

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Industrie Pétrochimique

Spécialité : Génie Raffinage

Présenté par :

ANES KEMASSI

Thème

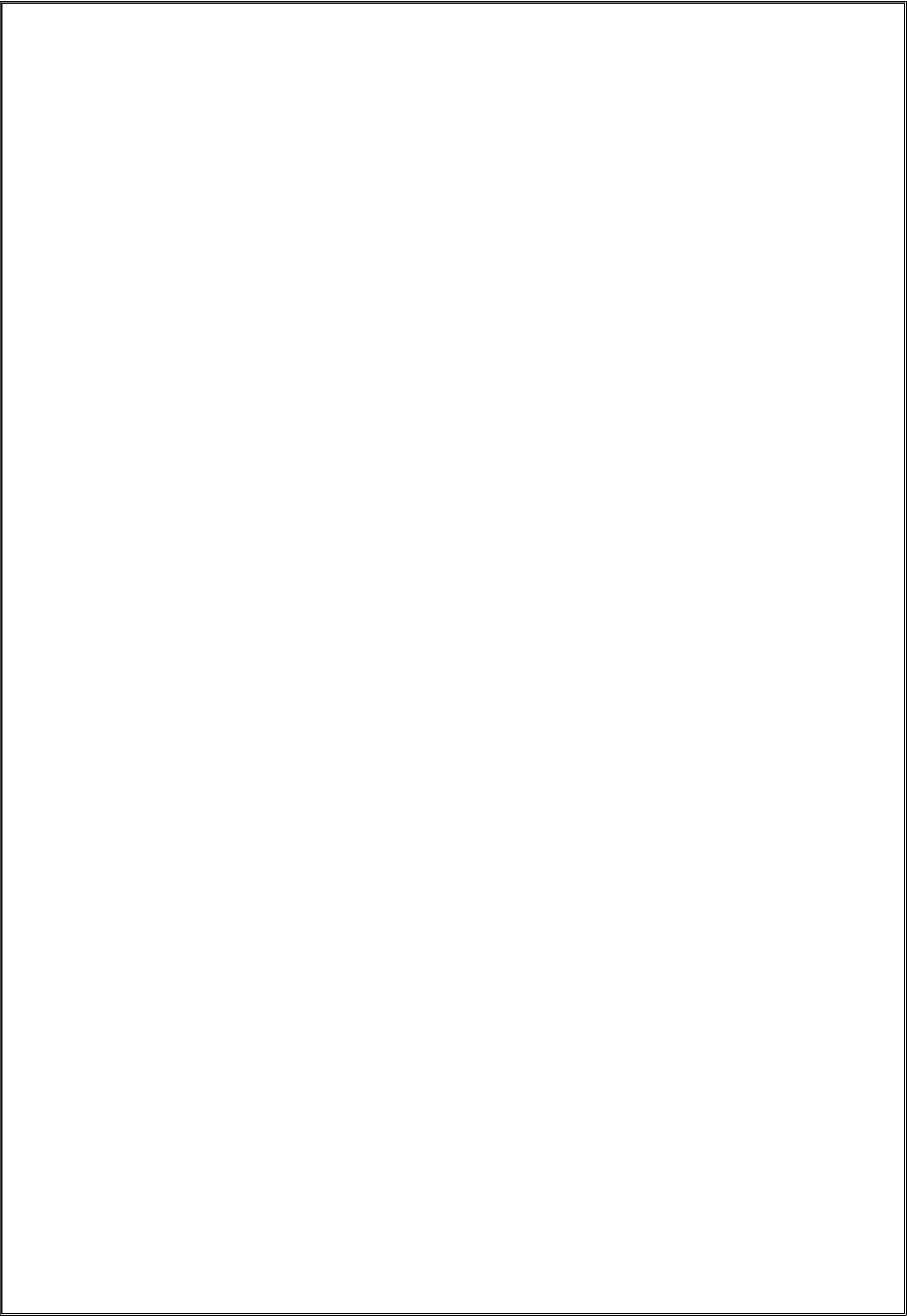
Etude et redimensionnement de système de dessalage de l'unité UTBS

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

KATEB Lamia	MAA	Président	(UKM Ouargla)
CHAIB Hadjira	MAA	Examinatrice	(UKM Ouargla)
KENDOUR Zaouia	MAA	Encadreur	(UKM Ouargla)

Année universitaire : 2023/2024



Remerciement

*J'exprime toute ma reconnaissance et gratitude à l'administration et à l'ensemble du corps enseignant de l'Université kasdi merbah-Ouargla pour leurs efforts à nous garantir la continuité et l'aboutissement de ce programme de Licence. Je tiens à remercier aussi l'encadreur **Kendour zaouia** ainsi que les responsables au niveau de l'entreprise sonatrach Je tiens à remercier aussi vivement les membres du jury ayant acceptés d'évaluer ce travail de recherche Je remercie enfin tous ceux qui d'une manière ou d'une autre, ont contribué à la réussite de ce travail.*

Dédicas

**Je dédie ce mémoire
A mes parents, toute ma famille
et mes amies**

SOMMAIRE

Remerciement	3
Dédicas	4
Sommaire	5
Liste des figures	9
Liste des Tableaux.....	10
Introduction	12
Chapitre I : généralités sur le pétrole brut	14
I.1.Introduction :	15
I.2.Origine du pétrole :	15
I.3.Composition des pétroles bruts :	15
I.3.1. Principales familles d'hydrocarbures	16
I.3.1.1. Hydrocarbures aliphatiques	16
I.3.1.2. Hydrocarbures cycliques	16
I.3.1.3. Hydrocarbures mixtes	17
I.3.2. Autres composés contenus dans le pétrole brut	17
I.3.2.1 Composés oxygénés	17
I.3.2.2 Composés azotés	17
I.3.2.3 Composés résineuses et asphaltiques	18
I.3.2.4 Posés minéraux :	18
I.4. Spécifications du pétrole	18
a. La densité	18
b. Point d'écoulement	18
c. Viscosité	18
d. Tension de vapeur et point d'éclair (TVR)	19
e. Teneur en soufre	19
f. Teneur en azote	19
g. Teneur en eau, sédiments et sels (BS&W)	19
h. Salinité	19
Chapitre II : présentation de la région d'étude	20
II.1. Introduction :	21
II.2. Présentation du champ Hassi Messaoud :	21

II.3. Présentation de l'entreprise SONATRACH :	21
II.4. Description générale de l'UTBS	22
II.4.1. Manifold de production	22
II.4.2. Trains de stabilisation de brut	23
II.4.3. Compression de gaz	23
II.5. Description d'un train de l'UTBS	26
II.5.1. Réception du brut	26
II.5.2. Traitement du brut	26
II.5.3. Séparateur triphasique	27
II.5.4. Séparateur diphasique	28
II.5.5. Package de dessalage	28
II.5.6. Colonne de stabilisation	30
II.5.7. Pompes de recirculation du rebouilleur et le rebouilleur	31
II.5.8. Réfrigérant	31
II.5.9. Représentation schématique d'un train de l'UTBS	32
II.6. Description du dessaleur électrostatique (VW-21-01) de l'UTBS	32
II.6.1. Tuyauterie intérieure	33
II.6.1.1. Tuyauterie d'entrée et de distribution de l'émulsion	33
II.6.1.2. Tuyauterie de sortie du brut dessalé	33
II.6.1.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau	33
II.6.2. Electrodes	33
II.6.3. Ensemble transformateur-réactance	33
II.6.4. Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension	33
II.6.5. Tableau électrique et liaison électrique	34
II.6.6. Instrumentation	34
II.6.6.1. Vanne de mélange (21-PV-0X524)	34
II.6.6.2. Régulateur de niveau interface	34
II.6.6.3. Vanne automatiques de l'eau d'écoulement	35
II.6.7. Accessoires et équipements de protection	35
Chapitre III	37
Introduction	38
III.1 Théorie sur les sels	38
III.1.1 Caractéristiques des sels	38
III.1.2 Inconvénients des sels	38

III.2 Théorie Sur Les Emulsions	39
III.2.1 Définition d'émulsion	39
III.2.2 Formation d'une émulsion	40
III.2.3 Stabilité d'une émulsion	41
III.2.3.1. Agent émulsifiant	41
III.2.3.2. Agitation	41
III.2.3.3. Viscosité de l'huile	41
III.2.3.4. Teneur en eau dans l'émulsion	42
III.2.3.5. Age de l'émulsion	42
III.2.4. Procèdes des désintégrations des émulsions	42
III.2.4.1 Procède mécanique	42
III.2.4.2 Procède chimique	44
III.2.4.3 Procède électrique	44
III.3 Dessalage électrostatique.....	46
III.3.1. Généralités	46
III.3.2. Mécanisme du dessalage électrostatique	47
III.3.2.1. Diffusion des sels dans l'eau de lavage	47
III.3.2.2. Coalescence des gouttelettes d'eau	47
III.3.2.3. Décantation.....	49
III.3.3. Paramètres de réglage d'un dessaleur électrostatique.....	50
III.3.3.1. Température	51
III.3.3.2. Niveau d'interface eau-brut.....	52
III.3.3.3. Taux d'eau de lavage	52
III.3.3.4. La pression de service.....	52
III.3.3.5. Perte de charge (AP) au niveau de la vanne de mélange	53
III.3.3.6. Influence du champ électrique	53
III.3.3.7. Point d'injection de l'eau de lavage	54
III.3.3.8. Nature de l'eau de lavage	54
III.3.3.9. Temps de séjour	54
III.3.3.10. Influence des émulsifiants	54
CHAPITER IV : Partie du Calcul	57
IV.1 -Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS :.....	58
V.1.1 Détermination de la teneur en eau du brut a l'entrer du dessaleur :	59
IV.1.2 Bilan matière :.....	59

<i>IV.1.3 Calculi de la vitesse de decantation :</i>	60
<i>IV.1.4-Calcul de diamètre de dessaleur [20]:</i>	62
<i>IV.1.5-calcul de la longueur de dessaleur :</i>	63
<i>IV.1.6-Calcul du volume du dessaleur :</i>	63
<i>IV.1.7-Calcul du temps de séjour :</i>	63
<i>IV.1.8-Calcul du temps de décantation :</i>	63
<i>IV.1.9-Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage [20] :</i>	64
<i>IV.1.10 - Calcul du distributeur :</i>	65
DICUSION DE RESULTATS :	66
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS :	68
Bibliographie	69

LISTE DES FIGURES

Figure II. 1: Situation géographique du champ de Hassi	21
Figure II. 2: Schéma générale de fonctionnelle d'UTBS	22
Figure II. 3: schéma général de fonctionnement d'UTBS	25
Figure II. 4: Schéma de package de dessalage d'UTBS (HMD)	29
Figure II. 5: schéma général d'un train de l'UTBS	32
Figure II. 6: dessaleur électrostatique (VW-21-01).[7]	36
Figure III. 1: Photo micrographie d'une émulsion huile dans eau [12]	40
Figure III. 2: Représentation d'une émulsion	41
Figure III. 3: Dessaleur électrostatique	46
Figure III. 4: la coalescence	48
Figure III. 5: Principe de dessalage.[11]	50
Figure IV. 1: Schéma de bilan de matière du dessaleur	59
Figure IV. 2: $K = f(a)$[2].	62
Figure IV. 3: schéma Représentation du distributeur.	65
Figure IV. 4: schéma d'un trou dans le distributeur.	66

LISTE DES TABLEAUX

Tableau III. 1: Les opérations et les paramètres qui régissent sur la désintégration d'émulsion.[15].....	45
Tableau IV. 2: tableau des donnés	61
Tableau IV. 3: diamètre de particule d'eau en fonction de la teneur en eau [18].....	61

ملخص

تعتبر عملية تحلية المياه عملية أساسية تتم على النفط الخام. فهو لا ينقي المنتج فحسب، بل يمنع أيضًا التآكل وانسداد المعدات البترولية. الهدف من هذا العمل هو إجراء دراسة حول عملية تحلية النفط الخام في محطة UTBS ، ومن ناحية أخرى دراسة وحساب المعلمات التي تؤثر على هذه العملية

كلمات مفتاحية: النفط، التحلية، معلمة، عملية، التآكل.

Résumé

Le dessalage est une opération essentielle réalisée sur le pétrole brut. Elle permet non seulement de purifier le produit, mais également de prévenir la corrosion et le bouchage des équipements pétroliers. Le but de ce travail consiste à réaliser une étude sur le processus de dessalage du pétrole brut au niveau de l UTBS, d'autre part une étude et calcul des paramètres qui influent sur cette opération.

Mots clés : pétrole, dessalage, paramètre, opération, corrosion.

Abstract

Desalting is an essential operation carried out on crude oil. It not only purifies the product, but also prevents corrosion and clogging of petroleum equipment. The aim of this work is to carry out a study on the crude oil desalination process at the UTBS, on the other hand a study and calculation of the parameters which influence this operation.

