, regroupant tous les puits ayant subi un premier étage de séparation dans les séparateurs sur champs rejoignent les séparateurs du deuxième étage qui sont au nombre de sept (G2C, G2D, G2H, G2K, G2J, G2B, G2A).
- Le soutirage des (07) séparateurs du 2ème étage alimentent l'unité de Stabilisation USS1, en cas d'arrêt de cette unité l'huile suivra son chemin de traitement vers le 3ème étage de séparation qui est constitué de (02) deux séparateurs bi-phasiques G4A /G4B, avant d'être stockée, l'huile transitera par les séparateurs surélevés du 4ème étage pour être complètement dégazer. La position surélevée de ces séparateurs permettra de desservir par gravité les bacs de stockage de brut stabilisé.
- Cet étage est constitué de (05) cinq séparateurs (G3A, G3B, G3D, G3E, G3H) à une pression moyenne de 0,250 bars.

Le gaz des séparateurs HP ayant un poids moléculaire faible alimente directement les unités de réinjections UC2/R5, et les gaz des séparateurs MP sont repris par les boosters R3/R4. [3]

Schéma simplifié de l'unité UP1

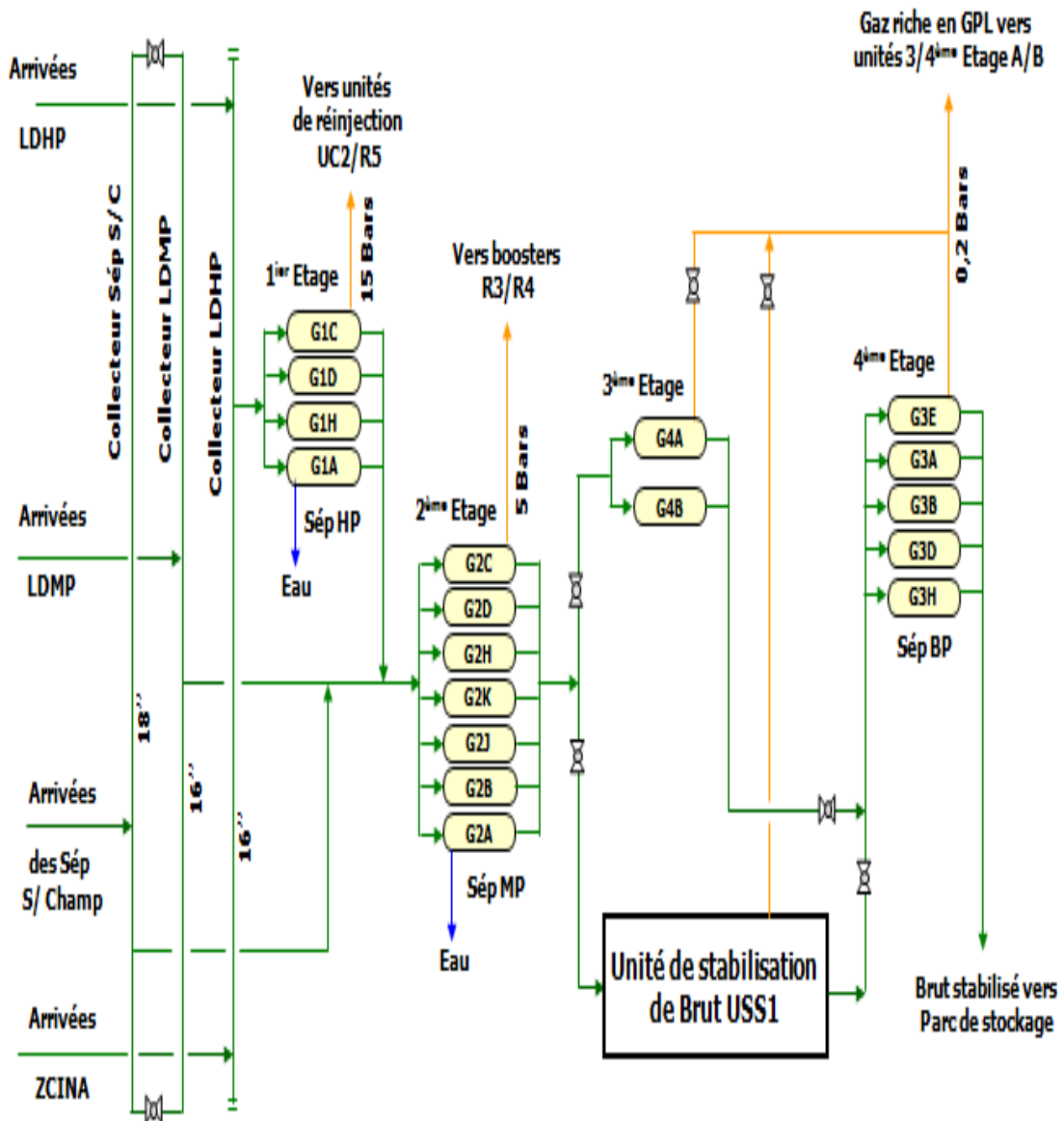


Figure I.2: Schéma simplifié de l'unité UP1

I.5.2 Unité de stabilisation et stripping (USS1)

Cette unité assure la troisième phase de traitement, elle se compose de trois sections :

a) Section stripping :

Cette section comprend une colonne DA 2601, un four BA 2601 et d'autres équipements telles que les échangeurs de chaleur, les pompes de reprise et des refroidisseurs humidifiés EC 2604, avec des sécheurs d'huile FA2604 et FA 2605. [4]

• Description du procès de cette section

Le brut venant des séparateurs de 2^{ème} étage MP rentre au premier plateau de la colonne de stripping DA 2601 ($P= 2 \text{ Kg/Cm}^2$) dont le but principal est d'évaporer une fraction d'hydrocarbure légère et sert à la fois de charge et de reflux. [4]

Un soutirage latéral du deuxième et du quatrième plateau permet de récupérer et de purger toute la quantité d'eau contenue dans la charge (estimée à 1 %) par les deux ballons FA 2604 et 2605.

La colonne DA 2601 possède deux sections, une section de rectification comporte 16 plateaux, et une section d'épuisement, celle-ci à deux compartiments le côté bouteille et le côté périphérique.

L'huile stabilisée du compartiment central (côté bouteille) ($T = 85 \text{ C}^\circ$) dont une partie sert de rebouillage est évacuée par sa propre énergie vers les bacs de stockage, en passant par les séparateurs quatrièmes étage après s'être refroidie à une température de 35 c° dans les aéroréfrigérants humidifiés EC2605. [4]

La quantité d'huile stabilisée servant de rebouillage est refoulée par la pompe GA2602 à travers les tubes de trois batteries d'échangeurs de préchauffe ($T=130\text{C}^\circ$) EA 2601 et EA 2602 dans le four de rebouillage BA 2601 dont la sortie chaude ($T=180\text{C}^\circ$) aboutit en dessous du 16^{ème} et dernier plateau du stripeur DA 2601 pour donner les vapeurs de stripping et l'huile sur stabilisée dans le compartiment périphérique. [3]

La pompe GA2601 refoule cette huile sur stabilisée à travers la calandre des deux batteries d'échangeurs EA 2602 dans les deux dessaleurs FA2609 A/B (T=110 C°). Pour minimiser les taux des sels, afin de protéger les équipements de l'unité contre la corrosion et le bouchage, puis à travers les aéroréfrigérants humidifiés EC2604 (T=40 C°) pour servir d'huile d'absorption. L'excédent de brut est envoyé vers le stockage à travers l'aéroréfrigérants EC 2605. [3]

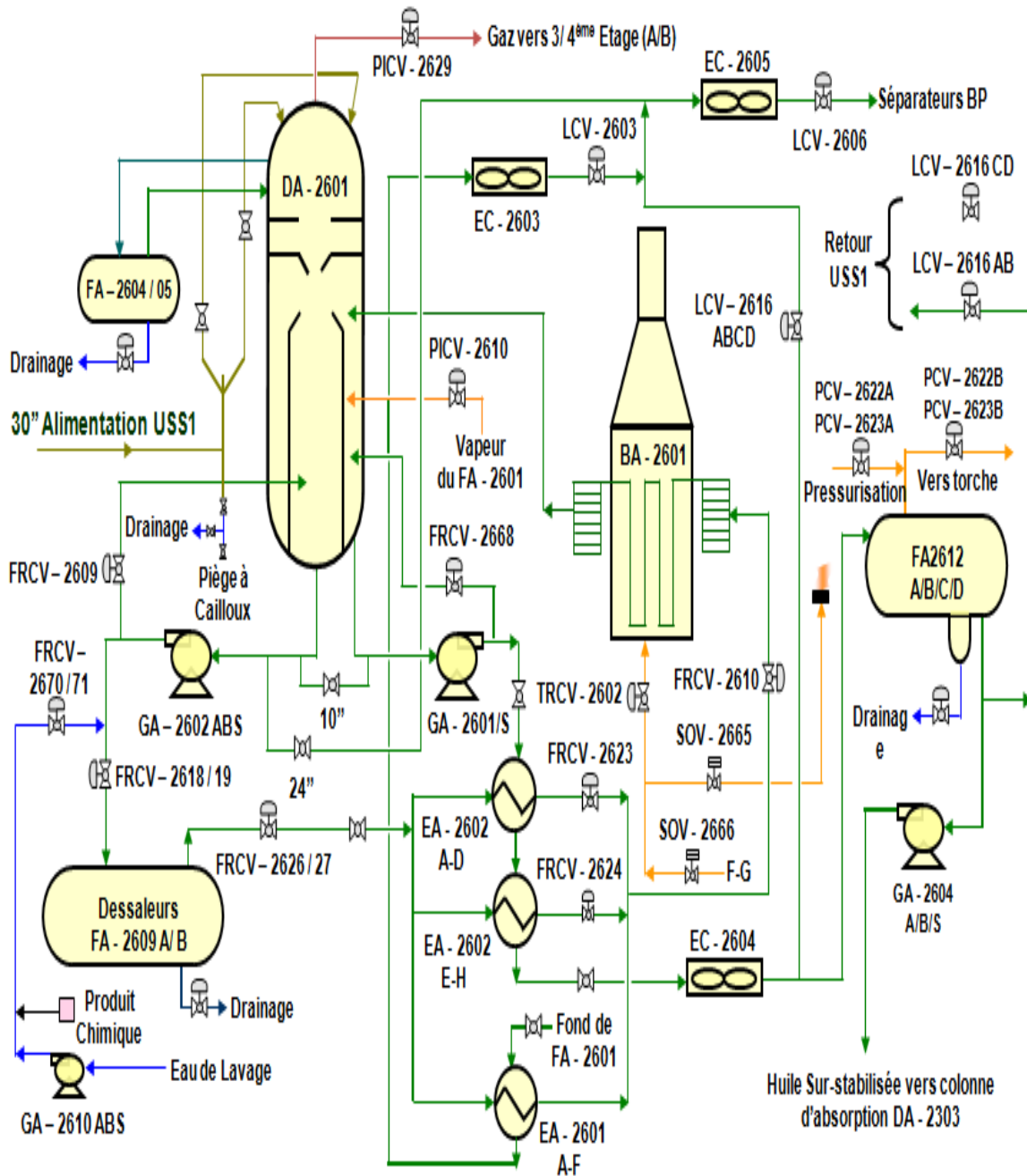


Figure I.3: Schéma simplifié de processus de stripping

b) Section stabilisation :

Cette section reçoit une huile riche du ballon FA 2602, qui est aspirée et refoulée par la pompe GA 2605, la colonne DA 2602 est alimentée en tête.

Cette section comprend des échangeurs de chaleurs EA 2601, d'aéroréfrigérant EC 2603, un ballon de flash FA 2601, des pompes de reprises GA 2603 et un sécheur FA 2606. [2]

• Description de procès de l'unité stabilisation

L'huile enrichie de condensât, reprise du fond de la colonne d'absorption DA 2603 par la pompe GA 2605 qui aspire du ballon de garde FA 2602 alimente la colonne de stabilisation DA 2602 au 25^{ème} plateau servant ainsi de charge et de reflux. [2]

Dans cette colonne, une fraction d'hydrocarbure légère est évaporée, ainsi le brut est plus au moins stabilisé et dont on TVR de 800 gr/cm² environ. De la colonne cette huile stable est envoyée vers la quatrième phase de traitement dans les séparateurs qui fonctionne à une pression de 0.200 bars.

Les gaz de tête de cette colonne ($p=16 \text{ Kg/cm}^2$; $T=45 \text{ C}^\circ$) riche en propane et butane alimentant l'unité de GPL et une partie envoyée vers le service de compression.