Keywords : oil, desalting, parameter, operation, corrosion.

Introduction

Introduction Général

L'énergie occupe une place primordiale dans le développement économique dans le monde, qui dépend essentiellement de la valorisation des hydrocarbures (gaz et pétrole) spécialement le pétrole qui il est la première source de l'énergie, Le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un pétrole qui répond aux normes exigées, et de diminuer leur répercussion sur les installations pétrolières, Il contient d'un mélange des hydrocarbures et quelques traces d'eau, sous forme d'émulsion et une certaine quantité des sels.

En effet, La présence des sels et de l'eau dans le brut cause la corrosion et le bouchage des équipements qui touche énormément l'état des équipements, Pour cela, l'opération de dessalage réalisé dans pratiquement toutes les installations vise à éliminer l'eau, les sédiments et les sels minéraux contenus dans les bruts.

L'objectif général de notre travail était l'augmentation de l'efficacité du dessaleur électrostatique au niveau de L'UTBS, en autre on fera les calculs de vérification des dimensions du dessaleur pour fournir un brut de pétrole de bonne qualité de norme internationale commerciale via l'étude de l'influence de certains paramètres sur l'opération de dessalage du pétrole.

Ce mémoire est organisé selon les quatre chapitres suivants

- Généralité sur le pétrole brut
- Présentation de la région d'étude
- Théorie sur le dessalage de pétrole brute
- Partie de calcul

Chapitre I : généralités sur le pétrole brut

Chapitre I : généralités sur le pétrole

I.1.Introduction :

Le pétrole brut est un liquide noir, quelques fois à reflets verdâtres et généralement plus léger que l'eau de densité varie entre $0,7 \div 0,9$. Il est plus ou moins fluide suivant son origine, et son odeur habituellement forte et caractéristique.[1]

I.2.Origine du pétrole :

L'explication de l'origine du pétrole par l'évolution géologique de la matière organique a été formulée dès le XIX^e siècle ; mais elle était alors fortement concurrencée par des théories impliquant des mécanismes inorganiques, par exemple l'action de l'eau sur des carbures métalliques. Quelques chercheurs en ex-U.R.S.S. font appel soit à des théories cosmiques dans lesquelles les hydrocarbures sont les restes d'une atmosphère primitive de la Terre, soit à des synthèses de type minéral, comme dans le procédé Fischer Tropsch, qui seraient réalisées à grande profondeur dans le sous-sol. En fait, l'hypothèse cosmique n'est guère soutenable, car il s'agit d'une étape cosmologique transitoire dont on n'est pas certain et qui est en tout cas ancienne ; d'autre part, quel que soit le mécanisme chimique envisagé dans le sous-sol, la quasi-totalité du carbone de l'écorce terrestre est représentée par la matière organique contenue dans les roches sédimentaires. De plus, des traces de l'origine organique des pétroles bruts peuvent être décelées ; en premier lieu, on y trouve des corps optiquement actifs, qui ne peuvent pratiquement être synthétisés que par les êtres vivants on y trouve également : des porphyrines, dont la structure dérive directement de celle de la chlorophylle des plantes ou de l'hémine ; des isoprénoides hydrocarbures issus de la chaîne phytol de la chlorophylle ; des stéroïdes et triterpénoides, composés caractéristiques de la matière vivante. Il semble donc que l'essentiel des gisements de pétrole dérive, directement ou non, de la substance des êtres vivants incorporée dans les sédiments lors de leur dépôt.[2]

I.3.Composition des pétroles bruts :

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

Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- Les hydrocarbures Aliphatiques.

Chapitre I : généralités sur le pétrole

- Les hydrocarbures Cycliques.
- Les hydrocarbures mixtes.

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le compose, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement du brut. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% ÷ 7%) sous forme de composés. Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, Si, Na, Fe....[3]

I.3.1. Principales familles d'hydrocarbures

I.3.1.1. Hydrocarbures aliphatiques

Ce sont les hydrocarbures parafiniques, les oléfines, et les acétyléniques à chaîne ouverte.

- **Saturés**

Ce sont les alcanes C_nH_{2n+2} qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isoméries).

Les pétroles parafiniques contiennent environ 50% de paraffine.

- **Non saturés**

Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermo catalytique. Ces aliphatiques non saturés sont appelés les oléfines dont la formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

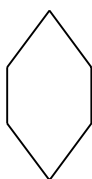
I.3.1.2. Hydrocarbures cycliques

Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

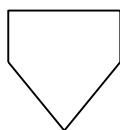
- **Saturés**

Ce sont les hydrocarbures naphténiques ayant la formule C_nH_{2n} .

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



Cyclohexane



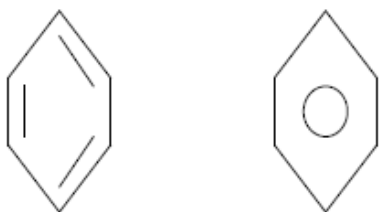
cyclopentane

Chapitre I : généralités sur le pétrole

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

☐ Non saturés

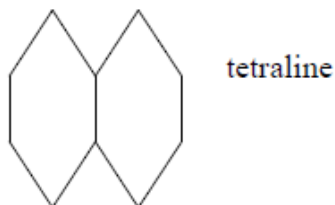
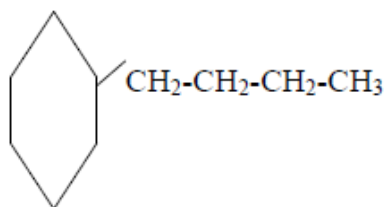
Ex : le benzène C_6H_6



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

I.3.1.3. Hydrocarbures mixtes

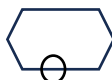
L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+ chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.[4]



I.3.2. Autres composés contenus dans le pétrole brut

I.3.2.1 Composés oxygénés

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et des acides

Naphténiques  $-CH_2-COOH$, $R-COOH$. Leur teneur dans le pétrole est faible

(1 ÷ 2%).

I.3.2.2 Composés azotés

Chapitre I : généralités sur le pétrole

Ce sont des composés hétérocycliques contenant l'élément d'azote, leur teneur dans le pétrole varie de 0.02-2.5%, elle augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition des fractions, on le retrouve sous forme de quinoléine et pyridine.

I.3.2.3 Composés résineuses et asphaltiques

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

I.3.2.4 Posés minéraux :

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.

I.4. Spécifications du pétrole

a. La densité

La connaissance de la densité a une importance commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend de cette propriété, souvent exprimée en degré API. Dans une même région géographique, la densité du brut varie d'un gisement à un autre, on observe aussi, dans le même champ, des variations de densité d'un puit à un autre.[5]

b. Point d'écoulement

Lorsque le pétrole brut est exposé au froid, on n'observe pas, comme pour un produit pur, un passage net de l'état liquide à l'état solide. Il apparaît d'abord une augmentation plus ou moins importante de la viscosité, si l'abaissement de la température est suffisant, le pétrole brut cesse d'être fluide et s'approche de l'état solide. Le point d'écoulement des pétroles bruts est mesuré pour donner une indication approchée sur la pompabilité. En fait, l'agitation du fluide provoquée par le pompage, peut empêcher ou détruire la formation des cristaux de paraffines, conférant ainsi aux bruts une certaine fluidité au-dessous de la température d'écoulement mesurée.[5]

c. Viscosité

Chapitre I : généralités sur le pétrole

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement si la température baisse, par contre pour le brut naphténique ou mixte l'accroissement de la viscosité sera plus progressif.[5]

d. Tension de vapeur et point d'éclair (TVR)

La mesure de la tension de vapeur et du point d'éclair du pétrole brut permet d'estimer la teneur en hydrocarbures. On admet généralement que le pétrole brut ayant une tension de vapeur supérieure à 0,2 bars à 37,8°C a un point d'éclair inférieur à 200°C.[5]

e. Teneur en soufre

Le pétrole brut contient des hydrocarbures sulfurés, de l'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension. D'une manière générale, la teneur totale en soufre est comprise entre 0,05 % et 5% en poids.[5]

f. Teneur en azote

Le pétrole brut renferme des hydrocarbures azotés sous forme basique (quinoléine, isoquinoléine, pyridine) ou neutres. Ces composés peuvent être malodorants ou avec une odeur agréable.[5]

g. Teneur en eau, sédiments et sels (BS&W)

Le pétrole brut contient, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme de cristaux très fins. Ces produits peuvent détériorer les équipements : corrosion, érosion, dépôt et bouchage.[5]

h. Salinité

C'est la masse des sels (composés ioniques) dissous dans 1 litre d'eau. Elle s'exprime en grammes de sels par kilogrammes d'eau. La présence d'une concentration de sel élevée peut être à l'origine des phénomènes nocifs de corrosion, dans les pipes durant le transport et dans les installations de raffinage.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

Chapitre II : présentation de la région d'étude

II.1. Introduction :

En Algérie, l'industrie de raffinage est née en 1958 avec la découverte et la production du pétrole brut de Hassi Messaoud. La première unité fut construite sur les lieux même de la découverte qui a été orientée vers la satisfaction des besoins excessifs des sociétés opérantes dans le cadre de la recherche et l'exploitation de brut. Aussitôt l'indépendance acquise, l'Algérie s'est attachée à l'idée d'accéder au développement économique en avantageant la mise en place d'une industrie pétrolière par la transformation systématique de ses hydrocarbures. C'est ainsi que vont être réalisées diverses unités industrielles et des expansions de celles déjà en place en vue d'accroître les capacités de première transformation.[6]

II.2. Présentation du champ Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km au Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km des frontières tunisiennes. Par sa superficie qui s'étend sur près de 2200 km², son climat est de type continental avec des variations de température allant de 0°C en hiver à 50°C environ en été il est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et l'un des champs plus complexes du monde (Figure 1)



Figure II. 1: Situation géographique du champ de Hassi

II.3. Présentation de l'entreprise SONATRACH :

La SONATRACH (société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures), intervient également dans d'autres secteurs tel que la génération électrique, les énergies nouvelle et renouvelables et le dessalement d'eau de mer, elle exerce ses métier en Algérie et partout dans le monde.

II.4. Description générale de l'UTBS

L'UTBS a été mise en service en août 2010. Donc, c'est une nouvelle unité de traitement de brut destinée à recevoir et à traiter l'huile non stabilisée et non dessalée provenant de six champs satellites existants dans la région de Hassi Messaoud sud et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage situé à Haoud El Hamra.[7]

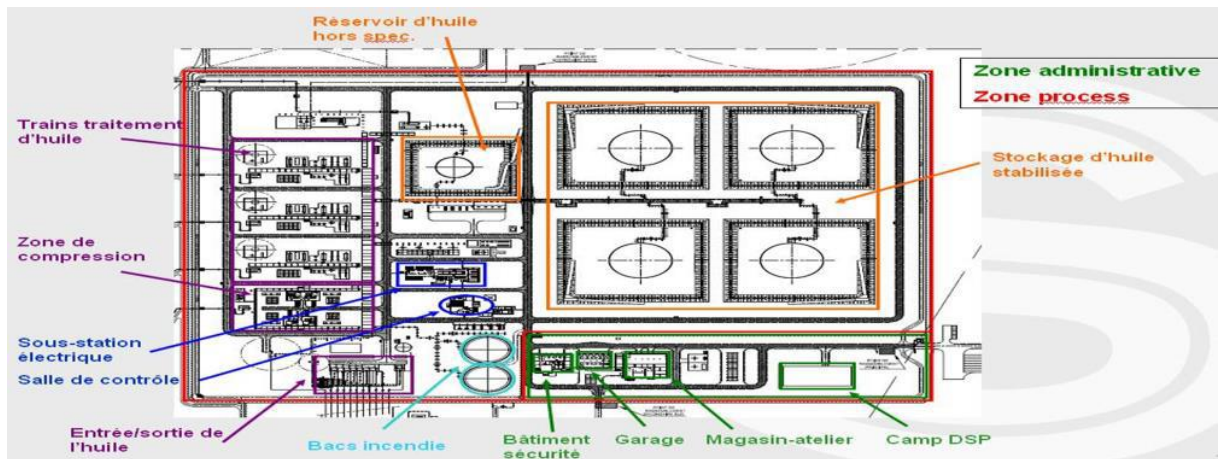


Figure II. 2: Schéma générale de fonctionnelle d'UTBS

L'UTBS comprend :

- Un manifold de production.
- Trois trains de stabilisation de brut.
- Quatre compresseurs de gaz.
- Une pomperie d'expédition du brut.
- Utilités (Centrale d'Air/azote, traitement des eaux huileuses...etc.).
- Un réseau de torche.
- Bacs de stockage.

II.4.1. Manifold de production

Le nouveau réseau de collecte permet d'acheminer le brut non stabilisé des satellites vers le manifold M01.

Le MFD M01 est constitué de deux collecteurs :

Un collecteur de 24'' opérant à une pression normale de 13.5 bars en phase liquide alimentant les trois unités d'huile et le système hors spec en cas d'excédent. Un deuxième

Chapitre II : présentation de la région d'étude

collecteur 16'' opérant à basse pression 3bars en phase mixte alimentant le système hors spec lorsque les pompes d'expédition d'huile de deux satellites au maximum sont hors service.[7]

II.4.2. Trains de stabilisation de brut

L'UTBS comprend trois unités de traitement d'huile identiques pouvant produire chacune 100 000 barils/j d'huile stabilisée. Les trois unités de traitement de brut permettent d'atteindre les spécifications requises pour la commercialisation de brut stabilisé en termes de TVR, salinité et de teneur en eau.

La séparation huile, eau et gaz se fait sur deux étages. Le premier étage de séparation est constitué d'un ballon de séparation triphasique et le second étage d'un ballon biphasique.

L'huile est pompée du séparateur biphasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation des dessaleurs. Le package de dessalage permet de baisser la teneur en BSW à 0.1% et la concentration en sels à 40mg/l afin de respecter les spécifications requises de commercialisation.[7]

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation, 20% du débit alimente directement la tête de la colonne et 80% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation. L'huile stabilisée chaude sort de la colonne, puis passe dans le préchauffeur coté calandre puis dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi sa chaleur à l'huile non stabilisée. Le refroidissement final avant stockage, est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée.

En sortie des aéro réfrigérants, l'huile stabilisée provenant des trois trains alimente les quatre bacs de stockage à toit flottant d'une capacité de stockage utile de 50000 m3 chacun. Lors de l'expédition de l'huile vers HEH , des pompes booster et d'expédition permettent d'envoyer l'huile stabilisée vers HEH via le pipeline 30'' installé entre l' UTBS et CIS puis à travers le pipeline existant de 24'' reliant CIS à HEH.[7]

II.4.3. Compression de gaz

Le système de compression de gaz de flash consiste en quatre trains de compression identiques. Le gaz associé provenant des séparateurs triphasiques, biphasiques et des colonnes de stabilisation des trois trains est envoyé dans le collecteur commun de gaz de flash opérant à une pression de 4.4 bars. Une partie du gaz de flash est utilisé au sein de l'UTBS comme gaz combustible, l'excès de gaz est comprimé et expédié vers l'unité de GPL située au CIS.

II.4.4. Unité de traitement des eaux huileuses

Le package de traitement des eaux huileuses permet de traiter les eaux huileuses du procédé avant le stockage dans le bac tampon d'eau traitée, puis est expédié vers OMN77 pour réinjection dans un puits ou, en secours, vers le bassin d'évaporation. Le but du traitement des eaux huileuses est de réduire la teneur en hydrocarbures et en matière en suspension dans l'eau traitée.[7]

II.4.5. Système d'huile hors -spec

Le système d'huile hors -spec est utilisé de façon exceptionnelle lors du démarrage de l'installation ou du déclenchement d'une ou plusieurs unités de traitement d'huile (colonne stabilisation, TVR trop élevée...etc.).

II.4.6. Réseau de torches

Les systèmes de torchage ont pour objectifs de :

- Collecter tous les effluents gazeux provenant :
 - D'indisponibilité temporaire des installations de compression des gaz et afin de maintenir la production d'huile, des séparateurs gaz/huile,
 - Consécutifs à un arrêt d'urgence puis à une dépressurisation des installations,
 - de la décompression volontaire d'un équipement,
 - Consécutifs à l'ouverture d'une ou plusieurs soupapes de sécurité,
 - Provenant du ciel gazeux des équipements maintenus sous balayage de gaz,
- Transférer ces effluents depuis leur point d'émission ou de collecte jusqu'à la torche concernée,
- Séparer les gaz et les éventuels liquides,
- Brûler le gaz,
- Recycler vers le procédé les liquides séparés.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

II.4.7. Bacs de stockage

A la sortie des aéroréfrigérants, l'huile provenant des différentes unités de traitement alimente les bacs de stockage à toit flottant via le collecteur commun d'huile stabilisée. Un analyseur de TVR en ligne permet de vérifier la qualité de l'huile allant vers les bacs de stockage à toits flottants. Quatre bacs à toits flottants sont installés. La capacité de chaque bac est de 50 000 m³ utile et correspond environ à la production journalière de l'UTBS.

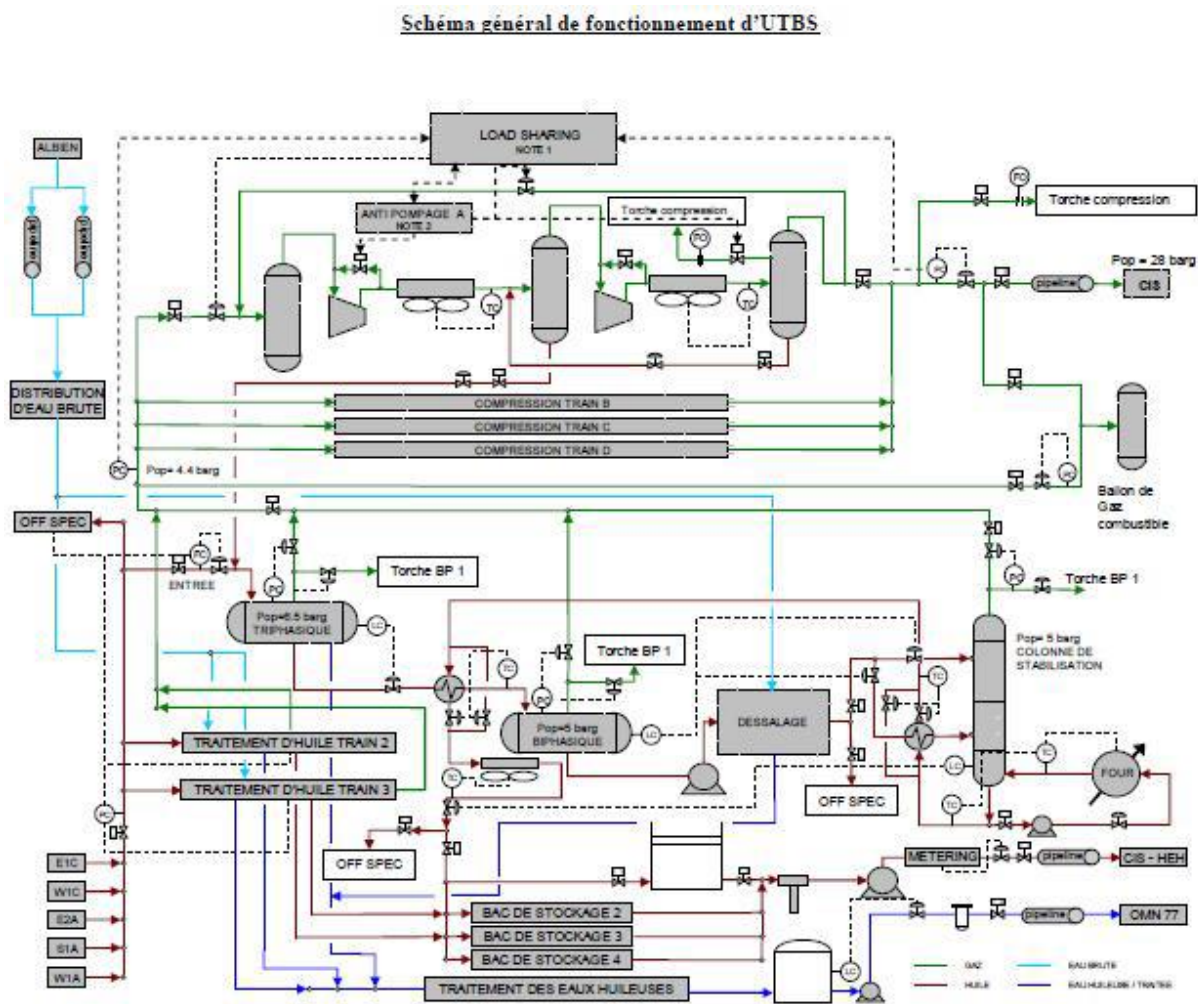


Figure II. 3: schéma général de fonctionnement d'UTBS

II.5. Description d'un train de l'UTBS

II.5.1. Réception du brut

Des puits producteurs alimentent les plateformes satellites existantes où une première séparation huile/gaz/eau est réalisée. Au niveau de chaque plateforme satellite, le brut non stabilisé est pompé du séparateur triphasique vers les installations existantes du CIS (Complexe Industriel Sud) ou vers la nouvelle unité UTBS via le nouveau réseau de collecte. Un ensemble de connexions est réalisé afin de relier les plateformes satellites existantes au nouveau réseau de collecte.[7]

Le nouveau réseau de collecte permet d'acheminer le brut non stabilisé des plateformes satellites existantes vers le manifold M01 situé à l'entrée de l'UTBS. L'huile brute provenant des satellites ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant car elle peut dégazer. Trois unités de traitement d'huile d'une capacité de 100 000 bbl/j chacune, permettent de transformer le brut en huile stabilisée répondant aux spécifications d'exportation. Pour atteindre ces spécifications, plusieurs étapes sont nécessaires :

- Premier dégazage et réchauffage de l'huile dans les séparateurs triphasiques, diphasiques et réchauffeur d'huile.
- Dessalage effectué grâce à deux séparateurs électrostatiques montés en série
- Stabilisation du brut dans une colonne de stabilisation avec préchauffage de l'huile en amont et rebouillage avec un four.
- Refroidissement du brut stabilisé en vue de son stockage par l'intermédiaire des préchauffeurs de la colonne de stabilisation, des réchauffeurs d'huile et des réfrigérants d'huile stabilisée.

II.5.2. Traitement du brut

Afin de pouvoir stocker l'huile brute puis l'expédier, celle-ci doit répondre aux spécifications suivantes :

- TVR de l'huile compatible avec un stockage à température ambiante, c'est-à-dire 7 psi pour une température extérieure de 50°C (en été) et jusqu'à 10 psi pour une température extérieure de 25°C maximum (en hiver)
- Salinité inférieure ou égale à 40 mg/l.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

- Teneur en eau insoluble dans le brut stabilisé inférieure ou égale à 0.1%. Les trois trains de l'UTBS sont identiques et se composent de :
 - Un séparateur triphasique (PX0-VA-20-01)
 - Un séparateur diphasique (PX0-VA-20-02)
 - Un réchauffeur d'huile (2 calandres PX0-GA-20-01 A/B)
 - Un package de dessalage (PX0-UZ-21-01) comprenant :
 - Un premier étage de dessalage (PX0-VW-21-01)
 - Un deuxième étage de dessalage (PX0-VW-21-02)
 - Deux pompes de recyclage d'eau premier étage (PX0-PA-21-02 A/B)
 - Deux pompes de recyclage d'eau deuxième étage (PX0-PA-21-03 A/B)
 - Une colonne de stabilisation (PX0-CB-21-01)
 - Trois pompes de recirculation du rebouilleur (PX0-PA-21-01 A/B/C)
 - Un rebouilleur (PX0-FA-21-01)
 - Un réfrigérant d'huile stabilisée (3 baies comprenant 2 faisceaux PX0-GC-21-01A1/A2/B1/B2/C1/C2/D1/D2).[7]

II.5.3. Séparateur triphasique

Le séparateur triphasique (PX0-VA-20-01) constitue le premier étage de séparation eau/huile/gaz. Il reçoit l'huile provenant directement des satellites.

Le séparateur triphasique opère à 6,5 bars, avec un temps de rétention de 3,7 minutes pour l'huile et de 20 minutes pour l'eau.

Le gaz est envoyé par contrôle de pression vers l'unité de compression via le collecteur de gaz séparation, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile, grâce à un contrôleur de niveau, est envoyée vers le réchauffeur d'huile.

Considérant la faible quantité d'eau attendue dans le brut provenant des satellites où une première séparation a déjà été réalisée, l'eau provenant du procédé, est collectée dans un appendice appelé (boot) puis envoyée via un contrôleur de niveau, vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

L'huile provenant du séparateur triphasique passe par les tubes du réchauffeur (échangeur) d'huile PX0-GA-20-01 A/B, côté chambre, pour être chauffée à 70°C qui est la température opératoire optimale du package de dessalage. L'échange thermique nécessaire est fourni par l'huile stabilisée chauffée à 120°C, provenant du fond de colonne, et passant côté calandre des échangeurs. Celle-ci procure l'apport calorifique nécessaire au réchauffage de l'huile non stabilisée (70°C).[7]

Outre les chambres et tubes, les réchauffeurs (échangeurs) d'huile sont constitués de deux calandres en série. Chaque calandre peut être contournée. Les réchauffeurs (échangeurs) d'huile PX0-GA-20-01 A/B et les préchauffeurs de la colonne de stabilisation PX0-GA-21-01

A/B font partie du schéma d'intégration thermique de l'unité, qui permet de récupérer une partie de la chaleur de l'huile chaude stabilisée en fond de colonne.