Le fond de cette colonne chauffé à 220 C° par le four de rebouillage BA 2602 chargé par les pompes GA 2603, qui aspirent l'huile du premier compartiment et le refoulent vers deuxième compartiment via le four. Par gravité le brut stabilisé passe dans le ballon de FLASH FA 2601, ($P =4.5 \text{ Kg /Cm}^2$, $T = 190 \text{ C}^\circ$), dans lesquelles les deux phases, gaz et liquide se séparent, le niveau est maintenu par une vanne de régulation LICV 2603. [2]

Les vapeurs de ce ballon sont envoyées vers la colonne de stripping DA 2601 et le fond du FA 2601 passe vers la dernière phase de traitement en passant à travers la calandre de la batterie d'échangeurs EA 2601 et les aéro-frigérants humidifiés EC 2603. [2]

Le niveau est maintenu par la vanne 2603 LCV, puis rejoint la partie qui est régulée par la vanne LC 2616, la totalité passe à travers l'aéro-réfrigérants EC 2605 pour être refroidie à une température de 35 C°.[2]

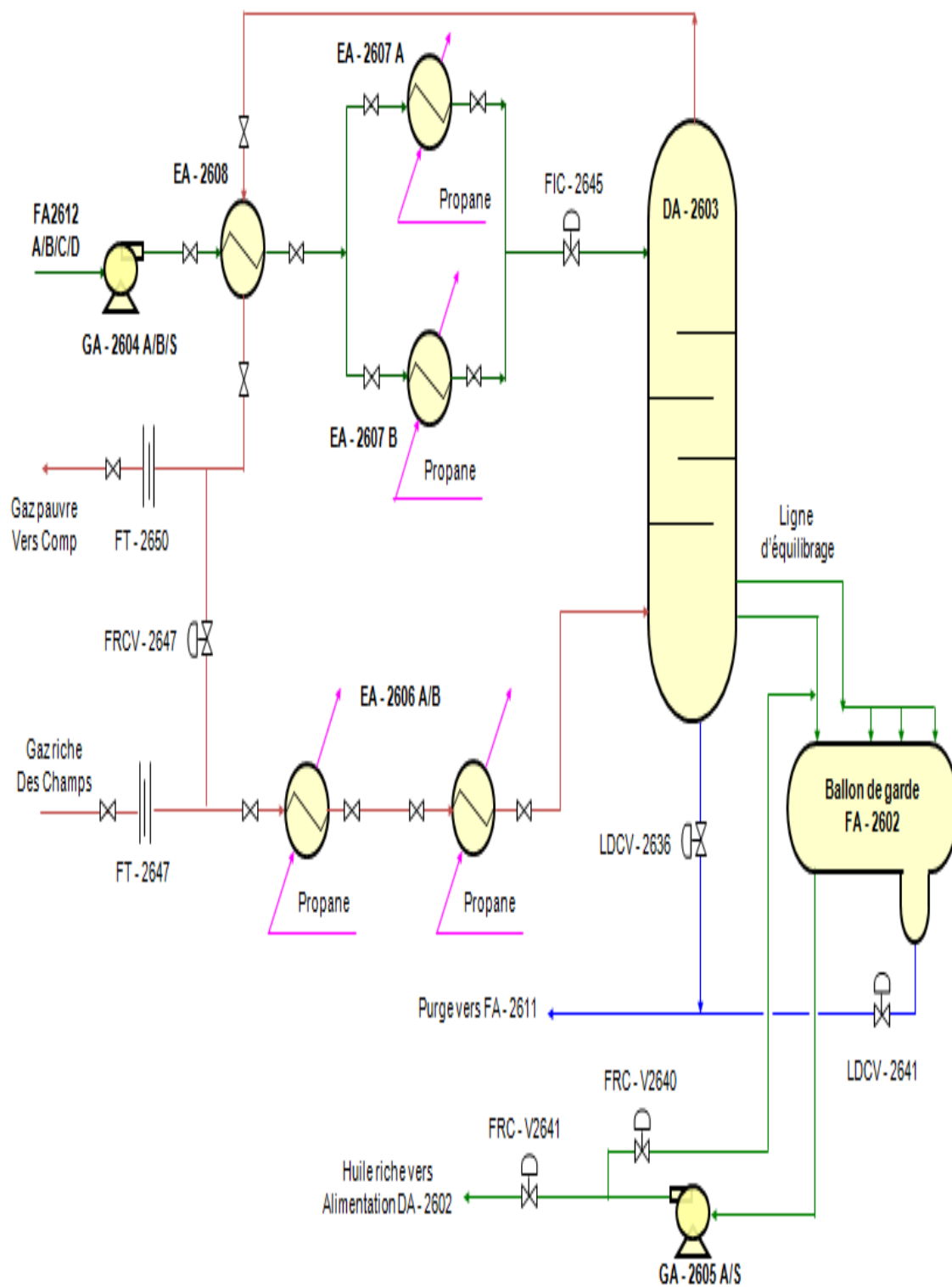


Figure I.4: Schéma simplifiée la section de stabilisation

I.5.3 Les séparateurs G4A/B

Le soutirage des (07) séparateurs du 2^{ème} étage alimentent l'unité de Stabilisation USS1, en cas d'arrêt de cette unité l'huile suivra son chemin de traitement vers le 3^{ème} étage de séparation qui est constitué de (02) deux séparateurs bi-phasiques G4A /G4B. [2]

I.5.4 Les séparateurs BP

Avant d'être stockée, l'huile transitera par les séparateurs surélevés du 4^{ème} étage pour être complètement dégazer. La position surélevée de ces séparateurs permettra de desservir par gravité les bacs de stockage de brut stabilisé. Cet étage est constitué de (05) cinq séparateurs (G3A, G3B, G3D, G3E, G3H) à une pression moyenne de 0,250 bars. [3]

I.5.5 Unité de compression 3^{ème} et 4^{ème} étage A et B

Vue la quantité importe du gaz au niveau de la colonne de stripping DA 2601 et des séparateurs basses pressions, il est indispensable d'installer une unité pour récupérer cette quantité de gaz, dont le but principal est de valoriser cette coupe et éviter la pollution de l'environnement.

Le gaz récupérer dans cette unité est envoyé vers l'unité de compression R4 / GPL pour un traitement ultérieur. [3]

- **Description de l'unité :**

Le gaz en provenance de la DA 2601 et les séparateurs de quatrième étage BP est récupérer dans un ballon FA 2301, le surplus est envoyé vers la torche.

Le moto-compresseur GB 2300 aspire le gaz avec une pression de 0.02 Kg / Cm² environ et le refoule à une pression de 15 bar et une température de 175 C° environ, à travers l'aéroréfrigérant EC 2300 A et B pour le refroidir à une température de 35C° environ.

Après ce refroidissement le gaz subi une détente dans le ballon FA 2302, pour récupérer les condensats, et les envoyés avec le brut à l'entrée des séparateurs basses pressions (BP) de quatrième étage (état actuelle).

Les incondensables sont envoyés vers l'unité GPL. [3]

I.5.6 Stockage et pomperie expédition

Le brut stabilisé est stocké dans quatre bacs à toit flottant A, B, C et D ont une capacité de 8000m³ et trois bacs à toit fixe E (de capacité 13500m³), F et G ont une capacité de 16000 m³, qui est destiné à l'expédition vers Haoud-EL- HAMRA (HEH). Les bacs T1 et T2 ont une capacité de 850 m³ et les bacs T3 et T4 ont une capacité de 300 m³. Dans ces bacs de stockage on aura une décantation de l'eau libre, qui par la suite, va être purgé avant l'expédition vers H.E.H. Pour assurer les expéditions de brut stocké dans ces réservoirs, nous avons deux pomperies :

- Une ancienne à une capacité de 22000 T/j.
- Une nouvelle avec une capacité de 63000 T/J. [2]

• Les pompes utilisées pour l'expédition

- Quatre pompes verticales en parallèles, débitées 1200 m³ /h chacune
- Quatre pompes horizontales en série débitent 1200 m³/h.
- Deux pompes (booster) horizontales débitent 500 m³/h. [2]

I.5.7 Unité de Traitement des Eaux Huileuses (API)

L'eau arrivant à la station de déshuilage passe par une série d'ouvrages et d'équipements pour être traitée et déshuilée par voie physique et physico-chimique. Si la séparation physique joue sur la différence des densités entre les différentes phases, la séparation par voie physico-chimique permet de modifier les caractéristiques de la couche externe des particules (huileuses et solides) existantes dans l'eau afin de faciliter son élimination.

Les principaux équipements de la station de déshuilage :

- Séparateur tri-phasique.
- Dégazeur. Pompes d'expédition.
- Bassin API.
- Puisards et pompes de transfert d'eaux huileuses.
- Skimmers.
- Séparateur IGF.
- Séparateur DGF.
- Skids d'injection des produits chimiques.
- Réservoir d'eau traitée et Bassins évaporateurs. [2]

I.5.8 Réseau de torche Traitement CINA

Le développement des champs de Hassi Messaoud et la construction de nouvelles unités de production au sein des centres CINA et CIS ont entraîné une situation caractérisée par l'existence de réseaux de torches qui présente, divers inconvénients tel que :

- Torches nombreuses d'où une occupation importante de terrain.
- Installations non conformes (encombrement, vibrations,)
- Plusieurs modifications ont été nécessaires (banalisation et isolement de lignes de torche,..)
- Pollution de l'environnement.

Afin de résoudre ces problèmes, des nouveaux réseaux de torches ont été réalisés en 2008 au niveau des centres CINA et CIS.

Au CINA, le réseau de torches comprend :

- Pôle d'écrêtage (pôle nord)
- Pôle de décompression (pôle sud) [2]

I.5.9 Rampe de chargement de brut de Snubbing :

Cette unité est conçue pour remplir les camions qui transportent le brut stabilisé vers les lieux de forage (les opérations de snubbing). [2]

• Equipements principaux de l'unité :

- 02 Bacs de Stockage T3 et T4 (300 m³ chacun) de type à toit fixe
- 03 Bras de chargement de brut stabilisé de type dôme
- 03 Motopompes de transfert de brut
- 01 puisard d'eau huileuse équipé par deux pompes verticales ; sert à collecter Les drainages des deux bacs de stockage, des pompes et de la zone de chargement
- 01 tour de contrôle doté d'une sous station électrique [2]

I.6 Les produits chimiques utilisés dans les unités de TRT/CINA :

**I. INJECTION DES PRODUITS CHIMIQUES TRT CINA
USS1 / UP1 / DEP**

Unité	Point d'injection	Repère	Produit utilisé	Nature	Consommation	OBS
USS1	ASP GA2601	BC5	CHIMEC 1038	Inhibiteur de corrosion	4 /h	Injection continue
	ASP GA2602	BC6	INIPOL AD32	Anti-dépôt	4 L/h	Injection continue
	ENTREE FA2609	BC9	PROCHINOR 2558	Désémulsifiant	4 L/h	Injection continue
	ENTREE GAZ Absorpt	BC10	CHIMEC 1038	Inhibiteur de corrosion	0,8 L/h	Injection continue
	EC 2604	Piscine	AD20	Anti-dépôt	82L semaine	Continue pendant 6 mois
	EC2603	Piscine	AD20	Anti-dépôt	82L semaine	Continue pendant 6 mois
	EC2605	Piscine	AD20	Anti-dépôt	164L semaine	Continue pendant 6 mois
UP1	ENTREE SEPARATION	BC4 (1)	PROCHINOR 2558	Désémulsifiant	4L/h (Collect MP)	Continue pendant 6 mois
					1L/h (Collect HP)	Continue pendant 6 mois
		BC4 (2)	BACTIRAM 3084	Bactéricide	2 fûts/mois	Trt de choc
Départ Vers Puits	Station d'injection des produits chimiques vers EP	ICE	NORUST 720	Inhibiteur de corrosion	50 ppm (1 L/h)	Débit à la demande de DEP
		Anti-dépôt	INIPOL AD32	Anti-dépôt	100 ppm (2 L/h)	Débit à la demande de DEP (Labo)
		Désémulsifiant	PROCHINOR CL73	Désémulsifiant	200 ppm (4 L/h)	Débit à la demande de DEP (Labo)
		Bactéricide (BA)		Bactéricide	Injection Continue	Débit à la demande de DEP (Labo)
		Bactéricide (BB)		Bactéricide	Trt de choc	Débit à la demande de DEP (Labo)
		Bactéricide (BC)		Bactéricide	Injection Choc	Débit à la demande de DEP (Labo)

Figure I.6 : Produits chimiques injectées dans les unités UP1, USS1, 3/4 étage et API.