II.5.4. Séparateur diphasique

L'huile chauffée à 70°C alimente le séparateur diphasique (PX0-VA-20-02) qui constitue le deuxième étage de séparation huile/gaz. Il opère à 5 bars avec un temps de rétention d'huile de 3.2 minutes. Le gaz de flash dû à la chauffe dans le réchauffeur d'huile et à la détente à 5 bars dans le séparateur diphasique est envoyé vers la compression via le collecteur de gaz de flash sous contrôle de pression, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est pompée du séparateur diphasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales, (PX0-PA-20-01 A/B (2 x 100%)).

II.5.5. Package de dessalage

Le package de dessalage (PX0-UZ-21-01) permet de diminuer la teneur en BSW en sortie du package à 0.1% volume et la concentration en sels à 20 mg/l équivalent Na Cl (données de design du dessaleur) afin de respecter les spécifications en eau et sels de l'huile stabilisée au niveau du stockage (concentration en sels inférieure à 40 mg/l et BSW inférieure à 0.1% volume garanties en sortie d'UTBS) et de limiter l'encrassement de la colonne par dépôts de sels.

Le mélange brut - eau de gisement est émulsifié avec de l'eau de lavage recyclée du 1er et 2ème étage de dessalage. Une émulsion est ainsi créée, grâce à une vanne de mélange (21-PV- 0X524) située en amont du premier étage de dessaleur (PX0-VW-21-01) et opérant à une pression de 12 bars et 70°C avec un temps de rétention de 5 minutes pour l'huile et de 18 minutes pour

Chapitre II : présentation de la région d'étude

l'eau. Cette émulsion assure un bon mélange entre l'eau de gisement et l'eau de lavage, assurant ainsi une diminution de la concentration en sel de la phase aqueuse.[7]

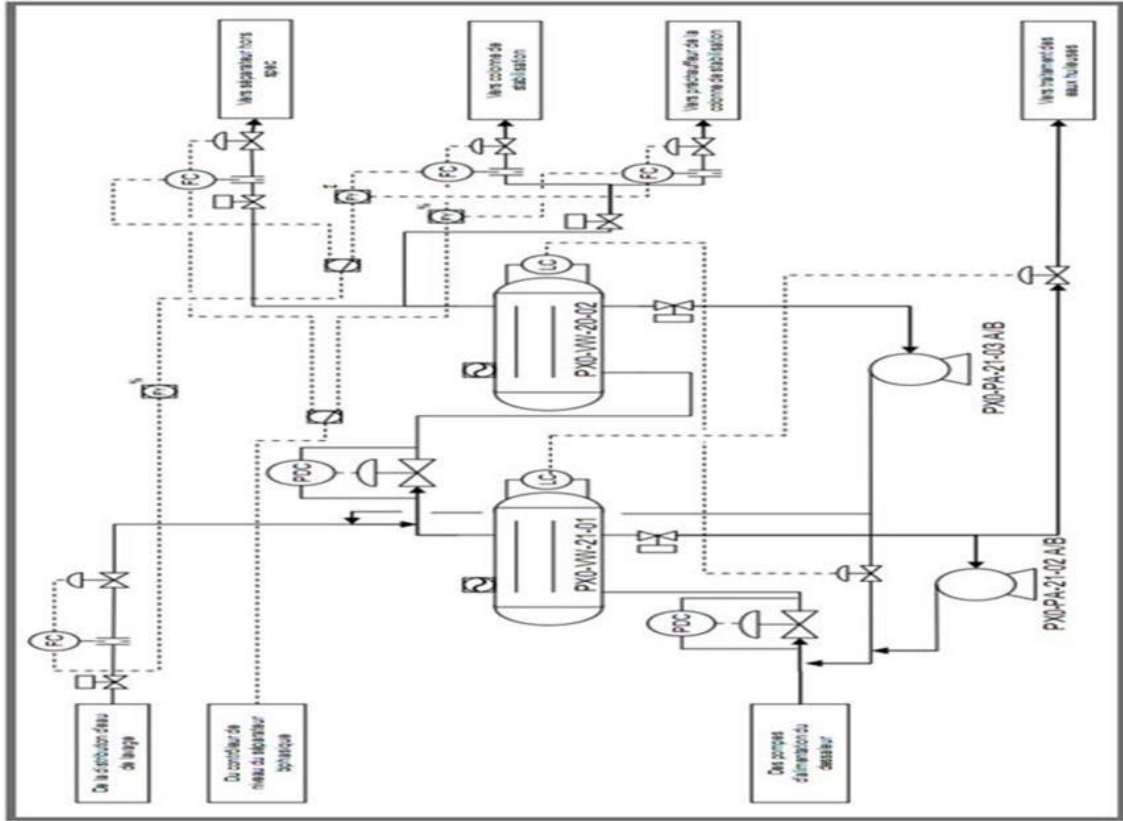


Figure II. 4: Schème de package de dessalage d'UTBS (HMD)

Cette émulsion est ensuite séparée en deux phases liquides dans le dessaleur, sous l'action d'un champ électrostatique, qui favorise la coalescence des micros gouttelettes d'eau, formant ainsi des gouttes de taille plus importante, tombant par gravité dans le fond du séparateur électrostatique.

Le champ électrostatique est créé entre deux électrodes, une reliée à la masse et l'autre reliée à un transformateur HT installé en partie supérieure du dessaleur. Un distributeur installé à l'entrée du dessaleur assure une distribution optimum de l'huile dans le champ électrostatique. L'eau coalescée dans le premier étage de dessalage est envoyée vers le package de traitement des eaux huileuses. Une partie de l'eau est recyclée vers l'entrée du premier étage grâce aux pompes de recyclage premier étage PX0-PA-21-02 A/B (2 x 100%).

Chapitre II : présentation de la région d'étude

Le brut sortant du premier étage de dessalage est ensuite mélangé avec de l'eau de lavage constituée d'un mélange d'eau brute et d'eau de recirculation vers le deuxième étage de dessalage. Un mélange efficace est recréé grâce à une deuxième vanne de mélange (21-PV-

0X525). L'huile et eau sont de nouveau coalescées dans le deuxième étage de dessaleur (PX0-

VW-21-02) opérant à une pression de 10.5 bars et 70°C avec un temps de rétention de 5 minutes pour l'huile et de 30 minutes pour l'eau, toujours sous l'action d'un champ électrostatique.

L'eau ainsi séparée dans le deuxième étage de dessalage tombe par gravité en fond de cuve du séparateur ou elle est reprise, pour être en grande partie recyclée vers le premier étage grâce aux pompes de recyclage du deuxième étage PX0-PA-21-03 A/B (2 x 100%), le reste étant renvoyé vers l'entrée du deuxième étage.

Une injection de désémulsifiant est prévue sur chaque étage de dessalage, en amont de la vanne mélangeuse afin de faciliter la séparation eau / huile à chaque étage de dessalage.[7]

II.5.6. Colonne de stabilisation

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation PX0-CB-21-01 :

- 20% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide).
- 80% du débit alimente le préchauffeur de la colonne de stabilisation PX0-GA-21-01 A/B (alimentation chaude de la colonne).

Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux calandres en série. La température de l'huile provenant du package de dessalage est de 70°C environ. Elle passe côté tubes.

Elle est chauffée par l'huile stabilisée passant côté calandre. Afin d'optimiser la récupération de chaleur, la température de l'huile stabilisée en sortie du préchauffeur, côté calandre, est réglée à 120°C.

La colonne de stabilisation opérant à 5 bars permet de retirer les composés les plus légers du brut et d'atteindre en fond de colonne la TVR requise pour le stockage dans les bacs à toit flottant. En d'autres termes, la colonne de stabilisation permet d'augmenter la température de vaporisation de l'huile stabilisée au-dessus de la température de sortie des aéroréfrigérants d'huile. Son principe de fonctionnement est la distillation.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

La distillation consiste à mettre en contact à différentes températures un liquide et une vapeur. Un équilibre est créé entre le liquide et la vapeur dont le résultat est l'augmentation de la concentration des fractions légères dans le gaz et l'augmentation de la concentration des fractions lourdes dans le liquide. Le processus est répété sur chaque plateau et permet une séparation des parties les plus légères de l'huile. La chaleur en fond de colonne est fournie par le rebouilleur PX0-FA-21-01.[7]

La colonne de stabilisation permet d'atteindre une TVR de ~7 psis (en été), c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 61°C à pression atmosphérique et de ~10 psis (en hiver), c'est-à-dire pour obtenir un point de bulle de 42°C à pression atmosphérique.

II.5.7. Pompes de recirculation du rebouilleur et le rebouilleur

Une partie de l'huile en fond de colonne alimente le rebouilleur PX0-FA-21-01 grâce aux pompes de recirculation du rebouilleur PX0-PA-21-01 A/B/C (3 x 50%). Le four apporte la chaleur nécessaire à la stabilisation et permet la vaporisation d'une partie de l'huile stabilisée, créant ainsi la vapeur nécessaire à la distillation du brut. Le retour vers la colonne du mélange diphasique en sortie du rebouilleur est réalisé sous le plateau 1. La vapeur alimente le plateau 1 alors que le liquide est mélangé au liquide stabilisé en fond de colonne et en vaporise une partie.

Le rebouilleur est un four à tirage naturel à quatre passes.

L'huile alimentant le four entre dans la section de convection et s'écoule à contre-courant des fumées provenant de la section de radiation. La section de convection comprend 3 rangées de 8 tubes nus et 5 rangées de 8 tubes ailetés. Le fluide entre ensuite dans la section de radiation où il est vaporisé en partie.

Le four dispose de six brûleurs et six pilotes fonctionnant sur gaz (gaz combustible issu du gaz de flash des séparateurs triphasiques, diphasiques et de la colonne de stabilisation).

La fumée issue de la combustion du gaz passe à travers la chambre de convection grâce au tirage naturel de la cheminée ajusté par un registre manuel.[7]

II.5.8. Réfrigérant

L'huile stabilisée chaude (entre 135 °C dans le cas hiver et 160°C dans le cas été) sort de la colonne et passe côté calandre dans le préchauffeur de la colonne de stabilisation puis côté calandre dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi sa chaleur à l'huile non stabilisée.

Chapitre II : présentation de la région d'étude

Le refroidissement final avant stockage est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée PX0-GC-21 A/B/C/D, constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à pales variables. L'huile ainsi refroidie peut-être envoyée vers les bacs de stockage d'huile stabilisée ou vers le bac de stockage d'huile hors spec.

II.5.9. Représentation schématique d'un train de l'UTBS

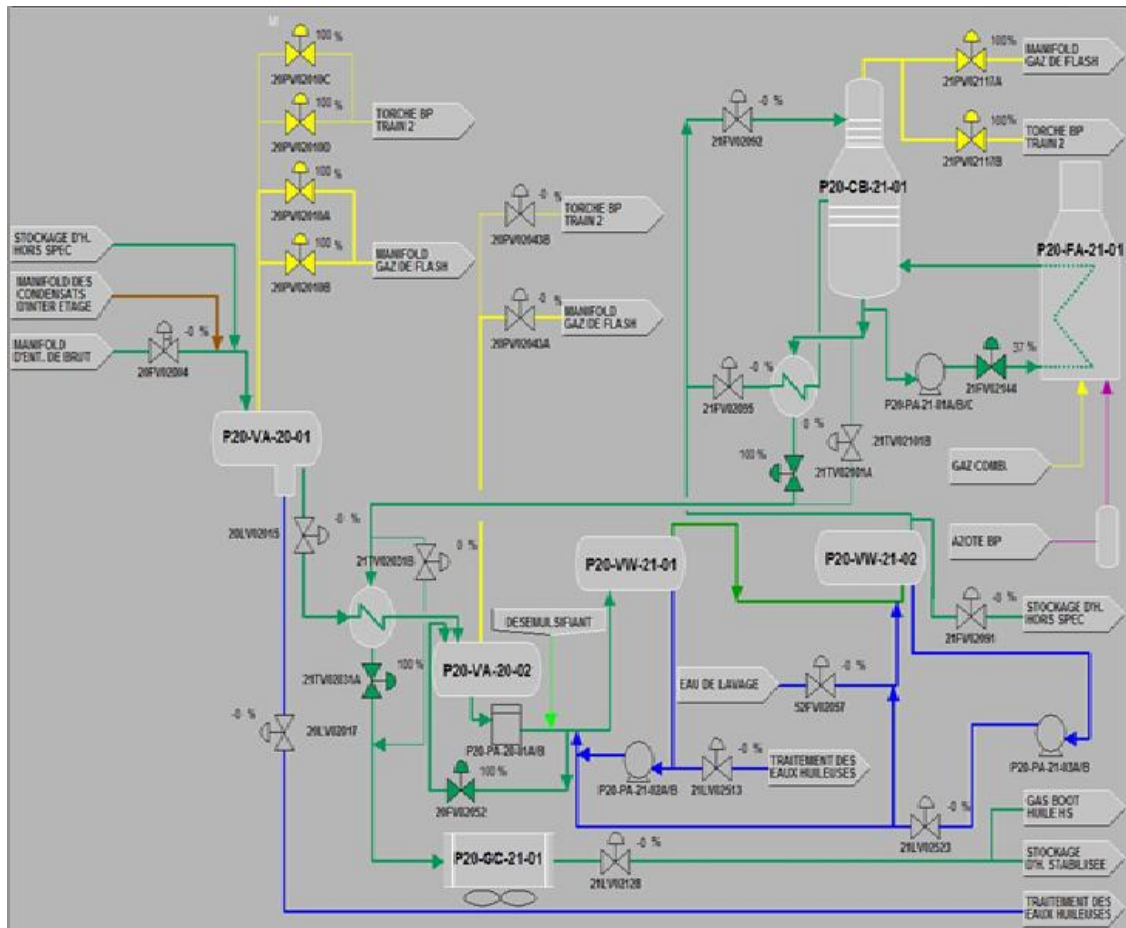


Figure II. 5: schéma général d'un train de l'UTBS

II.6. Description du dessaleur électrostatique (VW-21-01) de l'UTBS

Le dessaleur (VW-21-01) du l'UTBS de Hassi-Messaoud a les caractéristiques principales suivantes :

- Dimensions : 3000*12000 mm
- Fond : hémisphérique
- Pression de calcul : 23 bar/vide

Chapitre II : présentation de la région d'étude

- Température de calcul : $-5 / +90$ °C
- Matière : acier au carbone.

II.6.1. Tuyauterie intérieure

L'unité de dessalage est équipée à l'intérieur de plusieurs ensembles de tuyauteries.

Chacune a sa propre fonction dans le procédé de dessalage.

II.6.1.1. Tuyauterie d'entrée et de distribution de l'émulsion

C'est un collecteur horizontal disposé à la partie supérieure du ballon ; il est raccordé à quatre distributeurs de l'émulsion.

II.6.1.2. Tuyauterie de sortie du brut dessalé

C'est un collecteur disposé à la partie supérieure du ballon parallèlement au collecteur d'entrée. Ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut dessalé.

II.6.1.3. Tuyauterie d'écoulement d'eau

Cette tuyauterie est constituée par un collecteur fixé à la partie inférieure du réservoir, la fonction de la tuyauterie est d'évacuer l'eau accumulée au fond du réservoir à la suite de la séparation de l'émulsion stable par le champ électrique.

II.6.2. Electrodes

Les électrodes constituant le cœur de l'unité de dessalage, ont été spécialement conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement.

II.6.3. Ensemble transformateur-réactance

L'ensemble transformateur-réactance est du type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve, la réactance est montée en série sur le circuit primaire.

II.6.4. Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension

La sortie de haute tension du circuit secondaire de chaque ensemble transformateur réactance est reliée aux électrodes à l'intérieur du ballon par l'ensemble d'alimentation haute tension.

II.6.5. Tableau électrique et liaison électrique

L'unité de dessalage de Hassi-Messaoud est prévue avec un tableau électrique local antidéflagrant qui est alimenté par le circuit triphasé.

Ce tableau comprend :

- Les presse-étoupes et bornes d'arrivée de l'alimentation électrique.
- Les presse-étoupes et bornes de départ des liaisons entre le tableau et les ensembles transformateur-réactance.
- Les presse-étoupes et bornes de connexion avec l'interrupteur de niveau bas.
- Le bouton de marche-arrêt relié au disjoncteur.
- Les lampes de signalisation.
- Les voltmètres un pour chaque transformateur-réactance
- Les ampèremètres

II.6.6. Instrumentation

Les trois instruments nécessaires au fonctionnement de dessaleur sont :

- Vanne de mélange.
- Régulateur de niveau d'interface.
- La vanne automatique de l'eau d'écoulement.

II.6.6.1. Vanne de mélange (21-PV-0X524)

Cette vanne a pour rôle d'améliorer le contact entre les cristaux de sels et l'eau de lavage.

La commande de cette vanne est en général pneumatique grâce à un régulateur monté sur la vanne elle-même.

II.6.6.2. Régulateur de niveau interface

Ce régulateur est utilisé pour commander la vanne pneumatique de l'eau d'écoulement.

II.6.6.3. Vanne automatiques de l'eau d'écoulement

La manœuvre de la vanne est effectuée automatiquement grâce à un régulateur de niveau interface. Pour une augmentation de niveau interface, la vanne s'ouvre ; pour une diminution de niveau, la vanne se ferme.

II.6.7. Accessoires et équipements de protection

Le dessaleur comprend :

- Un thermomètre qui indique la température et un niveau à glace.

Equipement de protection :

- Une soupape de sécurité tarée à une pression de 23 bars.
- Une mise à la terre en cas d'excès du courant dans le transformateur.
- Interrupteur flottant au sommet du ballon

1- Vanne de mélange

2- Sortie brut dessalé

3- Distributeur

4- Electrodes

5- Purge interface

6- Régleur niveau eau

7- Purge eau + sels

8- Déflecteur

9- Trous d'homme

10-Transformateur

11-Interrupteur flottant

12- Soupape de sécurité

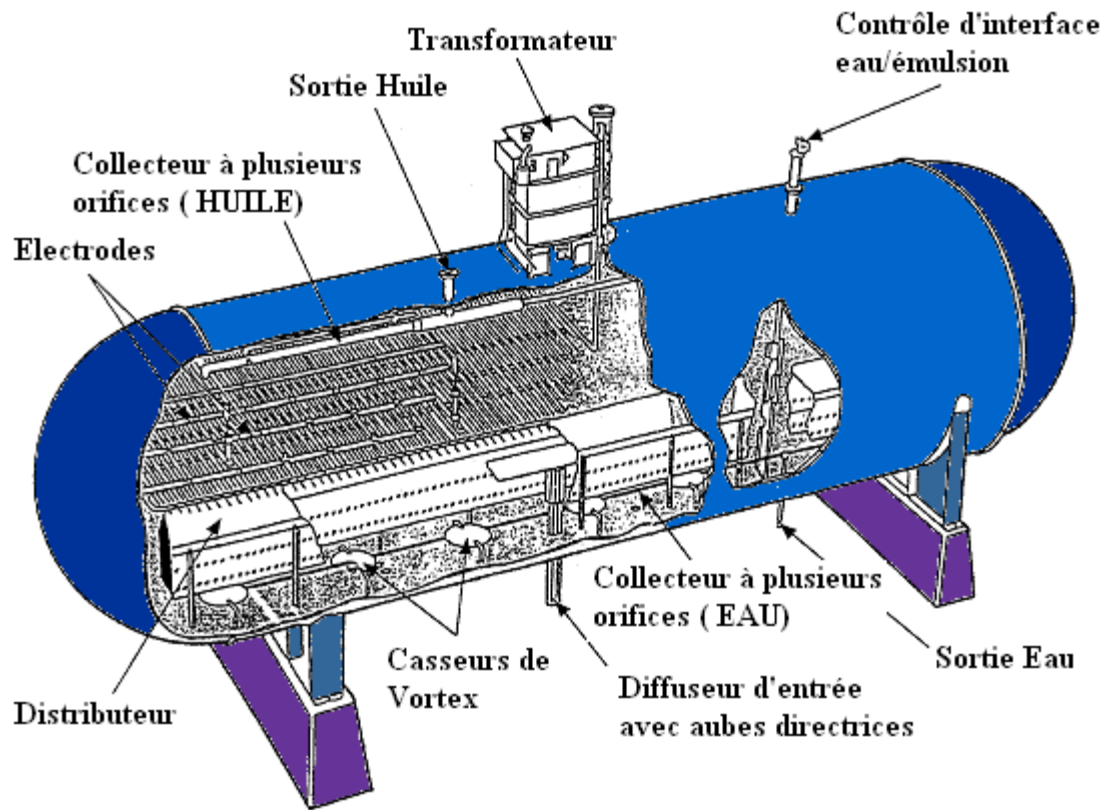


Figure II. 6: dessaleur électrostatique (VW-21-01).[7]

Chapitre III : Théorie sur le dessalage de pétrole brut

Introduction

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels, des solides en suspension et des traces des métaux solubles dans l'eau. La salinité de ce dernier est limitée à 40 mg/l et BSW (Eau en suspension + sédiments) soit inférieure à 1%, pour cette raison des techniques avancées et des recherches continues sur le brut pour éliminer les sels et l'eau contenue dans le brut, dans le but de sauver les installations de traitement et de raffinage, et d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations.

Le dessalage du pétrole est une opération essentielle, car elle conditionne la bonne marche des traitements en aval. Il consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable, et à dissoudre les cristaux de sels dans une eau d'apport puis à séparer cette eau.[8]

III.1 Théorie sur les sels**III.1.1 Caractéristiques des sels**

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

- > NaCl (**chlorure de sodium**) : 70-80 ;
- > MgCl₂ (**chlorure de magnésium**) : 10-20 ;
- > CaCl₂ (**chlorure de calcium**) : 10.

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

Par simple décantation on devrait éliminer « théoriquement » tous les sels ionisés, mais la viscosité de certains bruts imposerait une capacité de stockage très importante.

Pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau : les cristaux s'ionisent dans celle-ci, puis s'hydratent ; l'avantage de ces sels hydrates 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.[8]

III.1.2 Inconvénients des sels

Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut déposer dans les équipements d'échange de chaleur.

En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés et désactivent et bouchent les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval.

En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduite à très faibles niveaux avant le traitement.[9]

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

- > La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement) ;
- > La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels ;
- > La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion) ;
- > Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels.[10]

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivantes [8]:

- > La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



- > L'acide chlorhydrique attaque le fer :



- > Les sels d'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique :



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.[8]

III.2 Théorie Sur Les Emulsions

III.2.1 Définition d'émulsion

Une émulsion peut être définie comme étant le mélange de deux phases liquides immiscibles, l'une des deux est dispersée en fines gouttelettes dans l'autre, et l'ensemble est stabilisé par des agents émulsifiants.

Les petites gouttes constituent la phase interne ou dispersée alors que la phase principale est connue sous le nom de phase externe ou phase continue.

Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, et il s'agit d'une émulsion eau dans le brut (émulsion directe), si la phase dispersée est le pétrole, il s'agit alors d'une émulsion brute dans l'eau, connue aussi sous le nom d'émulsion inverse.[11]

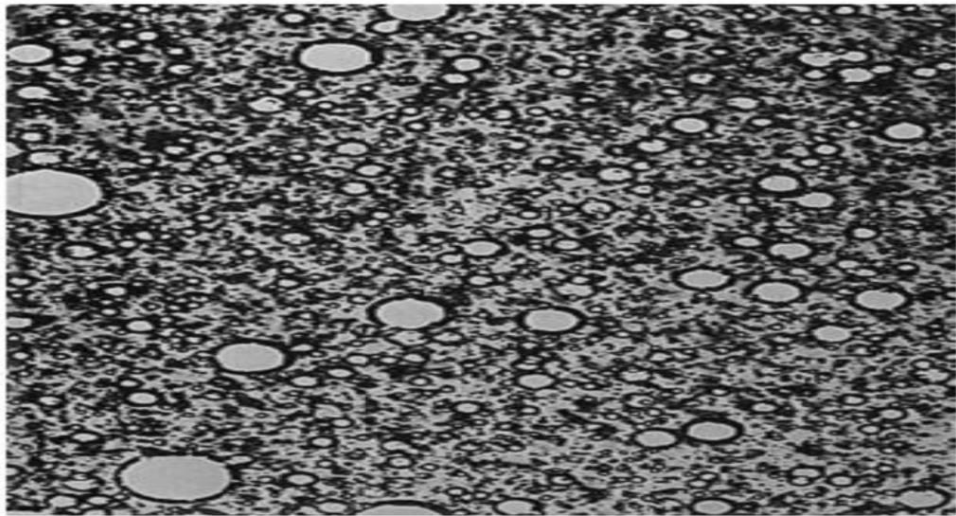


Figure III. 1: Photo micrographie d'une émulsion huile dans eau [12]

III.2.2 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 ;
- > Forte agitation ;
- > Existence d'un agent émulsifiant (également appelé tensioactif ou surfactant).

L'agent émulsifiant présente en général une solubilité préférentielle dans l'une ou l'autre phase. Certains émulsifiants cependant sont insolubles. Ce sont des solides très finement divisés en suspension dans le liquide.

L'émulsifiant enveloppe chaque gouttelette de la phase dispersée d'un film interracial ; ce film s'oppose à la coalescence de ces gouttelettes et favorise leur maintien en suspension.