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LES SELS ET LES ÉMULSIONS

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR LES SELS ET LES ÉMULSIONS

II.1 Généralités sur les sels :

II.1.1 Origine et formes des sels :

La plupart des puits fournissant lors de leur mise en production une huile anhydre (Teneur en eau < 20 ppm) variablement chargée en sels, au cours de la vie du puit cette teneur Tend à augmenter régulièrement [4]

II.1.2 Nature De sel :

Les principaux sels présents dans le pétrole brut sont majoritairement des chlorures, avec une répartition typique approximative suivante :

- $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%,
- $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%,
- $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70% [4]

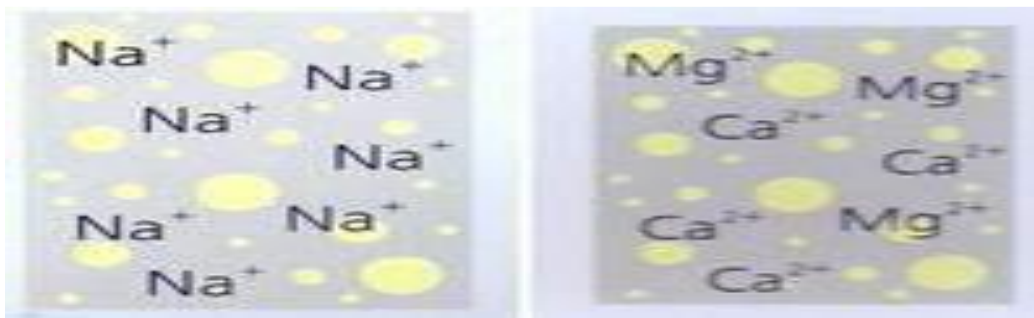


Figure II.1 : Les sels dans le pétrole brut [4]

Les sels dans le pétrole brut existent sous deux formes :

- Cristaux solides en suspension dans le pétrole
- Ionisés dans l'eau présente dans le brut [3]

Les sels présents dans le pétrole brut se trouvent principalement sous forme ionique dissoute au sein de microgouttelettes aqueuses en phase dispersée, constituant une émulsion eau-dans-huile (W/O). [4]

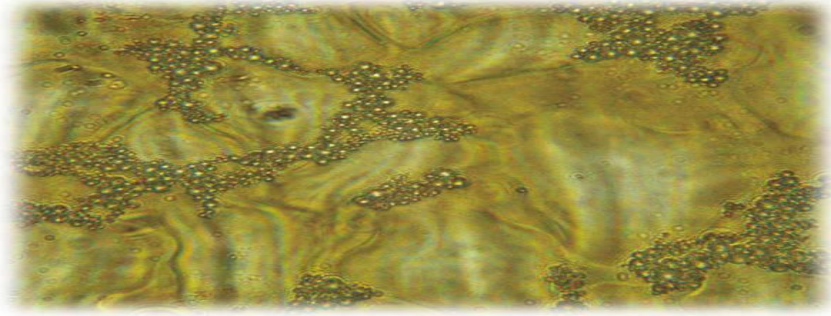


Figure II.2 : Sels Ionisés dans l'eau présente dans le brut. [4]

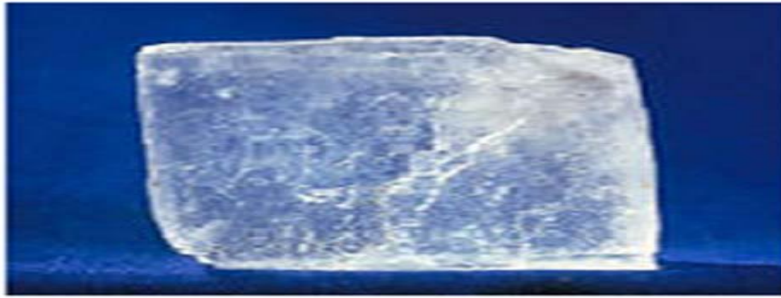


Figure II.3 : Chlorure de Sodium Figure [4]

II.1.3 Inconvénients des sels :

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

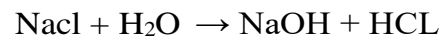
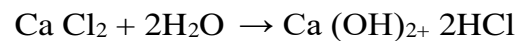
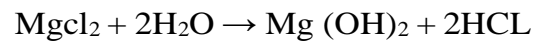
- Dépôt de sels à l'intérieur des tubes des fours et sur les faisceaux tubulaires des échangeurs de chaleur, provoquant un **encrassement** qui réduit l'efficacité du transfert thermique.
- **Corrosion des équipements.**
- **Les sels entraînés par les produits** agissent comme des poisons catalytiques dans les unités de craquage catalytique. [4]



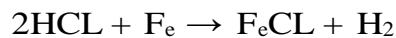
Figure II.4 : Bouchage faisceau tubulaire d'un échangeur [4]

II.2 Corrosion :

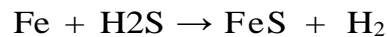
Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide Chlorhydrique :



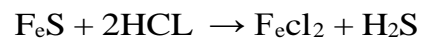
L'acide chlorhydrique (H Cl) (en solution aqueuse) attaque le fer suivant la réaction :



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



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



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides. [5]

II.2.1 Mécanismes de Corrosion dans les Installations Pétrolières :

corrosion est l'un des principaux défis dans l'industrie pétrolière et gazière, entraînant des coûts élevés de maintenance, des risques d'accidents et des impacts environnementaux. Elle résulte de réactions électrochimiques ou chimiques entre les matériaux métalliques et leur environnement (fluides corrosifs, gaz, températures élevées, pressions). Ce document détaille les mécanismes de corrosion, leurs causes et leurs effets sur les installations pétrolières. [3]

II.2.2 Types et Mécanismes de Corrosion :

II.2.2.1 Corrosion Généralisée (Uniforme) :

Description : Dégradation homogène de la surface métallique sous l'effet d'agents corrosifs (CO_2 , H_2S , eau salée).

Mécanisme : Réaction d'oxydo-réduction où le métal (Fe) se dissout en ions (Fe^{2+}).

Exemple : Corrosion des pipelines en acier au carbone exposés au CO_2 ("sweet corrosion"). [3]

II.2.2.2 Corrosion Localisée

a) Corrosion par Piqures :

Cause : Attaque localisée en présence de chlorures (eau de mer) ou de défauts de revêtement.

Mécanisme : Formation de micro-cellules électrochimiques conduisant à des perforations. [3]

b) Corrosion Galvanique :

- Cause : Contact entre deux métaux différents (ex : acier + cuivre) dans un électrolyte.
- Effet : Le métal le moins noble (anode) se corrode plus rapidement.

c) Corrosion Caverneuse (Crevice Corrosion) :

Cause : Zones confinées (joints, dépôts) où le milieu corrosif stagne. [3]

II.2.2.3 Corrosion sous Contrainte (CSC) :

Description : Fissuration due à la combinaison de contraintes mécaniques et d'un environnement corrosif.

Types :

Sulfide Stress Cracking (SSC) : En présence de H₂S (typique dans les puits de pétrole).

Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl-SCC) : Sur les aciers inoxydables exposés aux chlorures. [3]

II.2.2.4 Corrosion Microbienne (MIC) :

Cause : Bactéries (sulfato-réductrices, acidophiles) produisant des sulfures et acides corrosifs.

Zones à risque : Canalisations d'eau, réservoirs de stockage, pipelines.

II.2.2.5 Corrosion-Érosion :

Mécanisme : Dégradation accélérée par l'abrasion des particules solides ou des fluides à haute vitesse.

Exemple : Usure des tuyaux en présence de sable dans le pétrole brut. [3]

II.2.3 Facteurs Influençant la Corrosion :

II.2.3.1 Composition des Fluides :

CO₂ (Sweet Corrosion) : Formation d'acide carbonique en présence d'eau.

H₂S (Sour Corrosion) : Génère de la corrosion et fragilisation par l'hydrogène.

Oxygène dissous : Accélère l'oxydation, surtout dans les systèmes de refroidissement.

II.2.3.2 Température et Pression :

L'augmentation de la température accélère les réactions chimiques.

Les hautes pressions favorisent la dissolution des gaz corrosifs (CO₂, H₂S).

II.2.3.3 Vitesse d'Écoulement :

Un écoulement turbulent peut provoquer une érosion-corrosion.

II.2.3.4 Qualité des Matériaux :

Les aciers faiblement alliés sont plus sensibles que les aciers inoxydables ou revêtus. [3]

II.2.4 Méthodes de Prévention et Protection :

II.2.4.1 Choix des Matériaux :

Utilisation d'aciers inoxydables (duplex, super duplex) ou alliages résistants (Inconel).

Revêtements protecteurs (peintures époxy, galvanisation).

II.2.4.2 Inhibiteurs de Corrosion :

Injection d'inhibiteurs chimiques (amines, phosphates) dans les pipelines.

II.2.4.3 Protection Cathodique :

Anodes sacrificielles (magnésium, zinc) ou courant imposé pour protéger les structures enterrées.

II.2.4.4 Contrôle et Surveillance :

Inspections par ultrasons, radiographie.

Capteurs en ligne pour mesurer la corrosion (coupons, résistance électrique). [3]

II.3 Théorie Sur Les Emulsions :

II.3.1 Définition de l'émulsion :

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

La nomenclature des émulsions est standardisée par AFNOR. Le liquide dispersé et appelé phase dispersée, interne ou discontinue. L'autre liquide est appelé milieu de dispersion ou milieu externe, et encore phase dispersante ou phase continue. [5].

C'est ce qu'on appelle une émulsion eau dans l'huile où la phase continue est l'huile et la phase dispersée est l'eau. Figure [II.5]

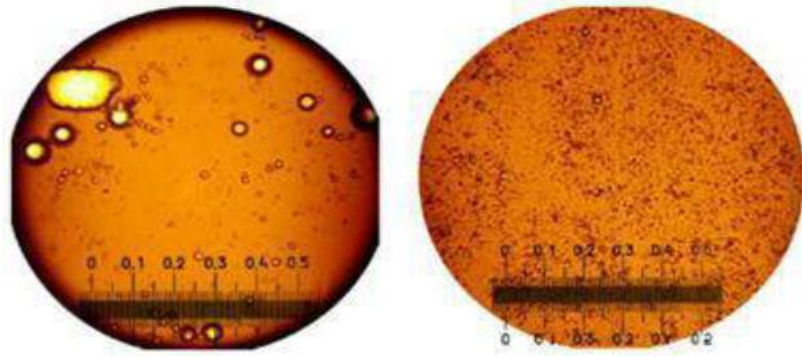


Figure II.5 : Photomicrographie d'une émulsion eau-dans-huile. [5]

Les gouttelettes d'eau sont si petites qu'elles ne peuvent pas se déposer par gravité.

De plus, ces fines gouttelettes ont à leur surface de grosses molécules d'asphaltènes, les fines particules solides provenant de sédiments, de sables ou de produits d'érosion.

La présence de ces molécules à la surface des gouttelettes agit comme un bouclier qui empêche les gouttelettes de s'unir entre elles dans ce qu'on appelle la coalescence. [5]

II.3.2 Types d'émulsions :

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

- les émulsions eau dans l'huile ou huileuses, E/H pour laquelle la phase interne (dispersée) est l'eau.
- les émulsions huile dans l'eau ou aqueuses, H/E pour laquelle la phase externe (milieu dispersant) est l'eau.
- les émulsions appelées doubles ou multiples, dont la phase interne est-elle même une émulsion. Les émulsions multiples peuvent être désignées comme eau-dans- huile-dans-eau (E/H/E) ou huile-dans-eau-dans-huile (H/E/H). [6]

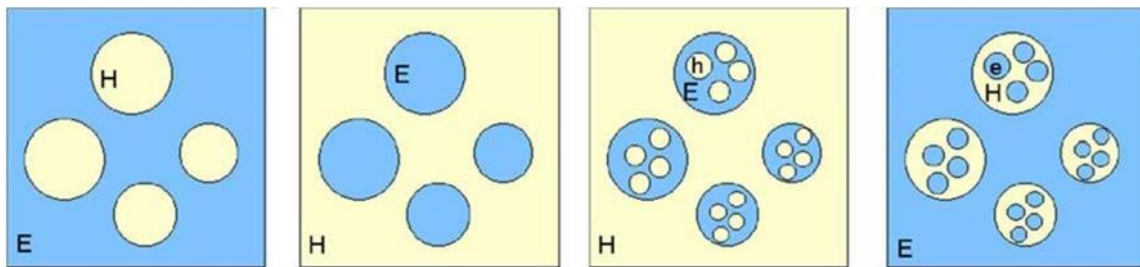


Figure II.6 : Les différents types d'émulsions. [7]

II.3.3 Conditions de formation d'une émulsion :

Le pétrole brut en entrée d'unité contient une charge en saumure se présentant sous forme d'une émulsion stable de microgouttelettes aqueuses en phase dispersée au sein de pétrole brut [6]

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile le Figure II.6 ou « hydrophobe », la phase continue étant l'huile. Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement. Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

- Non miscibilité des deux liquides.
- Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre.
- Présence d'un agent émulsifiant stabilisant de l'émulsion. [6]

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

On distingue principalement deux types de solides présents dans le brut :

1. Paraffines :

- Solubles dans la phase huileuse
- Préférentiellement mouillées par le pétrole

2. Particules fines :

- Sulfures (fer, zinc, aluminium)
- Carbonates (calcium)
- Silice et argiles
- Sulfure de fer [7]

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. [7]