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

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

silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires.[13]

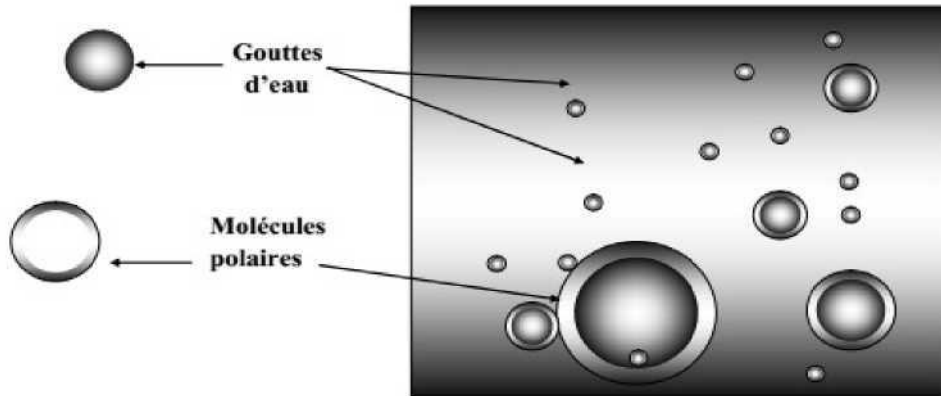


Figure III. 2: Représentation d'une émulsion

III.2.3 Stabilité d'une émulsion

Une émulsion est dite stable lorsqu'elle ne se détruit spontanément qu'après un temps très long.

Cette stabilité dépend de plusieurs facteurs :

III.2.3.1. Agent émulsifiant

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion en effet, son absence ne conduit pas à une émulsion stable, l'activité d'un agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface et par son pouvoir émulsifiant. Toutefois, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produit l'émulsion la plus stable.[14]

III.2.3.2. Agitation

Le type et la sévérité de l'agitation déterminent la taille des gouttes d'eau dispersées dans le brut.

L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites.

La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion.[14]

III.2.3.3. Viscosité de l'huile

La viscosité de la phase continue joue un double rôle : d'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation et 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.[14]

III.2.3.4. Teneur en eau dans l'émulsion

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

D'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables.[14]

III.2.3.5. 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 interracial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation.[14]

III.2.4. Procèdes des désintégrations des émulsions

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

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films interraciaux pour que les gouttes dispersées se fusionnent.[14]

Il existe trois principaux types des procédés :

- > Procède mécanique ;
- > Procède chimique ;
- > Procède électrique.

III.2.4.1 Procède mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

a. La décantation

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

Ce procédé n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions accélère la décantation.[14].

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.

$$F = \frac{m \cdot V^2}{R} \quad (\text{kg.m/s}^2)$$

$$\text{ou } v = \frac{2\pi R n}{60} \quad (\text{m/s})$$

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

> 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 de 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 d'émulsification des pétroles, la centrifugation permet cependant d'atteindre une déshydratation et un dessalage presque complet des pétroles (à 99,7%).[14]

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.[14]

III.2.4.2 Procède chimique

La désintégration des émulsions au moyen des produits chimiques (agents des 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.

Le choix de des 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.

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 d'émulsification ;
- > Directement dans les puits de pétrole.

Le but poursuivi par cette dernière méthode est de traiter une émulsion toute escente 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 effacés et qui ne modifient pas la propriété du pétrole ; émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de d'émulsification chimique dans les raffineries on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires.[14]

III.2.4.3 Procède 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 réalisée, quatre opérations fondamentales ont lieu dans le dessaleur électrique.

Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber par gravité vers le fond du dessaleur, c'est la décantation.[14]

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

Tableau III. 1: Les opérations et les paramètres qui régissent sur la désintégration d'émulsion.[15]

Les opérations et les paramètres qui régissent sur la désintégration d'émulsion.[15]

Opération	Réalisation	Paramètres actifs
Apport de l'eau douce	Formation d'une émulsion de brut sale et d'eau douce au niveau de la vanne de mélange.	- Quantité d'eau - Réglage de la vanne de mélange
Dissolution des cristaux de sein présents dans le brut par l'eau douce ajoutée	Lors du séjour dans le dessaleur	- Turbulence (vanne de mélange) - Temps de séjour - Présence d'agent
Coalescence des gouttes d'eau douce introduite et d'eau salée présentes dans le brut	Le champ électrique créé par 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'émulsifiant - 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)
-------------------------	---	--

III.3 Dessalage électrostatique

III.3.1. Généralités

Après les séparateurs, le brut contient des sels dissous dans l'eau accompagnant le brut mais aussi éventuellement et simultanément sous forme de cristaux plus ou moins protégés de l'eau par une enveloppe de brut. L'eau est d'ailleurs sous forme d'une émulsion stable.

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion. Pour cela, on crée une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement, cette eau peut être 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 mg/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.[14]

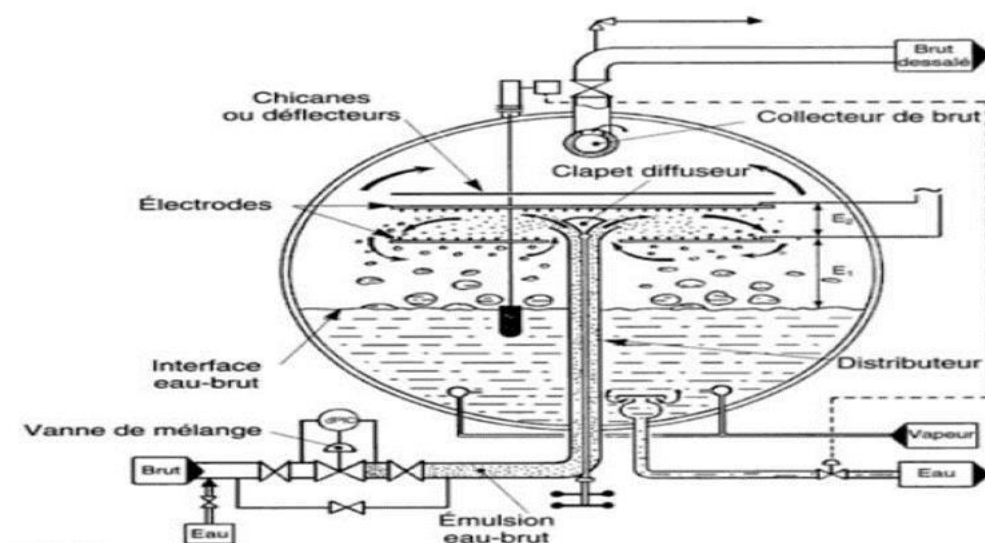


Figure III. 3: Dessaleur électrostatique

III.3.2. Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés que nous venons d'évoquer, on lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrostatique

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives [16]:

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

III.3.2.1. 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 placée à l'entrée du dessaleur, 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.[16]

III.3.2.2. Coalescence des gouttelettes d'eau

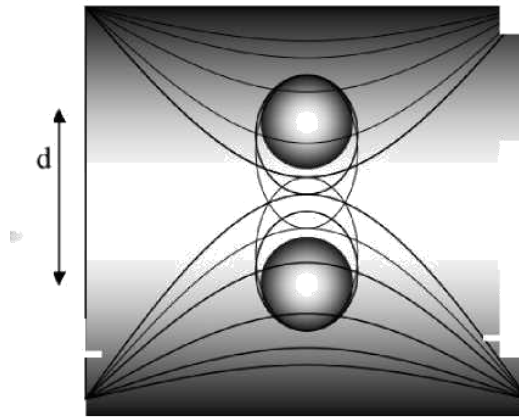
L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les asphaltées et des solides finement divisés.

Ces agents stabilisent l'émulsion, du la nécessite d'utiliser certains émulsifiants. 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.[16]

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.

Dipôle induit

**Figure III. 4: la coalescence**

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

$$F = K.E^2.r^2.\left(\frac{r}{d}\right)^4$$

Ou :

- > r : Rayon de la gouttelette(m) ;
- > d : Distance entre les centres des gouttelettes(m) ;
- > E : Gradient de tension ;
- > K : Constante.

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

Ou :

- > 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.

III.3.2.3. Décantation

La décantation est régie par la loi de STOKES [10]:

$$V_d = \frac{2}{9} \times \frac{r^2 \times (\rho_1 - \rho_2) \times g}{\mu_2} \left(\frac{m}{s} \right)$$

- V_d : Vitesse de décantation (m/s) ;
- r : Rayon de la goutte d'eau (m);
- ρ_1 : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (Kg/m³);
- ρ_2 : Masse volumique de la phase continue (brut) (Kg/m³) ;
- g : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s²);
- μ_2 : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa.s).

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 des émulsifiants) ;
- > D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.[17]

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

Nous pouvons donc résumer l'opération de dessalage par les schémas dans la figure II.3.

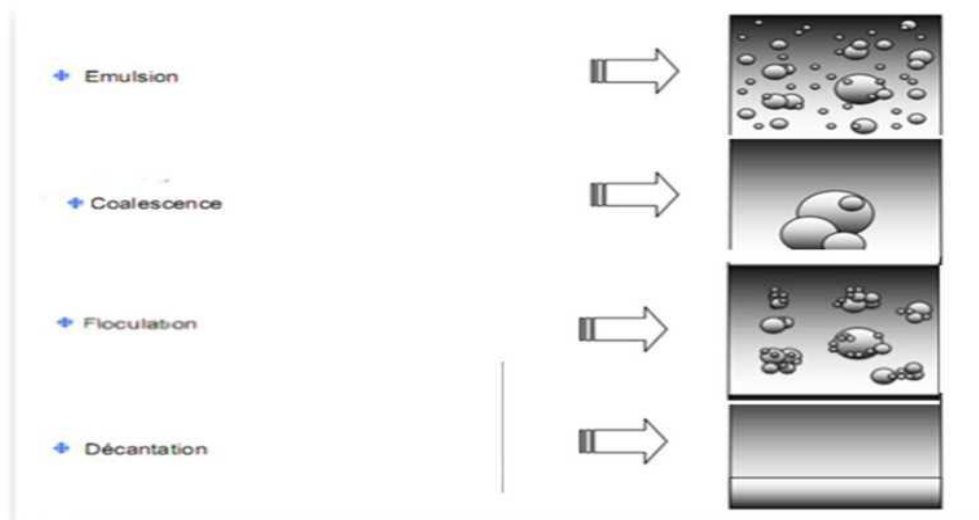


Figure III. 5: Principe de dessalage. [11]

III.3.3. Paramètres de réglage d'un dessaleur électrostatique

Les paramètres de réglage d'un dessaleur en plus des paramètres de conception utilisés par les constructeurs pour dimensionner le matériel sont :

- > Température de dessalage ;
- > Niveau d'interface eau-brut ;
- > Taux d'eau de lavage ;
- > La pression de service ;
- > Perte de charge (AP) au niveau de la vanne de mélange ;
- > Influence du champ électrique ;
- > Point d'injection de l'eau de lavage ;
- > Nature de l'eau de lavage ;
- > Temps de séjour ;
- > Nature et taux de désémulsifiant.

III.3.3.1. Température

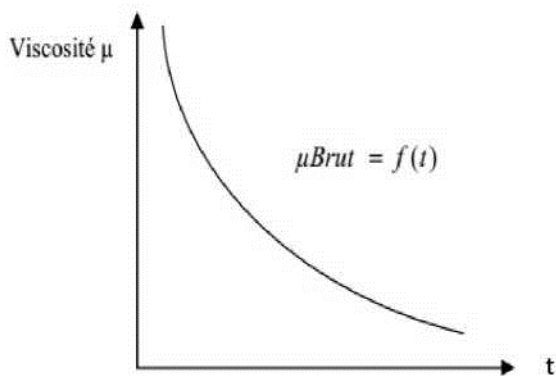
La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température a pour conséquence de baisser la viscosité du brut dans le dessaleur. Elle est généralement comprise entre 100 et 150 °C.

Ainsi que le critère de décantation $\frac{\rho_1 - \rho_2}{\mu_2}$ est une fonction croissante de la température.

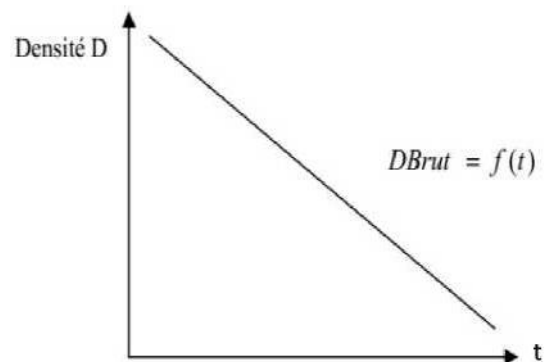
Les courbes (III.1) et (III.2) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température.

La courbe (III.3) donne la variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation en fonction de la température.

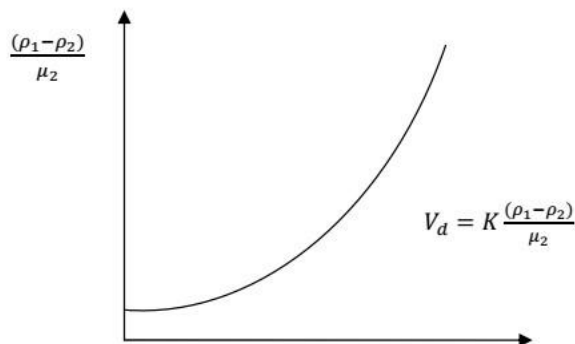
D'après les courbes (III.1), (III.2), (III.3), on s'aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation, mais, cependant, on est limitée par la conductivité du brut qui est elle aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes.[1]



Courbe III. 2: Variation de la viscosité de brut en fonction de la température



Courbe III. 1: Variation de la densité de brut en fonction de la température



Courbe III. 3: Variation du facteur caractérisant la vitesse de décantation En fonction de la température

III.3.3.2. Niveau d'interface eau-brut

Le niveau d'eau décantée représente en fait une électrode ou potentiel zéro du champ primaire définit avec électrode la plus basse de l'installation. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique. Il y a donc intérêt à maintenir ce niveau constant, selon les recommandations du constructeur.[14]

III.3.3.3. Taux 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 traite.[1]

En jouant sur le rapport a de la formule : d

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

Ou :

- 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 (coalescence difficile).

Un taux d'eau de lavage variable en fonction de la nature du brut et de la température de dessalage.

L'injection de l'eau de lavage est limitée, car un taux trop élevé peut provoquer :

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque de déclenchement ;
- Etrangement d'eau avec le brut dessale ;
- Moussage qui gêne opération de dessalage.

III.3.3.4. 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, donne 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.[1]

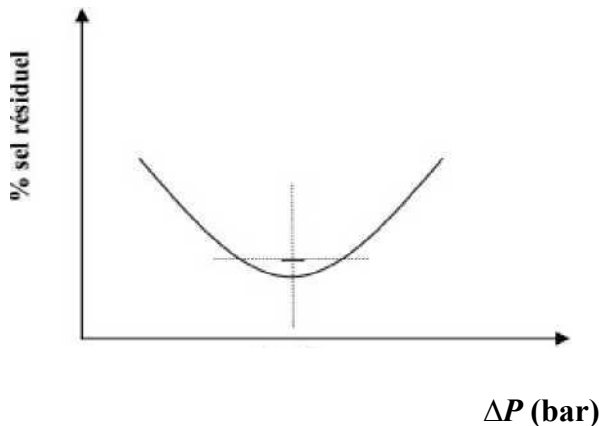
III.3.3.5. Perte de charge (AP) au niveau de la vanne de mélange

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 (AP) est déterminée expérimentalement pour chaque brut. Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger), une augmentation de la perte de charge à tendance à former une dispersion très fine, donne 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.

Sur la courbe (II.7) qui donne la salinité de sortie en fonction de la (AP). On constate qu'après une certaine valeur de l'AP, la salinité augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de l'AP provoque la formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser.[1]



Courbe III. 4: Salinité de sortie en fonction de la perte de charge AP

III.3.3.6. 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 :

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

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_0 et la force F variera simultanément sans changer de sens, pour augmenter F , on a donc intérêt à augmenter le champ électrique, mais sans pour cela atteindre des tensions critiques au-dessus desquelles on risque de déformer les gouttelettes au point qu'elles se divisent encore plus et provoquent le déclenchement du dessaleur.

Chaque gouttelette a 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.[1]

III.3.3.7. Point d'injection de l'eau de lavage

Si l'eau de lavage est peu agressive, on a intérêt à injecter tout en partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge et avant les échangeurs de préchauffe (il s'agit ici des échangeurs situés en amont du dessaleur et destinés à préchauffer le brut). Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée (risques importants de dépôts dans les échangeurs de préchauffe du brut, en amont du dessaleur).

Une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, pour partie à la vanne de mélange.[14]

III.3.3.8. Nature de l'eau de lavage

L'eau dense peut être utilisée en appoint. Mais comme elle est fortement oxygénée, il est bon de l'employer après mélange avec l'eau de procédés.

L'eau de mer n'est pas saturée en sels et pourrait donc théoriquement constituer une eau de lavage correcte, mais les risques de corrosion sont trop grands pour qu'on puisse en conseiller délibérément l'emploi.[14]

III.3.3.9. Temps de séjour

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

$$T_s = V/Q \text{ (s)}$$

Ou :

- T_s : temps de séjour ou temps de rétention ;
- V : volume de la capacité (m^3) ;
- Q : débit volumique de la charge ;
- $Q = Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$.

Le temps de séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation.[14]

III.3.3.10. Influence des émulsifiants

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 asphaltées, d'argile et du sable. Pour casser le film protecteur, on utilise des produits tensioactifs.

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

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

Les performances demandées à un désémulsifiant sont doubles :

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

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

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiant :

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

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile. Le désémulsifiant doit être capable de migrer rapidement à travers l'huile vers l'interface huile/eau ou 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 interracial 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 asphaltées 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.[14]

On distingue les dés émulsifiants ioniques et non ioniques :

1 Désémulsifiant ioniques

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

a.1. 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 sulfonates, et la partie lipophile par des hydrocarbures (sulfate de pétrole, les résines sulfonées....etc.).

a.2 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.

a.3 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.

a. Désémulsifiant 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 (chalone poly glycolique) sur une molécule organique (lipophile), ce sont les récepteurs d'émulsion eau/brut les plus utilisées, ils sont très efficaces quel que soit la nature de la couche stabilisatrice, ils dispersent les micros particules solubles en modifiant les paramètres YWO, YSW et YSO.

Ou :

- YWO : tension interraciale eau-huile
- YSW : tension interraciale eau-solide
- YSO : tension interraciale solide-huile.

CHAPTER IV : Partie du Calcul .

IV.1 -Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS :

GRANDEURS	VALEURS
1) Pétrole brut : - Densité (g/cm³) - Teneur en sel d'entrée (mg/l) - Teneur en sel de sortie (mg/l) - Débit d'alimentation (m³/h)	0.7941 290 <u>14</u> 750
2) Eau procès : - Taux d'eau de lavage (% vol) - Quantité de désémulsifiant (l/h)	1 1
3) Dessaleur : - Pression de service (bar) - Température de service (°C)	12 70

V.1.1 Détermination de la teneur en eau du brut a l'entré du dessaleur :

La formule suivante relie les teneurs en sel dans le brut et la quantité d'eau a injecte [18]:

$$S_s (Y+X)=S_e.Y \quad X=Y (S_e-S_s) / S_s \quad (IV.1)$$

$$Y = \frac{X.S_s}{(s_e - s_s)}$$

Y : Teneur en eau du brut a l'entrée du dessaleur (%).

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

Se : Teneur en sel du brut a dessale (mg/l)

Ss: Teneur en sel du brut dessale (mg/l) pour notre cas:

$$X=1\%$$

$$S_e=290 \text{ mg/l}$$

$$S_s=14\text{mg}$$

$$Y = \frac{0.01 \times 14}{290 - 14} = 0.051$$

La teneur en eau du brut à l'entré du dessaleur en pourcent par rapport au brut a dessalé est

$$Y=0,051 \text{ \%}.$$

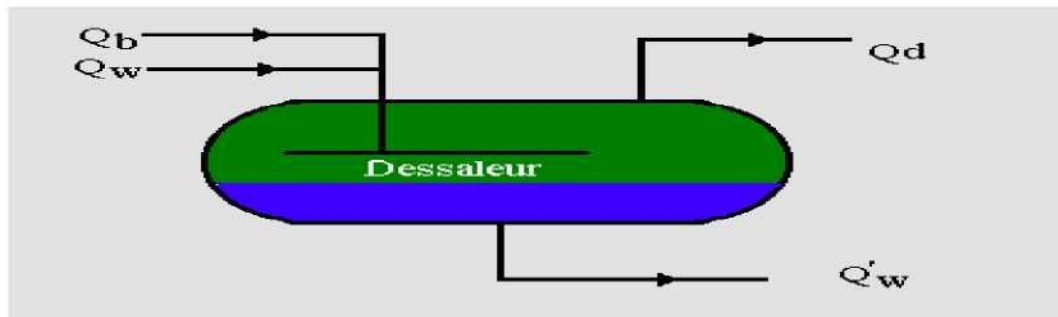
IV.1.2 Bilan matière :

Figure IV. 1: Schéma de bilan de matière du dessaleur

Le bilan de matière de dessalage est :

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

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).

On a :

$$Q_b = 750 m^3/h$$

$$Y = Q_w / Q_b$$

$$Q_w = Q_b \cdot Y = 750 \times 0,01$$

$$Q_w = 7,5 m^3/h.$$

A-Calcul de la quantité de brut dessalé :

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

$$Q_{wext} = 750 \times 0,001 = 0,75 m^3/h$$

$$\text{La quantité de brut net (sans eau) } Q_d = Q_b - Q_{wext} \quad (IV.3)$$

$$Q_d = 750 - 0,75 = 749,25 m^3/h$$

Q_{wext} : Quantité d'eau dans le brut dessalé.

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

On a :

$$Q'w = (Q_b + Q_w) - Q_d \quad (IV.4)$$

$$Q'w = (750 + 7,5) - 749,25 = 8,25 m^3/h.$$

IV.1.3 Calcul de la vitesse de décantation :

La décantation est régie par la loi de Stokes [8]:

$$V_d = \frac{2}{9} \left(\frac{r^2 (\rho_1 - \rho_2) g}{\mu_2} \right) \quad (IV.5)$$

Avec :

V_d : Vitesse de décantation (m/s) ;

r : Rayon de la goutte d'eau (m) ;

ρ_1 : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m^3) ;

ρ_2 : Masse volumique de la phase continue (brut) (kg/m^3);

μ_2 : Viscosité dynamique de la phase continue ($Pa \cdot s$) ;

g : Accélération de la pesanteur ($9,81 m/s^2$).

$$\text{Avec } \mu_2 = \eta \cdot \rho_2. \quad (IV.6)$$

η : La viscosité cinématique de la phase continue (brut) (m^2/s).

Pour pouvoir déterminer la viscosité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer la viscosité de cette dernière à deux températures différentes :

$$\vartheta_{20^{\circ}} = 2.52 \text{ cst}, \quad \vartheta_{60^{\circ}} = 0.409 \text{ cst}$$

D'après GROSS [7] :

$$\text{Log } \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}} = R \log \frac{t_2}{t_1} \quad (\text{IV.7})$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}} / \log \frac{t_2}{t_1} \implies R = \log \frac{2.52}{0.409} / \log \frac{60}{20} = 1.675$$

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

$$\text{Log } \frac{\vartheta_{t_1}}{\vartheta_{t_2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

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

$$\text{Log } \vartheta_{70} = \log 0.52 - 1.675 \log \frac{70}{20} = -0.509$$

$$\vartheta_{70} = 0.309 = 0.309 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$$

La densité de brut à 70 °C = 794 kg/m³

La densité d'eau à 70°C = 1100 kg/m³. [19]

On prend les résultats dans le tableau :

Tableau IV. 2: tableau des données

Température (° C)	Pl (kg/m ³)	(kg/m ³)	3 (cst)
70	1100	7941	0,309

Tableau IV. 3: diamètre de particule d'eau en fonction de la teneur en eau [18].

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

Le taux d'injection d'eau de lavage est de 1%, ce qui donne le diamètre de la gouttelette d'eau:

$$D = 5 \times 10^{-5} \text{ m (voir le tableau IV.2)}$$

$$\text{Alors : } r = 2.5 \times 10^{-5} \text{ m.}$$

Donc, la vitesse de décantation d'après équation (IV.5) sera :

$$V_d = \frac{2}{9} \left\{ \frac{(2.5 \times 10^{-5})^2 \cdot (1100 - 794) \times 9.81}{794.0309 \times 10^{-6}} \right\} = 1.17 \times 10^{-3} \text{ m/s}$$

$$V_d = 1.17 \times 10^{-3} \text{ m/s}$$

IV.1.4-Calcul de diamètre de dessaleur [20]:

Pour calcul le diamètre de dessaleur il faut d'abord calculer le facteur A

A : facteur relatif à la phase légère (pétrole)

A est déterminé par la relation :

$$A = \frac{Q_d}{0,8\pi.R.V_d} \quad (IV.8)$$

R = rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur. (R=4 normes UTBS)

$$Q_d = 749,24 \text{ m}^3/\text{h} = 0,2081 \text{ m}^3/\text{s}.$$

$$A = \frac{0,2081}{0,8 \times 3,14 \times 4 \times (1,17 \times 10^{-3})} = 17,70$$

Le diamètre du dessaleur est donné par l'expression

$$D_d = Y_1 \sqrt{2\pi \cdot A} \quad (IV.9)$$

On détermine Y1 d'après la formule :

$$Y_1 = \frac{\sin(\frac{\alpha}{2})}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}} \quad (IV.10)$$

α : En Rad

L'angle α est une fonction de la constante K (Figure IV.2)

La constante est donnée par la formule suivante :

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{2\pi \cdot A}} \quad (IV.11)$$

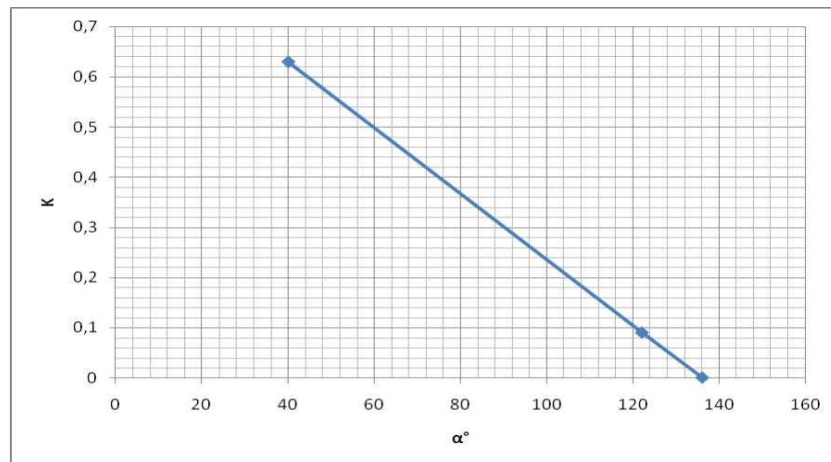


Figure IV. 2: $K = f(\alpha)$ [2].