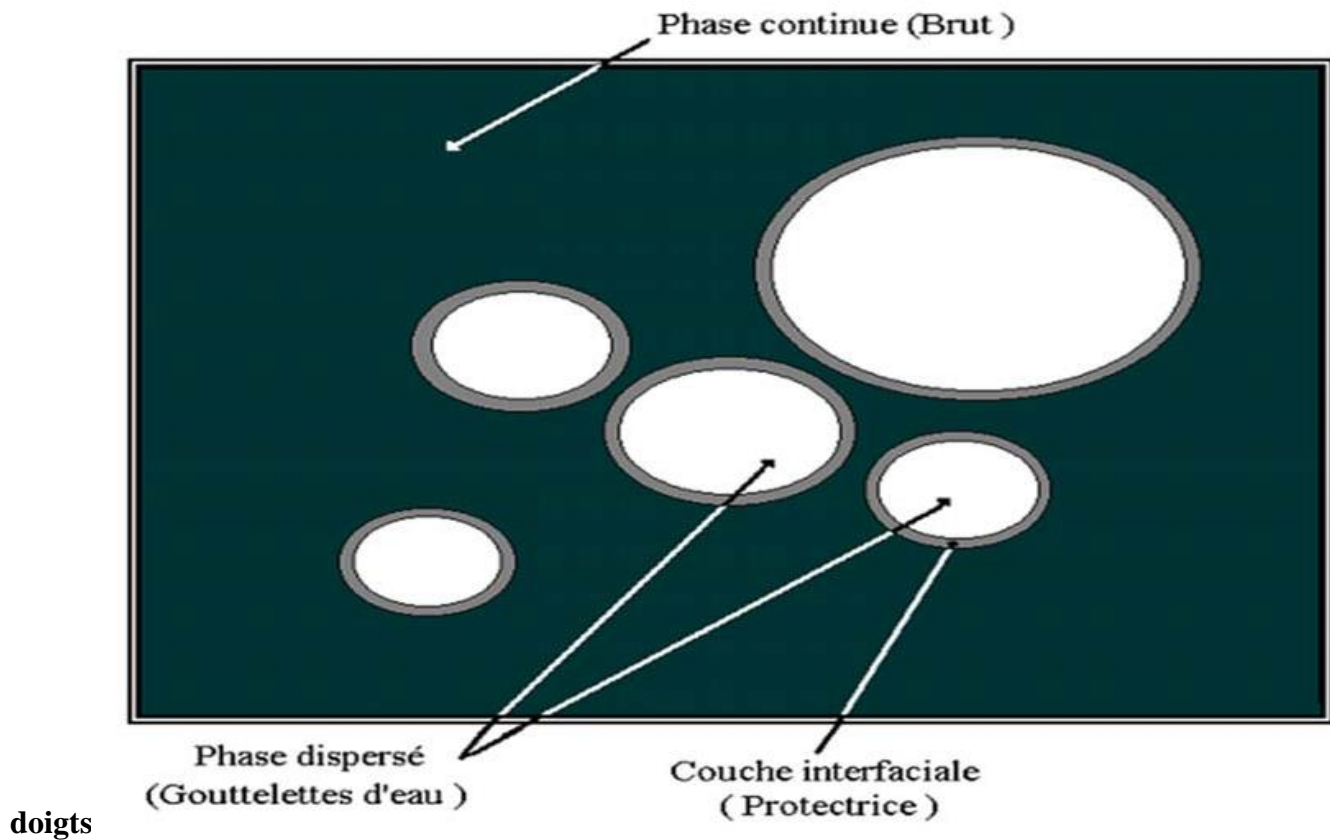


Figure Figure II.7 : Emulsion Eau-Brut. [8]

II.3.4 Procède des désintégrations des émulsions :

Il existe trois principaux types des procédés :

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

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

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

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

La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour intégrer les émulsions stables. [8]

On peut résumer le principe de ces procédés dans la figure II.8.

Deux forces s'opposent: les tensions inter faciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film inter facial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films inter faciaux par une action chimique ou électrique.

Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques.

Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées, ont fusionné la séparation par gravité peut effectuer.

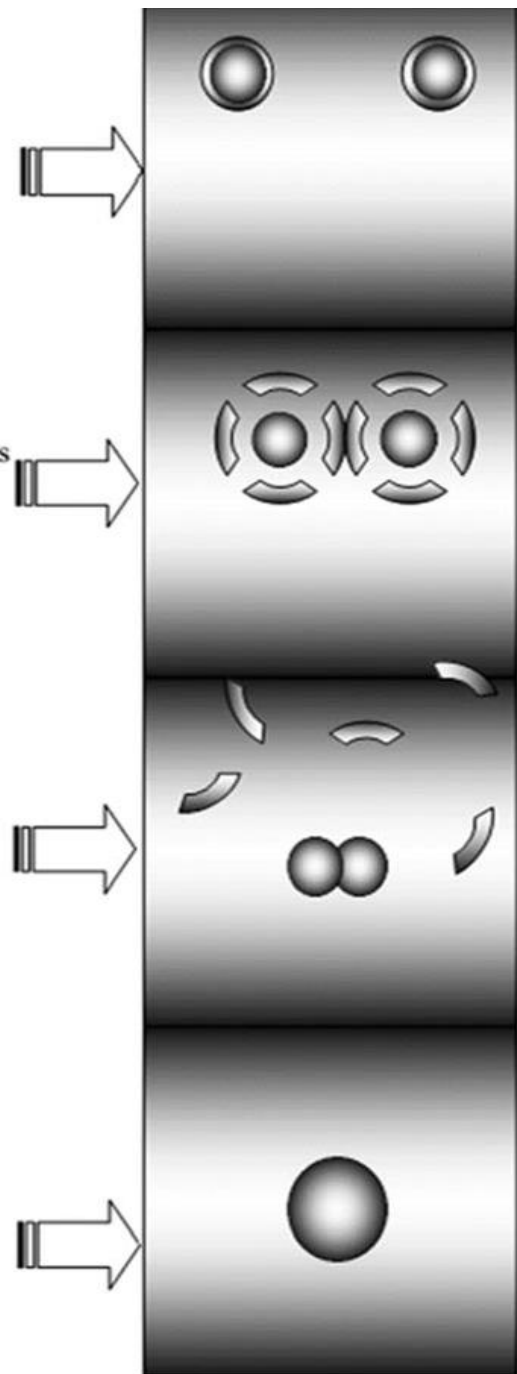


Figure II.8 : Principe de l'émulsion. [9]

II.3.4.1 Procédé mécanique :

Les principaux procédés mécaniques de traitement du pétrole brut sont :

- a. **Décantation** - Séparation par gravité des phases liquides
- b. **Centrifugation** - Séparation par force centrifuge (essorage)
- c. **Filtration** - Rétention des solides par passage à travers un média poreux. [8]

a. La décantation :

La décantation exploite la différence de densité entre l'eau et le pétrole pour séparer naturellement les deux phases. [8]

Plus lourde, l'eau se dépose au fond tandis que l'huile remonte. Ce procédé n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre Les poids spécifiques des composés de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions Accélère la décantation. [8]

Afin d'améliorer la décantation :

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

Continue. [8]

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 p% d'eau à des températures supérieures à 80°C.

Le débit faible des centrifugeuses ainsi que les frais élevés d'exploitation constituent les Raisons principales de leurs utilisations limitées. [8]

Dans ce cas, on utilise la force centrifuge basée sur la même loi de Stokes à condition de la Remplacer dans la formule par la force centrifuge équivalente. [2]

$$F = m \cdot \frac{v^2}{R} \dots\dots\dots[\text{II} - 1]$$

$$\text{Où : } v = \frac{2 \cdot \pi R \cdot n}{60} \dots\dots\dots[\text{II} - 2]$$

$$\text{Il vient : } F = \left(\frac{2\pi}{60}\right) \cdot m \cdot n^2 \cdot R \dots\dots\dots[\text{II} - 3]$$

Avec :

M : masse du corps en révolution en (kg)

V : vitesse linéaire en (m/s)

R : rayon du cercle de révolution (m)

n : vitesse de révolution (Tr/s).

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

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

La centrifugation Permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque

Complet des pétroles (à 99,7%).[8]

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. [8]

II.3.4.2 Procédés chimiques :

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

Peut être obtenue par :

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tension actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence de L'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion.[9]

Le choix de dés émulsifiants dépend de la nature Du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, De la température et de la vitesse de décantation...etc. [8]

Dés émulsifiants chimiques vendus sous différents Noms commerciaux, tels que TRETOLITE, PROCHINOR, VISCO, BREAXIT, etc., sont très utiles pour résoudre Des émulsions. Les dés émulsifiants agissent pour neutraliser l'effet des agents émulsifiants. [9]

II.3.4.3 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. [8]

En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. [8]

Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir. [8]

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. [9]

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. [9]

Le tableau II.3.4.3. Ci -après, décrit ces opérations ainsi que les paramètres qui les régissent.

Tableau II.3.4.3. Les opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrostatique. [9]

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut salé et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Turbulence (vanne de mélange) - Temps de séjour - Présence d'agent mouillant
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique crée par l'électrode haute tension du dessaleur développe des forces entre gouttes dipôles qui facilitent la coalescence	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Diamètre des gouttes - Différence de densité - Viscosité du brut - Température (action sur la viscosité) - Temps de séjour

CHAPITRE III : DESSALAGE DE PETROLE BRUTE ET LE DESSALAGE ELECTROSTATIQUE

CHAPITRE III : LE DESSALAGE DE PÉTROLE BRUT ET LE DESSALAGE ÉLECTROSTATIQUE

III.1 Le dessalage de pétrole brut :

III.1.1 Définition de dessalage :

Le dessalage de pétrole est processus cruciaux pour éliminer les sels du pétrole brut, l'émulsion eau dans l'huile doit être détruite, ce qui produit une phase aqueuse continue qui peut être facilement séparée par un simple processus de décantation. [10]

III.1.2 Objectifs du Dessalage

Éliminer :

- L'eau « Déshydratation ».
- Les sels « Dessalage ». Pour :
- Répondre aux spécifications commerciales « BSW < 1% et Salinité < 40 mg ».
- Limiter les pertes de charge et la corrosion dans les pipes de transport. [11]

III.1.3 Les étapes de dessalage :

Le processus de dessalage se déroule selon les étapes suivantes :

- **Lavage de l'eau**
- **Coalescence**
- **Décantation**

III.2 Dessalage électrostatique :

III.2.1 Généralités :

Après les séparateurs triphasiques, le brut contient des sels sous forme dissoute dans l'eau Et éventuellement sous forme de cristaux plus ou moins protégés par une enveloppe de brut. Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. [10]

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

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur. L'eau salée résiduelle du Brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut. [10]

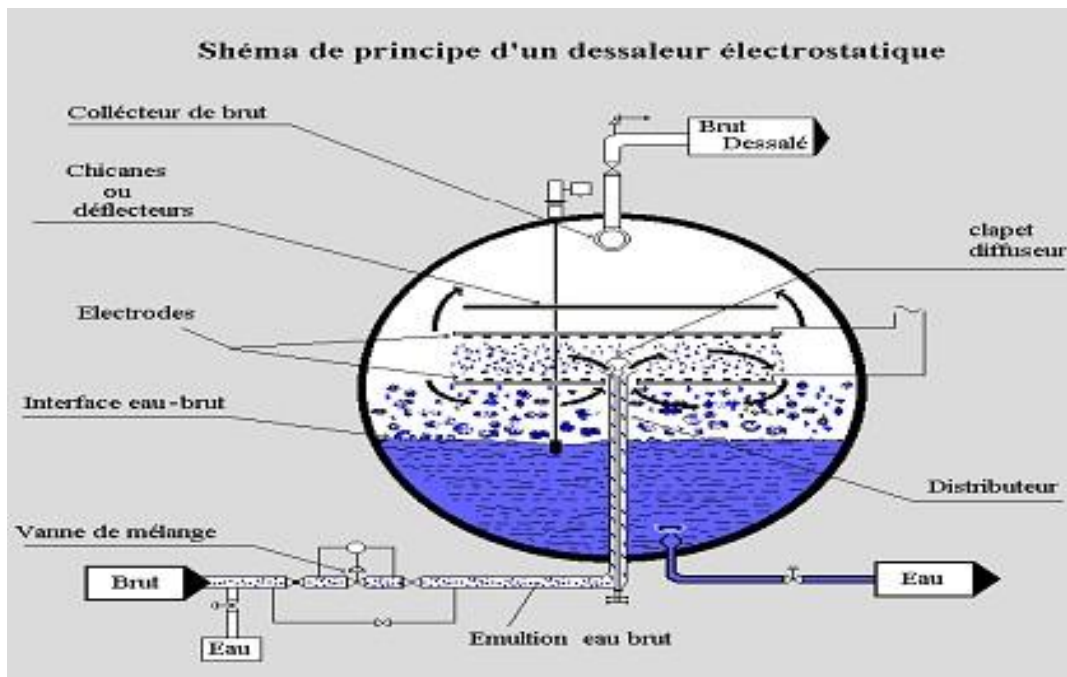


Figure III.2.1 : Dessaleur électrique. [10]

III.2.2 Types de dessaleur électrostatique :

IL existe trois types de dessaleur électrostatique :

- Les dessaleurs sphériques.
- Les dessaleurs cylindriques verticaux.
- Les dessaleurs cylindriques horizontaux. [11]