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{2 \times 3,14 \times 17,70}} = 0,015$$

D'après le graphe : $\alpha = 135^\circ$ qui correspond à 2,35 Rad

$$\sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) = 0,92$$

$$\sin(2\alpha) = -0,99$$

$$D_d = \frac{0,92}{\sqrt{4,7 - (-0,99)}} = 0.385$$

IV.1.5-calcul de la longueur de dessaleur :

On suppose $L_d/D_d = 4$ (IV.12)

$$L_d = 4D_d$$

$$L_d = 4 \times 4,05$$

$$L_d = 16,2 \text{ m}$$

IV.1.6-Calcul du volume du dessaleur :

$$V = V_1 + V_2$$

V1: Volume de la parité cylindrique du dessaleur

V2: Volume des deux hémisphères

$$V = \frac{\pi \cdot D^2}{4} L + \frac{4}{3} \frac{\pi \cdot D^3}{8}$$

$$V = \frac{3,14 \times 4,05^2}{4} \times 16,2 \times \frac{4}{3} \times \frac{3,14 \times 4,05^3}{8}$$

$$V = 243,35 \text{ m}^3$$

IV.1.7-Calcul du temps de séjour :

Le temps de décantation est déterminé par la relation [20]:

$$T_s = V / Q$$

Ou:

TS: Temps de séjour.

V: Volume de la capacité (m^3).

Q: Débit volumique de la charge.

$$Q = Q_b + Q_w$$

$$Q_b = 750 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 7,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$\begin{aligned} Q &= 750 + 7,5 \\ &= 757,5 \text{ m}^3/\text{h} \end{aligned}$$

On a:

$$V = 243,53 \text{ m}^3$$

AN:

$$T_s = \frac{243,35}{757,5}$$

$$= 19,27 \text{ min} = 1156,51 \text{ sec}$$

IV.1.8-Calcul du temps de décantation :

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante [20] :

$$T = L / Vd \quad (IV.13)$$

Ou :

Td : Temps de décantation (sec).

L] : Distance entre l'électrode basse et l'Interface en (m).

Vd : Vitesse de décantation (m/sec).

A.N :

$$Td = 0,95 \div 1,17.10^{-3} = 811 \text{ sec.}$$

IV.1.9-Calcul des efficacités du dessaleur et de dessalage [20] :

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

$$\frac{Z(Se + \frac{X.Sw}{100})}{Y + X}$$

p: Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l (IV.14)

Se : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesure en (mg/l) ;

Sw : Teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l) ;

Y : Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%) ;

X : Quantité d'eau de lavage ;

Z : Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur (%).

On a comme donne de départ :

$$Se = 270 \text{ mg/l.}$$

$$Sw = 745 \text{ mg/l.}$$

$$X = 1 \text{ \%}.$$

$$Y = 0.051 \text{ \%}$$

$$Z = 0.05 \text{ \%}$$

$$\frac{0.05(270 + \frac{1 \times 729}{100})}{0.05 + 1} = 13.19$$

L'efficacité du dessaleur est exprimée par la formule suivante [20] :

$$E = \frac{Se - Ss}{Se - A} \times 100 = \quad (IV.15)$$

Où :

E : Efficacité de dessaleur en %.

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

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

$$E = \frac{270 - 14}{270} \times 100$$

$$E = 94,81\%$$

L'efficacité de dessalage est donnée par la formule suivante [20] (IV.16)

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

$$EP = \frac{270 - 14}{270 - 13.19} \times 100$$

$$= 99.68\%$$

IV.1.10 - Calcul du distributeur :

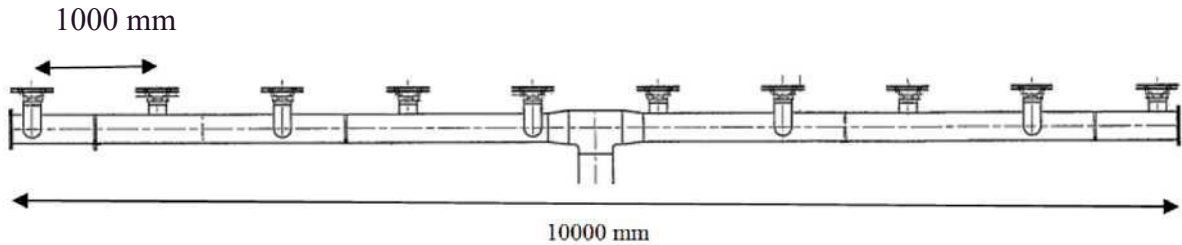


Figure IV. 3: schéma Représentation du distributeur.

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

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

Calcul du nombre de rampes de distribution [20] :

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

$$n = L + 1 \quad (IV.17)$$

L : Distance séparant les deux trous extrêmes

l : Distance séparant les deux rampes (l = 1000 mm)

(+1) : Correspond aux deux moitiés des trous a extrême.

Donc, d'après la formule (IV.17), on applique numériquement

$$N = \frac{10000}{1000} + 1 = 11$$

IV.1.11. Calcule de vitesse découlement :

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

$$W = \frac{Q}{3600.n.f} \quad (IV.18)$$

Où :

W: Vitesse d'écoulement (m/s)

Q: Débit de la charge (m³/h)

n: Nombre de trous

f: Surface de passage d'un trou

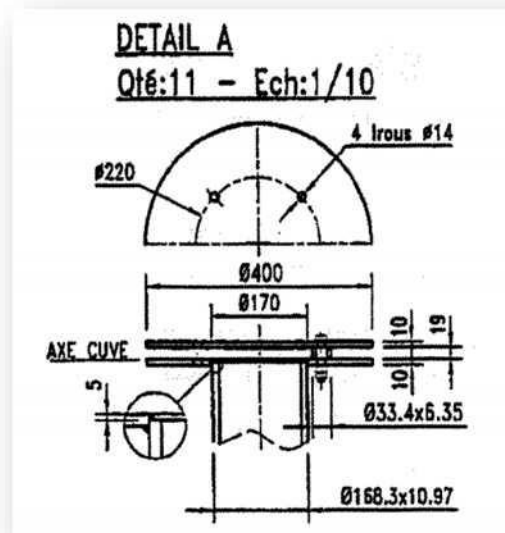


Figure IV. 4: schéma d'un trou dans le distributeur.

D'après la figure, on peut calculer f par la formule suivante :

$$f = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot A \quad (\text{IV.19})$$

Ou :

D : Diamètre extérieur.

d : Diamètre intérieur.

M : Distance entre la section supérieure et la section inférieure ($M=192$ mm).

f : Surface de passage d'un trou.

$$f = \frac{\pi}{4} (0,4^2 - 0,17^2) \cdot 0,22$$

$$f = 0,022 \text{ m}^2.$$

Donc

$$W = \frac{700}{3600 \times 11 \times 0,022} = 0,860 \text{ m/s}$$

DICUSION DE RESULTATS :

Le programme a pour but d'optimiser les paramètres de fonctionnement de telle sorte d'avoir une vitesse de décantation la plus grande, c'est-à-dire que le temps de décantation doit être inférieur au temps de séjour, et cela afin d'éviter les entraînements de l'eau séparée avec le brut dessalé. Ces paramètres permettront d'avoir une bonne efficacité de dessalage afin de minimiser au maximum la teneur en sels à la sortie du dessaleur

D'après les calculs le taux de lavage est loin d'être suffisant pour dissoudre les sels contenus dans le brut. De même ces paramètres donneront une grande vitesse de décantation des

gouttelettes d'eau, ce qui empêchera l'entraînement des gouttelettes d'eau avec le brut dessalé, et par conséquent, d'éviter l'augmentation de pression

Pour obtenir des résultats plus précis nous recommandons ce qui suit:

Réaliser une optimisation sur la différence de pression (AP), qui joue un rôle important sur la performance du dessaleur (il existe une AP optimum pour laquelle le dessaleur a un meilleur rendement).

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS :

D'après les calculs effectués au niveau du dessaleur de champ UTBS, nous concluons que L'élévation de la température réduit la viscosité de l'huile, ce qui favorise la décantation l'augmentation de ces paramètres clés conduit à une augmentation de l'efficacité de dessalage. Les valeurs maximales de ces paramètres sont limitées par des conditions sécuritaires et/ou économiques tels que le niveau de l'eau dans le dessaleur qui présente un danger vis-à-vis du transformateur d'une part et influe sur la quantité de brut dessalé de l'autre.

Bibliographie

- [1] WAUQUIER, J.P, Le raffinage du pétrole , Produit Pétroliers , schémas de fabrication , Paris : Edition Technicq , Publication de l'institut français de pétrole , Tome 1 , (1994) . PP.17-34.
- [2] Boulaares Messai , M'hamed Djebaili , Fin D'études En Vue De L'obtention Du Diplôme D'Ingénieur D'état En Raffinage, Spécialité : Génie Des Procédés Et Pharmaceutiques, Option : Raffinage, Thème : Etude Des Pertes De Charge Dans un Tronçon De Train De Préchauffage Du Topping U11 De Là RA1/K, Université Mohamed Bouguerra De Boumerdès, (2004). PP.21-48.
- [3] J.F. GRAVIER Propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [4] P. WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972 Paris.
- [5] Jean Pierr e WAUQUIER. Le raffinage du pétrole, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP, Paris. Tome 2 ; 1998.
- [6] L'impact de modification des paramètres opératoires d'un dessaleur Benlagha Mohammed Issam, ROUAG Mahmoud.
- [7] Document de SONATRACH. Manuel opératoire de L'unité traitement brut HASSI MESAUD sud UTBS. (2010).
- [8] J.P, Wauquier," Le raffinage de pétrole brut", procédés de séparation, EDITIONS TECHNIP, Tom2 ; 1998, p 240-260.
- [9] Ken Arnold et Maurice Stewart, Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre 7, Surface Production Operations; AMEC Paragon, Houston, Texas, 2008, p 351–456.
- [10] R.David, Handbook of chemistry and physics, CRD, édition 89eme, 2008, p 9-50. (ISBN 142006 ET 978-140066791).
- [11] Documents de TOTAL, Manuel de formation, Cours exp-pr-eq090, 2007, p 4-97.
- [12] Ken Arnold et Maurice Stewart; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems; Chapitre 7; Surface Production Operations; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp 351_456.
- [13] A.Skoblo, I.Tregoubova, N.Egrov), " méthodes et appareils d'industrie de pétrole " Moscow, 1967, tome II.
- [14] A. ACHAB, A. E. MAHMOUDI, et T. MAHMOUDI, « Etude et suivi des paramètres de traitement de pétrole brut par analyses chimiques (Etude de cas - Hassi Messaoud) », ECHAHID HAMMA LAKHDAR, EL OUED, 2022.
- [15] Y. Berger. Procédé de traitement des pétroles brut salés. Technip. Pris 1976.
- [16] Jean Pierre WAUQUIER. Le raffinage du pétrole, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP, Paris. Tome 2; 1998.
- [17] A.Skoblo, I.Tregoubova, N.Egrov), " méthodes et appareils d'industrie de pétrole " Moscow, 1967, tome II ».
- [18] BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut; mémoire d'ingénieur; Université de Boumerdès ; 2007; 93 p.
- [19] L. COHEN SOLAL ; MANUEL OPERATOIRE; Saipem;2009 ; pages.25-63.
- [20] H. Laiche, S.El Hachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala; Mémoire d'ingénieur ; Université de Kasdi Merbah Ouargla ; 2005;102 p.