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

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

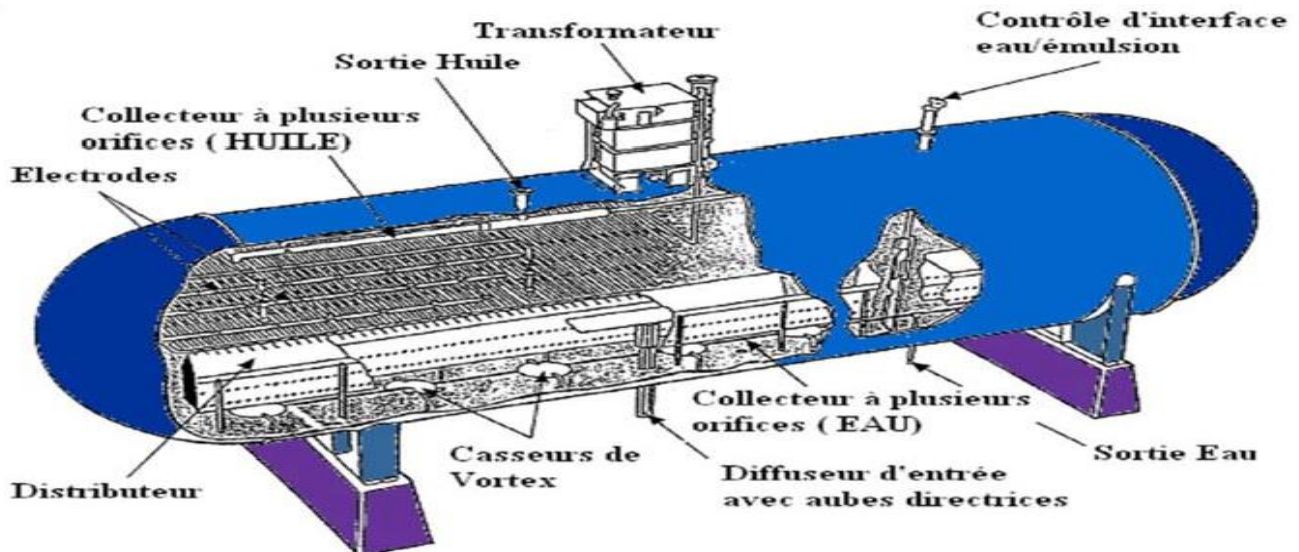
Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui Ont comme Avantages :

- Grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- La vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleure décantation de l'eau).
- Possibilité de procéder à haute pression et à haute température. [10]

III.2.3 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :

III.2.3.1 Préparation de l'émulsion :

Le brut préchauffé, additionné d'un agent désémulsifiant (3–5 % vol. d'eau préchauffée), est homogénéisé via une vanne de mélange. L'ouverture de cette vanne est réglée par un contrôleur de pression différentielle (ΔP), garantissant une émulsion optimale. [8]



Figur III.2.3.1 : Dessaleur électrostatique [11]

III.2.3.2 Dispersion et écoulement laminaire :

L'émulsion pénètre dans le dessaleur par une admission équipée d'aubes directrices, assurant un écoulement laminaire. Un distributeur immergé dans la phase aqueuse (proche du fond) diffuse l'émulsion via des orifices latéraux, formant des « doigts d'émulsion » ascendants. [10]

III.2.3.3 Rupture électrostatique et séparation des phases :

Les doigts d'émulsion traversent la zone aqueuse sans coalescence précoce, puis atteignent un champ électrique entre des électrodes. Ce champ induit la polarisation et la coalescence des gouttelettes d'eau, libérant l'huile qui migre vers la tête du dessaleur. [10]

III.2.3.4 Extraction et contrôle des phases :

- **Huile** : Recueillie par un collecteur multi-orifices en tête, puis évacuée via deux sorties jumelées.

- **Eau** : Évacuée par des sorties jumelées en fond, connectées à un collecteur équipé de plaques antivortex pour minimiser les remous et l'entraînement d'émulsion. [10]

- **]Régulation :**
 - Le niveau d'interface eau/émulsion est maintenu par un régulateur de niveau.

 - La pression opératoire est pilotée par la pression aval.[11]

III.2.4 Mécanisme du dessalage électrostatique :

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives le Figure (III.3) : [10]



Figure III.2.4 : Étapes de dessalage du brut [11]

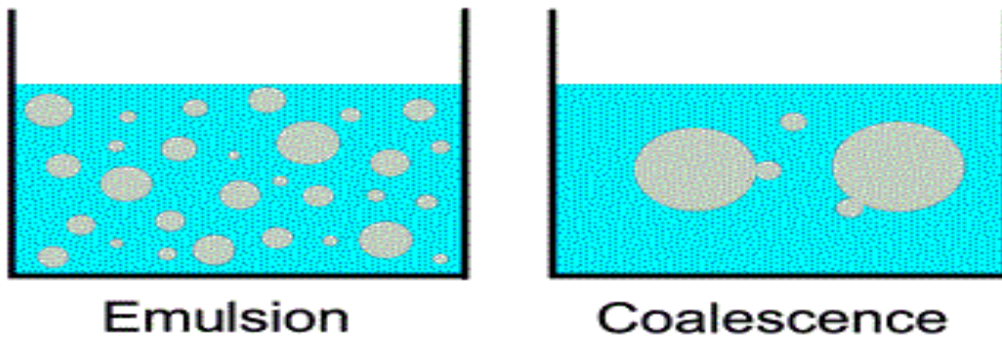


Figure III.2.4 : comparaison entre la coalescence et l'émulsion [11]

III.3 Procédé de dissolution des sels dans la phase aqueuse :

L'objectif du dessalage est d'assurer la migration complète des cristaux de sels présents dans le brut vers la phase aqueuse. Pour ce faire, une émulsion eau-brut de granulométrie fine est nécessaire afin de maximiser la surface de contact et favoriser la dissolution des sels. [10]

III.4 Mécanisme de mélange et optimisation :

Le mélange eau-brut est classiquement réalisé via une vanne de mélange en amont du dessaleur. Pour améliorer l'efficacité de la dissolution, l'injection d'eau est réalisée selon deux points stratégiques :

En amont : Une partie de l'eau est injectée directement dans la vanne de mélange pour une dispersion initiale.

En aval : Le complément est introduit au refoulement de la pompe de charge, permettant un cisaillement supplémentaire et une homogénéisation plus poussée de l'émulsion.[12]

III.5 Coalescence des gouttelettes d'eau et décantation :

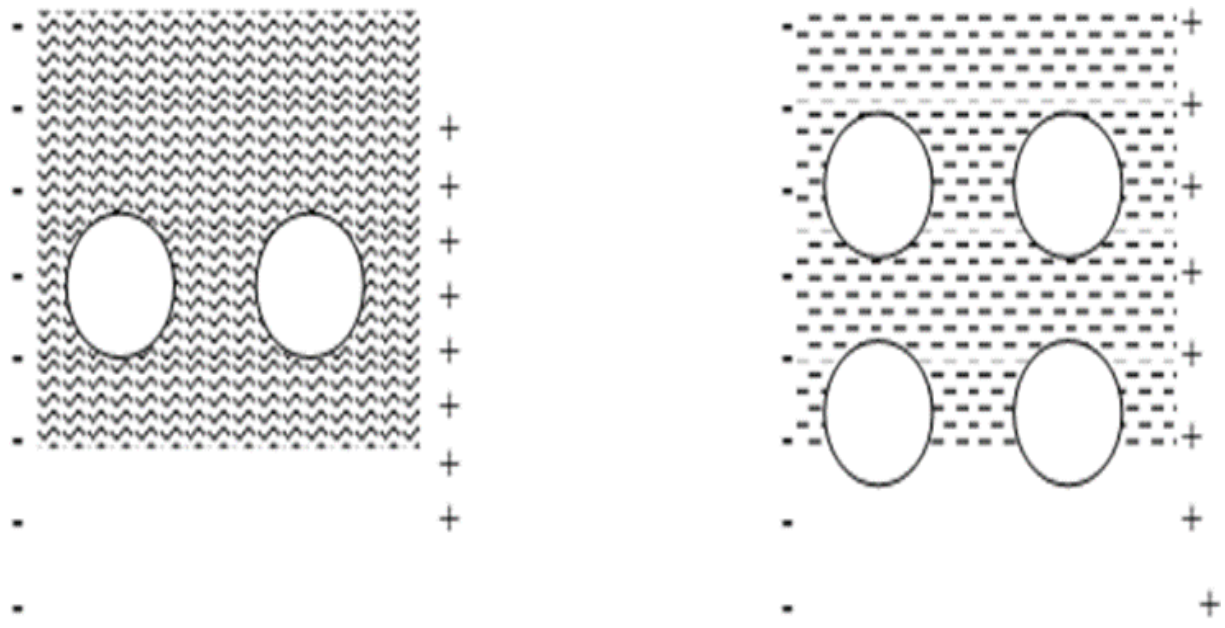
III.5.1 Définition de coalescence :

Processus d'agglomération des gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole pour former des gouttes plus grosses.

Les gouttelettes d'eau ont un diamètre si fin de 1 à 10 μm qu'elles ne se déposent pas par gravité.se déposent pas par gravité.[12]

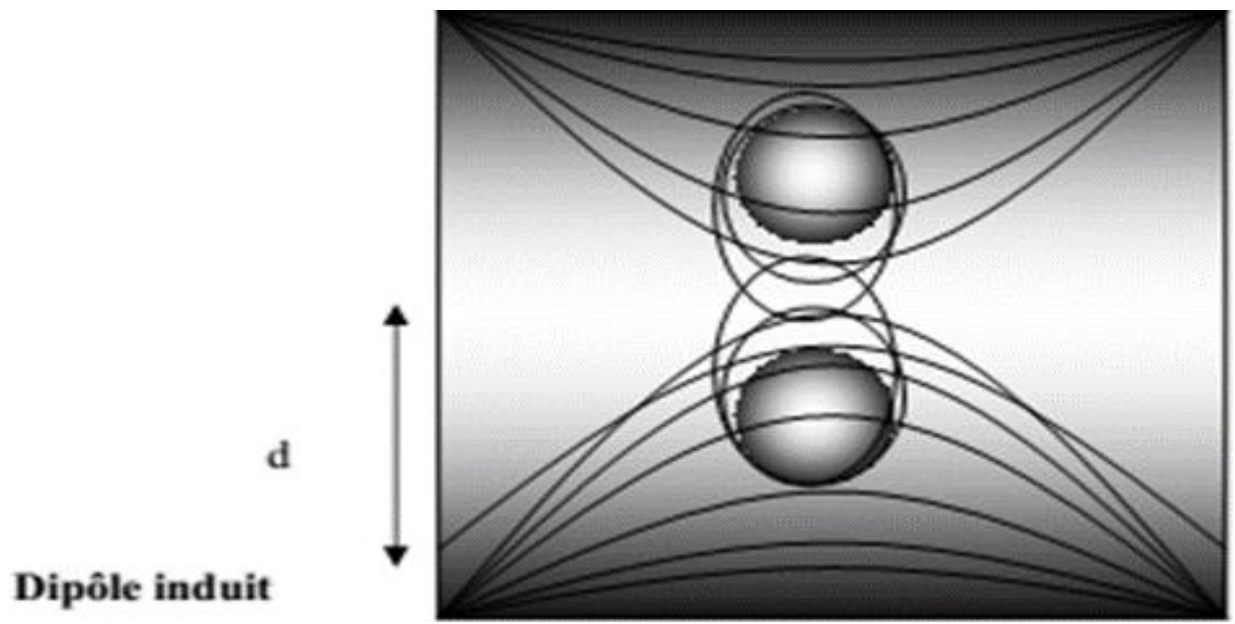
Deux processus principaux favorisent la coalescence :

- Produite par l'action du champ électrique appliqué
- Le mouvement des gouttelettes (agitation diélectrique) favorise les collisions



\longleftrightarrow
 d

Dipôle induit



d

Dipôle induit

Figure III.5.1 : Schématisation du mécanisme de la coalescence. [12]

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

$$F = K \cdot E^2 \cdot a^2 \cdot \left(\frac{a}{d}\right)^4 \dots\dots\dots[\text{III} - 1]$$

a : rayon des gouttelettes

d : distance entre les centres de gouttelettes

K : constante dépendant des propriétés des fluides

E : intensité du champ électrique (en V/m) [12]

- Plus E et r sont élevés, plus la force d'attraction est forte.
- Plus d diminue (gouttelettes proches), plus la coalescence est rapide. [12]

III.5.2 La vitesse de coalescence (V) dépend principalement de :

$$V_c = \left(\frac{K \cdot X^{3/4}}{\mu}\right) \dots\dots\dots[\text{III} - 2]$$

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.[12]

III.6 La décantation :

Sous l'action du champ électrique appliqué, les gouttelettes d'eau dispersées dans l'émulsion subissent une **polarisation diélectrique**, favorisant leur coalescence en gouttes de plus grande taille. Cette agglomération accroît significativement leur vitesse de sédimentation en raison de l'augmentation du diamètre des particules (*effet direct de la loi de Stokes*). : [12]

$$v_d = \frac{1}{18} \cdot g \frac{(d_d - d_c)}{v_c} = \frac{D^2}{v_c} \dots \dots \dots [\text{III} - 3]$$

d_d : densité de la phase dispersée (eau).

d_c : densité de la phase continue (brut).

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

V_d : vitesse de décantation (m/s).

V_C : viscosité cinématique du brut (m^2/s). D : diamètre de la gouttelette d'eau (m).

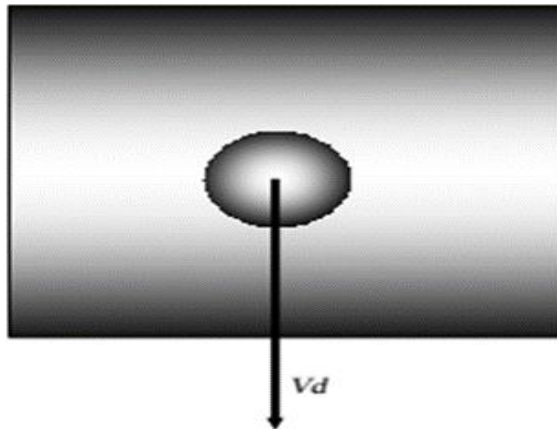
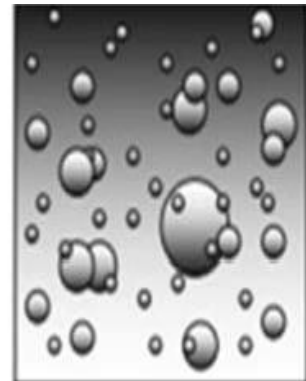
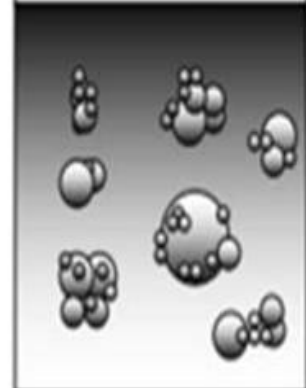


Figure III.6 : Décantation de la gouttelette d'eau. [12]

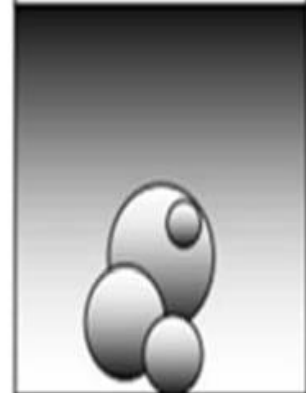
⊕ Emulsion



⊕ Flocculation



⊕ Coalescence



⊕ Décantation



Figure III.6 : Principe de dessalage.[12]

III.7 Paramètres de marche :

III.7.1 Température :

La température du pétrole brut doit être appropriée car la séparation de l'eau du pétrole est influencée par la viscosité et la densité du pétrole.[12]

La température constitue le paramètre opératoire majeur dans le procédé de dessalage, influençant directement deux caractéristiques physiques déterminantes :

- La **viscosité cinématique** (μ) du brut, qui décroît de manière exponentielle avec l'élévation thermique
- La **différence de densité** ($\Delta\rho = \rho_{\text{eau}} - \rho_{\text{brut}}$), qui évolue de façon linéaire

- Mécanismes d'action thermique :

L'augmentation de température (typiquement maintenue entre 100-150°C dans les unités industrielles) agit simultanément sur :

- La réduction de viscosité (équation d'Arrhenius modifiée)
- L'augmentation de la mobilité moléculaire L'accélération de la coalescence des gouttelettes aqueuses. [12]

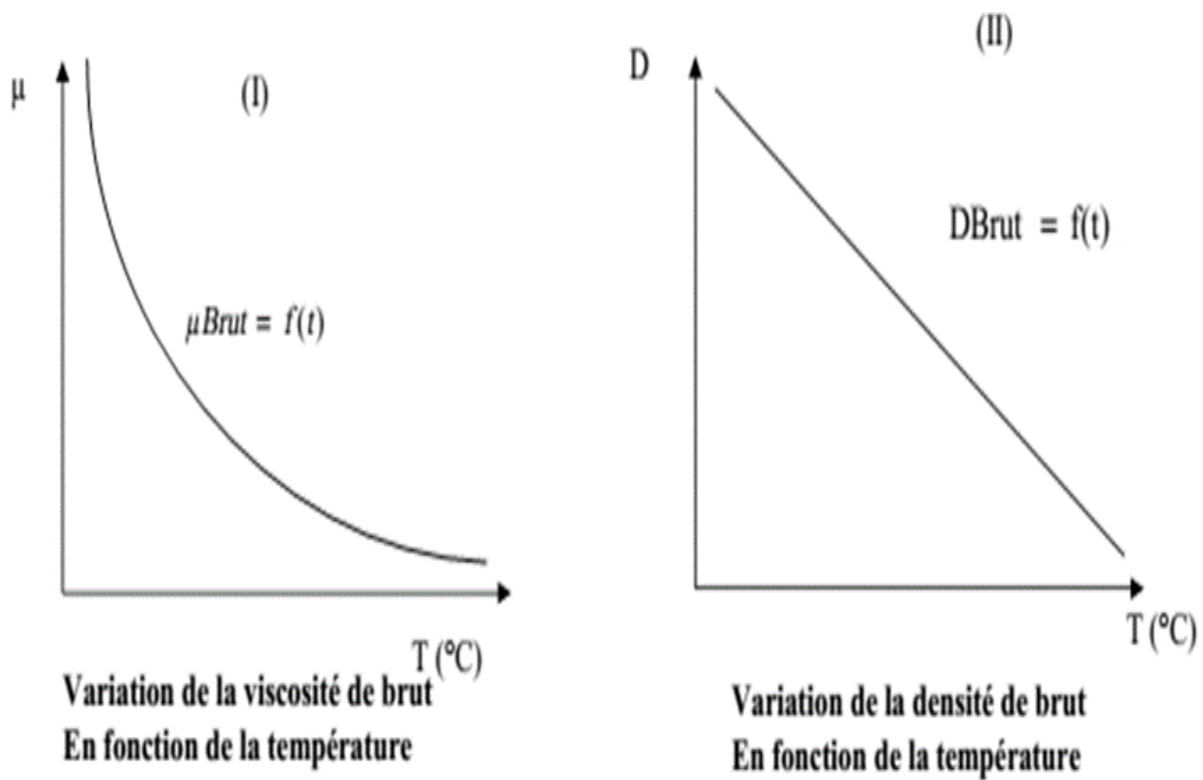


Figure III.7.1 : Les variations de la viscosité et la densité du brut en Fonction de température [12]

Observation : Les courbes montrent que l'augmentation de température accélère la décantation.

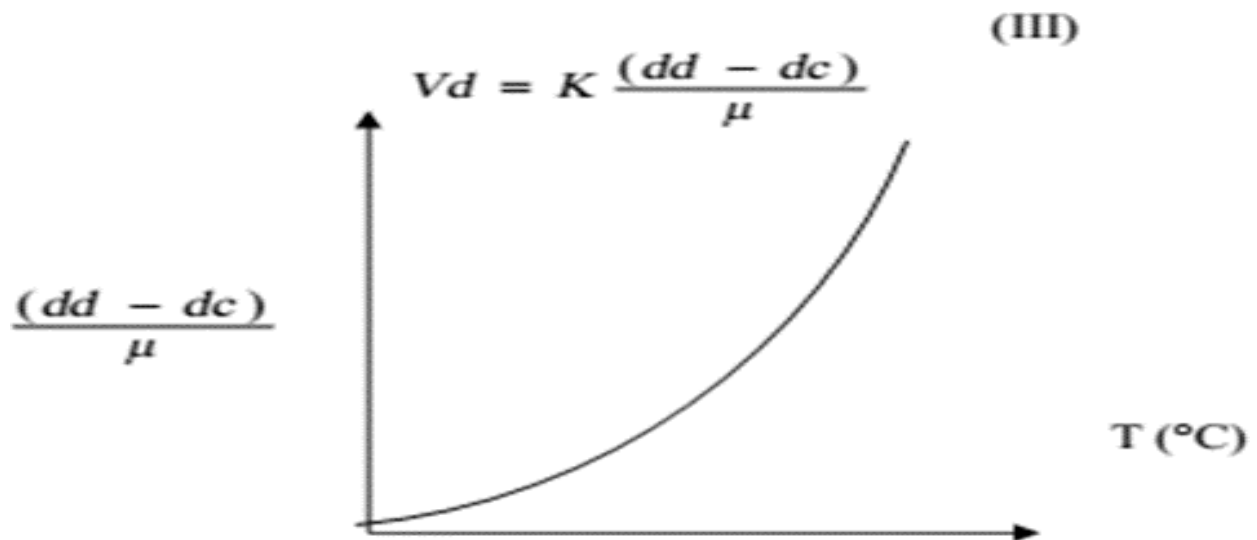


Figure III.7.1: La variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de température[12]

III.7.2 Niveau d'interface eau-brut :

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

$$E_1 = \frac{U}{H} \dots\dots\dots[III - 4]$$

Avec :

E1 : Champ primaire (V/cm).

U : Tension entre les électrodes (V).

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

Si le niveau d'eau est trop élevé, le champ électrique augmente et le temps de décantation diminue et on aura des entraînements d'eau dans le brut dessalé donc perturbation de la Stabilisation. [6]

Si le niveau d'eau est trop bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant d'où diminution de l'efficacité du dessalage et entrainement du brut, donc on doit maintenir un niveau constant pour avoir un bon dessalage. [11]

Explication :

- La viscosité du brut diminue avec la température → les gouttelettes d'eau (ou impuretés) se déplacent plus facilement sous gravité ou champ électrique.
- La tension interfaciale huile-eau peut diminuer, favorisant la coalescence des gouttelettes.
- La conductivité électrique du brut augmente avec la température (dû à une meilleure mobilité des ions ou impuretés).

Risque de court-circuit entre électrodes si la conductivité devient trop élevée :

Le champ électrique appliqué peut être "court-circuité" → perte d'efficacité de la séparation électrostatique.

Danger d'étincelles ou dommages matériels.[3]

III.7.3 La pression de service :

Bien que la pression n'affecte pas directement la teneur en sels du brut, elle constitue un paramètre opératoire critique pour le bon fonctionnement du dessaleur. Le maintien d'une pression adéquate est essentiel pour :

- Stabilisation de la phase liquide :
- Optimisation des performances : [11]

En cas de baisse de pression :

- **Phénomène de vaporisation** : Formation de vapeurs d'HC saturées en eau
- **Effets en cascade** : Surtension électrique (consommation excessive)

Conséquence opérationnelle :

- Déclenchement automatique des électrodes
- Arrêt du procédé électrostatique [11]

III.8 Taux d'injection d'eau de lavage :

L'eau de lavage remplit une double fonction essentielle dans le procédé de dessalage :

- Mouillage des cristaux
- Dissolution ionique
- L'eau est mélangée au pétrole brut entrant par l'intermédiaire d'une vanne de mélange.
- L'eau dissout les cristaux de sel et le mélange distribue les sels dans l'eau, produisant uniformément de très petites gouttelettes., Le taux d'injection se situe entre 2 et 10 (% du débit de brut traité).[12]

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

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

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

Où :
$$F = K \cdot E^6 \left(\frac{a^6}{d^4} \right) \dots \dots \dots [\text{III} - 5]$$

A : rayon des gouttelettes.

D : distance entre les gouttelettes.

E : champ électrique. [12]

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

$$V_c = k \left(\frac{x^{4/3}}{\mu} \right) \dots \dots \dots [III - 6]$$

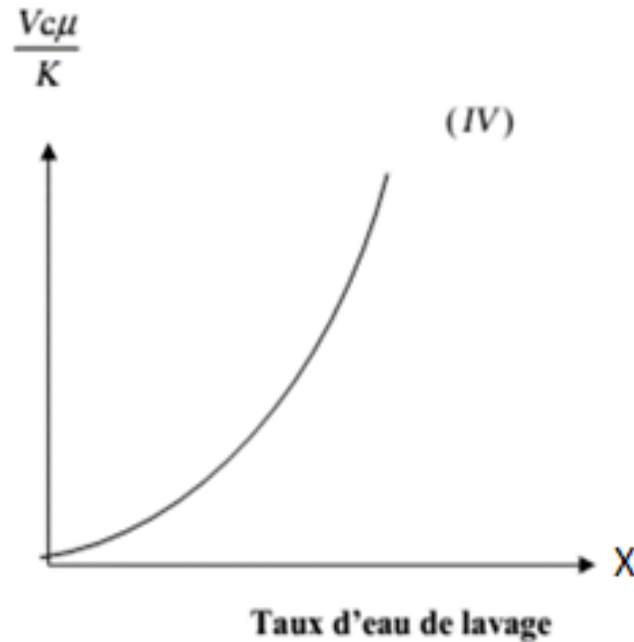
Où :

X : taux d'eau de lavage.

μ : viscosité dynamique de brut.

Pour une température constante :

$$f(x) = V_c \left(\frac{\mu}{k} \right)$$



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

Figure III.8 : La variation de vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage X

[12]

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

$$V_C = k \left(\frac{x^{4/3}}{\mu} \right) \dots \dots \dots [\text{III} - 7]$$

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 :

- Augmentation du niveau d'eau dans dessaleur d'où risque de déclenchement.
- Entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- Moussage qui gêne l'opération de dessalage. [12]

III.9 Point d'injection de l'eau de lavage :

Il est recommandé de faire cette injection à l'aspiration des pompes de brut. On peut également injecter l'eau soit en amont soit en aval des échangeurs qui amènent le brut à la température de dessalage. [11]

III.10 Perte de charge dans la vanne de mélange :

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

En fait, les pertes de charges optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar (en moyenne) pour les pétroles bruts légers et ne dépasse pas 0,5 bar pour les bruts lourds et visqueux. [11]

La courbe (V) donne la salinité sortie en fonction de la (ΔP).

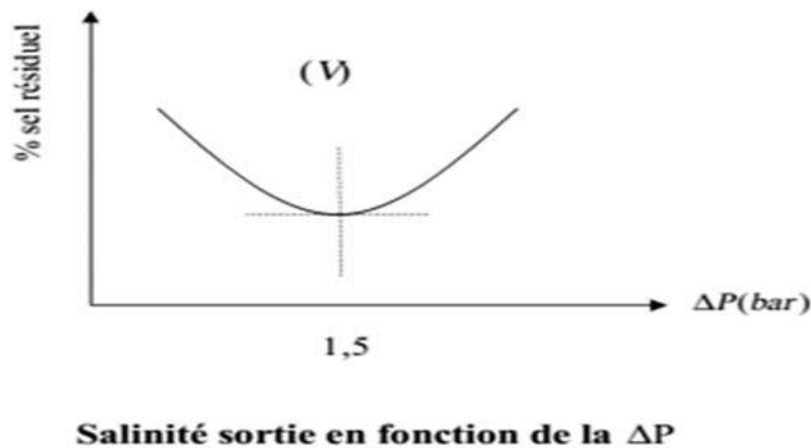


Figure III-10 : La salinité en fonction de la ΔP . [11]

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. [11]

III.11 Taux et les points d'injection de désémulsifiant :

Les taux pratiqués vont de 3 à 10 ppm par rapport au brut. Pour ce qui concerne les points d'injection, ceux-ci sont situés soit dans le brut en amont de la pompe de charge, soit dans l'eau de lavage. [11]

III.12 Temps de séjour :

Le temps de séjour est un paramètre clé du dessalage car il détermine :

1. La durée disponible pour la coalescence des gouttelettes d'eau
 2. Le temps nécessaire à la décantation complète des impuretés
- Temps trop court → séparation incomplète
 - Temps optimal → coalescence maximale + décantation efficace. [11]

•

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE

CHAPITRE IV : PARTIE EXPERIMENTALE

Nous aborderons dans ce chapitre le dimensionnement des dessaleurs, suivant le cas d'études.

IV.1 Dimensionnement du dessaleur

IV.1.1 Bilan de matière :

On a: $Q_w + Q_b = Q_d + Q_{w'}$ [IV - 1]

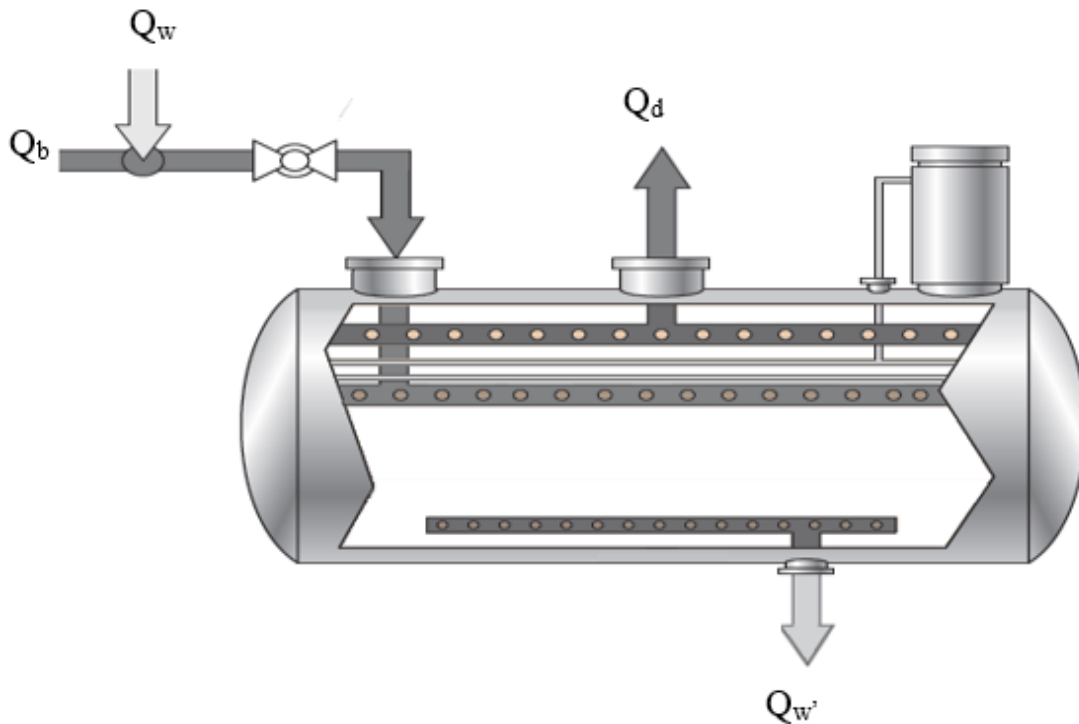


Figure III : Schéma du dessaleur represente les débits d'entrée et débits sortis

- Q_b : Quantité de brut entré
- Q_w : Quantité d'eau de lavage
- Q_d : Quantité de brut dessalé
- $Q_{w'}$: Quantité d'eau de purge
- Q_{wb} : Quantité d'eau contenue dans le brut

IV.1.1.1 Détermination de la quantité d'eau de lavage minimale :

La formule suivante relie les teneurs en sels dans le brut et la quantité d'eau à injecter [1] :

$$Y = \frac{X(S_{pe} - S_{ps})}{S_{ps}} \dots\dots\dots[IV - 2]$$

S_{pe} = Teneur en sel du brut a l'entrée de dessaleur (g/m^3)

S_{ps} = Teneur en sel du brut de sortie de dessaleur (g/m^3)

X = Teneur en eau dans le brut

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

Dans notre cas :

$$X = 0.4$$

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

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

$$Y = \frac{0.25 \times (1045.5 - 50)}{50} = 7.964 \cdot \%$$

$Y = 7.964\%$

La quantité d'eau de lavage à injecter par rapport au brut à dessaler est de 7.964 %

$$Q_b = 470 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = Y \cdot Q_b \dots\dots\dots [IV - 3] \quad \text{Alors :} \quad Q_w = 0,07964 \times 470$$

$Q_w = 37.43 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.1.1.2 Détermination de la quantité de brut dessalé

$$Q_d = Q_b - Q_{wb}$$

Q_{wb} : quantité d'eau contenue dans le brut.

$$\text{D'où : } Q_{wb} = X \cdot Q_b \dots \dots \dots [IV - 4]$$

Quantité d'eau contenue dans le brut à dessalé est inférieur à 0.1 %

$$Q_{wb} = Q_b \times 0.004$$

$$Q_{wb} = 0,004 \times 470 = 1.88 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = 470 - 1.88 = 468.12 \text{ m}^3/\text{h}$$

$Q_d = 468.12 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.1.1.3 Calcul de la quantité d'eau de purge

La quantité d'eau de purge est calculée à partir de l'équation suivant :

$$Q_{w'} = (Q_b + Q_w) - Q_d$$

$$Q_{w'} = (470 + 37.43) - 468.12$$

$Q_{w'} = 39.31 \text{ m}^3/\text{h}$

IV.1.2 Calcul de la vitesse de décantation

La vitesse de décantation est calculée à la température de dessalage d'après la formule de Stokes :

$$V_d = \sqrt{\frac{4 \cdot (d_1 - d_2) \cdot D_p \cdot g}{3 \cdot d_2 \cdot \phi}} \dots \dots \dots [IV - 5]$$

d_1 : Densité de l'eau ;

d_2 : Densité du brut ;

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

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

ϕ : Coefficient de résistance.

Pour pouvoir utiliser cette équation, Jacobs et Penney recommandent une forme de particule sphérique de $150\mu m$ [11]

IV.1.2.1 Calcul du coefficient de résistance (ϕ)

Le coefficient de résistance est donné en fonction du nombre de Reynolds (Re) (Tableau V.1) qui est lui-même donné en fonction de la vitesse de décantation. Donc pour sortir de ce cercle on calcul la vitesse tout en fixant le régime, puis on vérifie notre supposition.

Le tableau suivant donne le coefficient ϕ en fonction du régime d'écoulement :

Tableau IV.1.2.1: Le coefficient de résistance en fonction du régime

Régime d'écoulement	Re	ϕ
Laminaire	$Re \leq 0,2$	$24/Re$
Transitoire	$0,2 \leq Re \leq 500$	$18,5/Re^{0,6}$
Turbulent	$Re > 500$	44

On suppose que le régime est laminaire : $Re \leq 0,2$ et $\phi = 24/Re$

On a : $Re = \frac{V_d D_p}{\nu_b}$ [IV - 6]

ν_b : Viscosité cinématique du brut (m²/s);

V_d : Vitesse de décantation (m/s);

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

D'après les valeurs de Re et de (ϕ) l'équation de STOKES devient :

$$V_d = \frac{g \cdot D_p^2 (d_1 - d_2)}{18\nu_b \cdot d_2}$$
 [IV - 7]

La densité de l'eau à 50°C est 0.965

La densité du brut à 50°C est 0,7697

$$\nu_b = 1,87 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

Donc la vitesse de décantation : $V_d = \frac{9,81 \times (1,5 \cdot 10^{-4})^2 \times (0,965 - 0,7697)}{18 \times 1,87 \cdot 10^{-6} \times 0,7697}$

$$V_d = 1,663 \cdot 10^{-3} \text{ m/s}$$

IV.1.2.2 Vérification du régime

$$Re = \frac{V_d D_p}{\nu_b} \dots \dots \dots [IV - 8]$$

$$Re = \frac{(1,663 \cdot 10^{-3} \times 1,5 \cdot 10^{-4})}{1,87 \cdot 10^{-6}}$$

$$Re = 0,133$$

Re ≤ 0,2 donc le régime est laminaire et la supposition est vérifiée.

IV.1.3 Dimension du dessaleur

IV.1.3.1 Calcul du diamètre du dessaleur

Pour calculer le diamètre il faut d'abord calculer le facteur A_b :

A_b : facteur relatif à la phase légère (pétrole) donné par la formule :

$$A_b = \frac{Q_d}{0,8 \pi \cdot r \cdot V_d} \dots \dots \dots [IV - 9]$$

Q_d : quantité de brut dessalé (m³/s) ;

r : rapport de longueur sur le diamètre du dessaleur (r = 4.15 « norme AFNOR »).

$$Q_d = 468.12 \text{ m}^3/\text{h} = 0.13 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$V_d = 1,663 \cdot 10^{-3} \text{ m/s}$$

$$A_b = \frac{0.13}{0,8 \pi \cdot 4.15 \cdot 1,663 \cdot 10^{-3}}$$

$$A_b = 10.367 \text{ m}^2$$

Le diamètre de dessaleur est donné par l'expression :

$$D = y_1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A_b} \dots \dots \dots [IV - 10]$$

On détermine y_1 d'après la formule :

$$y_1 = \frac{\sin \frac{\alpha}{2}}{\sqrt{2\alpha - \sin(2\alpha)}} \dots \dots \dots [IV - 11]$$

Pour trouver α , on calcul la constante K :

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{(2 \cdot \pi \cdot A_b)}} \dots \dots \dots [IV - 12]$$

$$K = 0,7 / \sqrt{(2 \cdot \pi \cdot 10.367)}$$

$K = 0.0867$

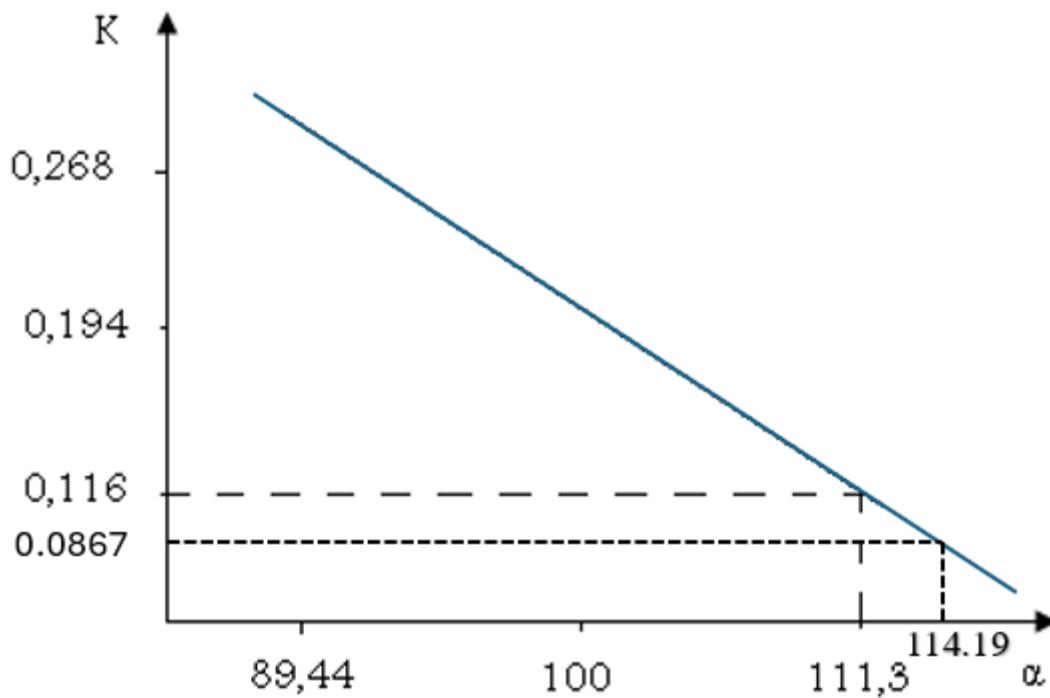


Figure IV.1.3.1: La variation du coefficient K en fonction de α

D'après la figure III on trouve : $\alpha = 114,19^\circ = 1,99 \text{ rads}$

Donc : $\sin(\alpha/2) = 0,838$ $\sin(2\alpha) = -0,743$

$$y_1 = \sin(\alpha/2) / \sqrt{2\alpha - \sin(2\alpha)} \qquad y_1 = 0,838 / \sqrt{2(1,99) + 0,743}$$

$y_1 = 0,385$

A partir de l'équation (EQ.10) le diamètre sera donc :

$$D = 0,385 \sqrt{2 \cdot \pi \cdot 10,367}$$

$D = 3,1 \text{ m}$

IV.1.3.2 Calcul de la longueur du dessaleur

On suppose $L/D = 3$

$$L = 3 \times D = 3 \times 3,1 = 9,3 \text{ m}$$

$L = 9,3 \text{ m}$

IV.1.3.3 Calcul du volume du dessaleur

$$V_T = V_1 + V_2 \dots\dots\dots [IV - 13]$$

V_1 : volume des deux extrémités supposées qu'ils forment une sphère de diamètre

D ;

V_2 : volume de cylindre.

$$V_T = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} + \left(\frac{4}{3}\pi\right) \cdot \left(\frac{D^3}{8}\right) \dots\dots\dots [IV - 14]$$

$$V_T = \frac{\pi \times 3,1^2 \times 9,3}{4} + \left(\frac{4}{3}\pi\right) \times \left(\frac{3,1^3}{8}\right)$$

$V_T = 85,8 \text{ m}^3$

IV.1.4 Hauteur minimale de l'interface eau-brut

L'alimentation est introduite par une ligne qui débauche à environ mi-hauteur du ballon, au-dessus de l'interface eau-brut [6].

$$h_i = 0,5 \cdot D - h_e \dots \dots \dots [IV - 15]$$

h_i : Niveau d'interface eau-brut ;

h_e : Niveau d'émulsion.

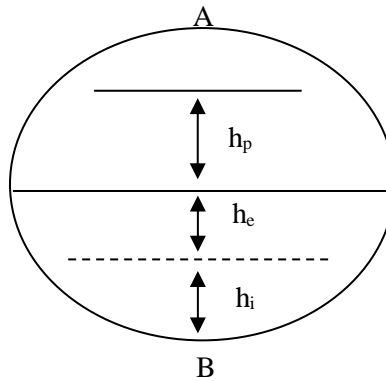


Figure IV.1.4: Représentation des différents niveaux à l'intérieur du dessaleur

Pour déterminer le niveau d'interface eau-brut nous devons prendre en considération que le temps de décantation soit inférieur au temps de séjour.

IV.1.4.1 Calcul du temps de séjour

$$\tau = V_L / Q_T \dots \dots \dots [IV - 16]$$

V_L : Volume du liquide m^3 ;

Q_T : Débit volumique total.

$$\tau = \frac{(85,8 \times 0,8 \times 60)}{507,43}$$

$$\tau = 8,11 \text{ min}$$

IV.1.4.2 Calcul du temps de décantation

On a : $h_i = 0,5 \cdot D - h_e$

$$t_d = \frac{h_e}{V_d} \dots \dots \dots [IV - 17]$$

h_i : niveau d'interface eau-brut ;

h_e : niveau d'émulsion ;

V_d : vitesse de décantation.

On fait varier le niveau d'interface et on calcule la hauteur d'émulsion et le temps de décantation, les résultats sont montrés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1.4.2: Résultats de la variation du niveau d'interface eau-brut

Variables	Résultats								
% de D	00,000	00,060	00,120	00,180	00,240	00,300	00,360	00,420	00,480
h_i	00,000	00,186	00,372	00,558	00,744	00,930	01,116	01,302	01,488
h_e	01,550	01,364	01,178	00,992	00,806	00,620	00,434	00,248	00,062
t_d (min)	15,534	13,670	11,805	09,941	08,077	06,213	04,349	02,485	00,621

Le temps de décantation doit être inférieur ou égal au temps de séjour avec

$$\tau = 8,11 \text{ min}$$

Donc :

$$t_d = 8,077 \text{ min}$$

$$h_e = 0,806 \text{ m}$$

$$h_i = 0,744 \text{ m}$$

IV.1.6 Calcul des caractéristiques électriques

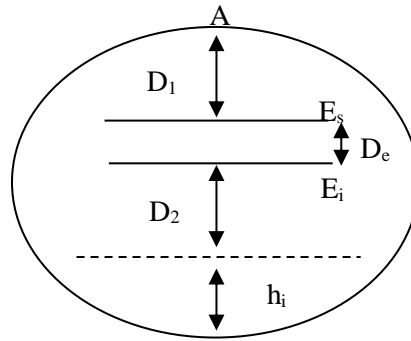


Figure IV.1.6: Représentation des électrodes à l'intérieur du dessaleur[7]

- Distance entre l'électrode supérieure et le point A

$$D_1 = \frac{3}{7}D \quad \dots \dots \dots [IV - 19] \quad \boxed{D_1 = 1,32m}$$

- Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau

$$D_2 = \frac{2}{9}D \quad \dots \dots \dots [IV - 20] \quad \boxed{D_2 = 0,688m}$$

- Distance entre les deux électrodes

La hauteur d'interface : $h_i = 0,744 \text{ m}$

$$D_e = D - (D_1 + D_2 + h_i) \quad \dots \dots \dots [IV - 21] \quad \boxed{D_e = 0,338m}$$

Ces distances correspondent à la gamme des ne

IV.1.6.1 Calcul du champ électrique entre les deux électrodes

$$E_1 = \frac{U}{D_e} \quad \dots \dots \dots [IV - 22]$$

$$U=15000 \text{ volts} \quad E_1 = \frac{15000}{33,8}$$

$$\boxed{E_1 = 444 \text{ V/cm}}$$

IV.1.6.2 Calcul du champ électrique entre le niveau d'eau et l'électrode inférieure

$$E_2 = \frac{U}{D_2} \dots \dots \dots [IV - 23]$$

$$E_2 = \frac{15000}{68,8}$$

$$E_2 = 218 \text{ V/cm}$$

$$E_1 < 1000 \text{ V/cm}$$

De point de vue électrique notre dessaleur peut fonctionner normalement.

IV.2 Efficacité du dessaleur et de dessalage

L'efficacité du dessaleur et celle de dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur.

Pour déterminer ces deux grandeurs il faut déterminer la teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur.

IV.2.1 Calcul de la teneur en sel théorique

La teneur en sel est donnée par la relation suivante :

$$S_{th} = \frac{Z \left[S_e + \frac{Y \cdot S_w}{100} \right]}{X + Y} \dots \dots \dots [IV - 24]$$

$$S_w = 703 \frac{\text{g}}{\text{m}^3}$$

$$Y = 7,964\%$$

$$X = 0,4\%$$

$$Z = 0,05\%$$

$$S_{th} = \frac{0,1 \left[1045,5 + \frac{7,964 \times 703}{100} \right]}{0,4 + 0,05}$$

$$S_{th} = 6,58 \frac{\text{mg}}{\text{l}}$$

- **L'efficacité du dessaleur**

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \dots \dots \dots [IV - 25]$$

$$E = \frac{1045,5 - 50}{1045,5}$$

$E = 95,2\%$

IV.2.2 Calcul de l'efficacité de dessalage

L'efficacité de dessalage est donnée par la relation suivante :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e - S_{th}} \dots \dots \dots [IV - 27]$$

$$E = \frac{1045,5 - 50}{1045,5 - 6,58}$$

$E = 95,8\%$

IV.3 Résumé des résultats

Les résultats de calcul obtenus sont portés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.3: Résultats de calcul du dessaleur

Grandeurs	Dessaleur calculé	Dessaleur existant
Diamètre intérieur (m)	03,100	03,03
Longueur (m)	09,300	09,09
Volume (m ³)	85,800	80,00
Vitesse de décantation (m/s)	$1,663.10^{-3}$	-
Temps de séjour (min)	08,760	08,17

IV.4 Interprétation des résultats

En se basant sur les résultats de notre dimensionnement et en comparant avec les dimensions des dessaleurs existants nous constatons qu'ils sont assez proches, donc on affirme que ces résultats sont acceptables.

Cette étude va permettre de résoudre le problème de l'augmentation de la salinité et, pour la compléter, d'autres équipements sont à prévoir.

L'alimentation en brut de tous les dessaleurs (existants et proposés) nécessite l'augmentation de la capacité de pompage de l'installation existante par le rajout de deux pompes identiques à celles existantes.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

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

D'après les calculs, on constate que l'efficacité actuelle du dessaleur électrostatique (95.2 %) est inférieure à celle du design (97,37%). Selon les résultats du calcul électrique, on peut conclure que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement, mais il est dû au changement des paramètres opératoires en particulier la température.

A partir de l'étude expérimentale réalisée au laboratoire, on peut conclure que lorsqu'on augmente les trois paramètres (taux de lavage, température et quantité de désémulsifiant), la salinité du brut à la sortie du dessaleur diminue et donc l'efficacité de ce dernier augmente. Ces paramètres ne peuvent être augmentés indéfiniment, la température ne doit pas dépasser (65°C), le taux de lavage est limité par le niveau d'eau dans le dessaleur ce dernier ne doit pas atteindre les électrodes, une injection d'une quantité de désémulsifiant supérieure à 4 l/h n'influe pas sur le processus.

Le désémulsifiant utilisé au niveau du TRT/CINA est le PROCHINOR 2558, ce produit est très coûteux. Du point de vue économique, il est nécessaire d'injecter une quantité optimale de désémulsifiants, elle a été déterminée au laboratoire égal à 4 l/h.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

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

[8] BELKHIR NABIL -TORCHE MOHAMMED, Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumer dès, 2007, 93p.

KEN ARNOLD- MAURICE STEWART, Cued Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapter 7, Surface Production Operations, AMEC Paragon, Houston, Texas, 2008, pp 351–456.

[9] Document de TOTAL. Manuel de formation. Cours exp-pr-eq090. (2007). P 4-97.

[10] Document de TOTAL ; Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090,2007, p 4-97.

[11] <https://fr.linkedin.com/pulse/red%C3%A9couvrir-l%C3%A9pop%C3%A9p%C3%A9trolli%C3%A8re-de-lalg%C3%A9rie-mohamed-daoudi>

[12] professional course in English fundamentals of petroleum refining unit 5. crude oil desalting TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY.

عنوان المذكرة: الدراسة التقنية لقسم التحلية في وحدة المعالجة CINA بحاسي مسعود

المؤطر: الأستاذ مشراوي عمر
المؤطر: الأستاذ مشراوي عمر

الاسم: محمد
الاسم: محمد اسلام

اللقب: زدك
اللقب: جريدان

ملخص: تشكل مستحلبات الأملاح في النفط الخام تحدياً رئيسياً في الصناعة. يُعد التخلص الكهروستاتيكي من الأملاح عملية حيوية في وحدات معالجة النفط الخام، حيث تهدف إلى تنقية المنتج من جهة، ومنع تآكل المعدات أو انسدادها من جهة أخرى. ومع ذلك، تتأثر كفاءة هذه العملية بعدة عوامل، بما في ذلك درجة الحرارة، وفعالية المواد المُحللة للمستحلبات، وخصائص ماء الغسل. يهدف هذا البحث إلى مراجعة حسابات تصميم وحدة إزالة الأملاح، وتحليل تأثير العوامل الحرجة على عملية الإزالة الكهروستاتيكية، سعياً لتحديد حلول فعالة تضمن مطابقة المنتج النهائي للمواصفات القياسية والمتطلبات التجارية
كلمات مفتاحية: كلمة 1، كلمة 2، كلمة 3، كلمة 4، ...

Memory title: Technical study of the desalination section of the CINA treatment unit in Hassi Messaoud

Name: Mohamed

First name: Zdek

Directed by: Mr. Mechraoui Omar

Name: Mohammed Islam

First name: Djeridan

Directed by: Mr. Mechraoui Omar

Abstract: Salt emulsions in crude oil represent a major operational challenge. Electrostatic desalting, a critical process in crude oil treatment units, serves to purify the product while preventing equipment corrosion and/or fouling. However, the efficiency of this process is influenced by multiple parameters, including temperature, demulsifier performance, and wash water characteristics. This study aims to verify desalter design calculations and analyze the impact of key parameters on electrostatic desalting performance, with the goal of identifying optimal solutions to ensure final product compliance with industry standards and commercial specifications.

Key words: Desalting, Crude oil, Treatment, Emulsion, Salts

Titre du mémoire : Étude technique de la section de dessalement de l'unité de traitement CINA de Hassi Messaoud

Nom : Zdek

Prénom : Mohamed

Encadreur : M.Mechraoui Omar

Nom : Djeridan

Prénom : Mohamed Islam

Encadreur : M.Mechraoui

Omar

Résumé : L'émulsion de sels dans le pétrole brut constitue une problématique majeure. Le dessalage électrostatique, opération indispensable au sein des unités de traitement du pétrole brut, vise d'une part à purifier le produit et d'autre part à prévenir la corrosion et/ou l'obstruction des équipements pétroliers. Cependant, la performance de cette opération est influencée par de multiples paramètres, parmi lesquels la température, l'action des désémulsifiants, et les caractéristiques de l'eau de lavage. Notre objectif est de vérifier les calculs de dimensionnement du dessaleur et d'étudier l'influence des paramètres clés du dessalage électrostatique. Cette démarche vise à identifier une solution efficace permettant d'obtenir un produit final conforme aux normes et aux exigences commerciales.

Mots clés : dessalage, pétrole brut, traitement, émulsion, sels