

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie du Raffinage.

Présenté par : **Ayat Mohammed Bachir et Khemis Mohammed Oussama**

Thème :

***Vérification et Dimensionnement de dessaleur de
l'Unité Traitement Brut Sud (UTBS)***

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Mr.	MAA	Président	UKM Ouargla.
Mr.	Pr	Examineur	UKM Ouargla.
Mr.	MCA	Rapporteur	UKM Ouargla.

Année universitaire : 2019/2020



Dédicace

Grâce à Dieu tout puissant, je dédie ce modeste travail à tout les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire et plus particulièrement:

A mes très chers parents, tout mon respect et affection en témoignage de leur soutien, sacrifice, patience, ainsi que pour leurs conseils et orientations dans ma vie.

*A mes très chers frères, **me sœur.***

*A toute **Ma Famille.***

*A tout **mes amis.***

A tous ceux qui me sont chers et à ceux qui ont contribué à ma

Formation

Mohammed bachir et Mohammed Oussama

Remerciements

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

Nous tenons à remercier notre encadreur *Mm. izza hidaya* pour son grand soutien et ses conseils considérables.

Nous remercions également tous les enseignants du département de génie des procédés et aux membres de juré qui ont accepté de juger notre tous nos collègues de la promotion 2020

Tous les personnes qui ont noué l'UTBS surtout à la salle de contrôl son nom.

Que toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepte nos grands et sincères remerciements.

Merci

Résumé:

-Le pétrole brut doit subir des procédés de traitement convenable capable de fournir un pétrole qui répond aux normes exigées. La présence de l'eau émulsifiée dans le pétrole diminue sa qualité ainsi il peut provoquer la corrosion des équipements. Pour ces raisons, la chaîne de traitement du brut comporte le dessalage qui conditionne la bonne marche des équipements en aval.

-Notre objectif est de vérifier les calculs de dimensionnement de dessaleur de l'UTBS et étudier l'influence des paramètres clés de dessalage électrostatique afin d'obtenir un produit qui répond aux normes et aux exigences commerciales.

Mots clé: brut, dessalage, dessaleur, échangeur de chaleur, traitement, émulsion, sels.

ملخص:

يجب أن يخضع الزيت الخام لعمليات معالجة مناسبة قادرة على توفير زيت يفي بالمعايير المطلوبة. يقلل وجود الماء المستحلب في الزيت من جودته وبالتالي يمكن أن يتسبب في تآكل المعدات. لهذه الأسباب، تتضمن سلسلة معالجة الخام التحلية التي تحدد الأداء السليم للمعدات النهائية.

-هدفنا هو التحقق من حسابات حجم جهاز إزالة الملوحة من UTBS ودراسة تأثير المعلمات الكهروستاتيكية الرئيسية لتحلية المياه من أجل الحصول على منتج يلبي المعايير والمتطلبات التجارية.

الكلمات المفتاحية: النفط الخام، التحلية، التخلية، المبادل الحراري، المعالجة، المستحلب، الأملاح. - يجب أن يخضع النفط الخام لعمليات معالجة مناسبة قادرة على توفير النفط الذي يلبي المعايير المطلوبة. يقلل وجود الماء المستحلب في الزيت من جودته وبالتالي يمكن أن يتسبب في تآكل المعدات. لهذه الأسباب، تتضمن سلسلة معالجة الخام التحلية التي تحدد الأداء السليم للمعدات النهائية.

-هدفنا هو التحقق من حسابات تحجيم جهاز إزالة الملوحة من UTBS ودراسة تأثير العوامل الرئيسية لتحلية المياه الكهربائية الساكنة لتحقيق منتج يلبي المعايير والمتطلبات التجارية.

الكلمات المفتاحية: خام، تحلية، مذبية، مبادل حراري، معالجة، مستحلب، أملاح.

Abstract:

- Crude oil must undergo suitable treatment processes capable of providing oil that meets the required standards. The presence of emulsified water in oil lowers its quality so it can cause equipment corrosion. For these reasons, the crude treatment chain includes desalting which conditions the proper functioning of downstream equipment.

-Our objective is to verify the desalter sizing calculations of the UTBS and study the influence of the key parameters of electrostatic desalting to find an effective solution in order to arrive to obtain a product that meets the standards and commercial requirements. .

The study was conducted on the effect of desalting variables on the efficiency of the desalter and Influence of the crude inlet temperature on the operation of the desalting. For which it is necessary to install an exchanger to ensure the ideal temperature for entering the crude into the desalters of the UTB unit at Hassi-Messaoud. We opted for a choice of a double-tube heat exchanger whose geometric characteristics have been determined.

LISTE DE FIGURE

Numéro de figure	Désignation	Page
Figure I.1	Chlorure de Sodium	10
Figure I.2	Vue extérieure d'un dessaleur sur skid sortie usine	14
Figure I.3	Cas d'une emulsion huile dans l'eau	16
Figure I.4	Cas d'une emulsion eau dans l'huile	16
Figure I.5	Representation d'une émulsion avec émulsifiant	16
Figure I.6	Dessaleur électrostatique	22
Figure II.1	Plan général le L'UTBS	34
Figure II.2	schéma général de fonctionnement d'UTBS	35
Figure II.3	schéma de package de dessalage d'UTBS(HMD)	36
Figure II.4	Schéma de première étage de dessalage	37
Figure II.5	Schéma deuxième étage de dessalage	37
Figure II.6	schéma d'un train de l'UTBS	38
Figure II.7	Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique d'UTBS (HMD).	41
Figure III.1	Schéma de bilan de matière du dessaleur	43
Figure III.2	$K = f(\alpha)$	49
Figure III.3	Représentation du distributeur	52

LISTE DE TABLEUX

Numéro	Désignation	Page
Tableau .III.1	Comparaisons des paramètres du design et actuel	42
Tableau .III.2	Le régime d'écoulement et le Coefficient de frottement	45
Tableau .III.3	résume les résultats.	47
Tableau .III.4	diamètre de particule d'eau en fonction de la teneur en eau	47

Nomenclatures

Y : Teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur (%).

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

Se : Teneur en sel du brut a dessalé (dg/hl)ou(mg/l)

Ss: Teneur en sel du brut dessalé (dg/hl)ou(mg/l)

Qbe : Quantité de brut à dessaler (m^3/h).

Qwe : Quantité d'eau de lavage (m^3/h).

Qbs : Quantité de brut dessalé (m^3/h).

Qws : Quantité d'eau de purge (m^3/h).

Qwext : Quantité d'eau dans le brut dessalé

Vd : vitesse de décantation (m/s).

dd : densité de la phase dispersée.

dc : densité de la phase continue.

dg : diamètre des gouttelettes d'eau (mm).

g : accélération de la pesanteur

Θ : coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement

Re : nombre de Reynolds.

Vc : viscosité cinématique de la phase continue(m^2/s)

D700c : La densité à 70 °C

db : La densité de brut

de : La densité d'eau

Af : Facteur relatif à la phase légère (Pétrole)

r : Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur, ($r = 4$ « norme AFNOR »)

D : Le Diamètre du dessaleur (m)

Y1 : facteur relatif à le diamètre du dessaleur

L : la longueur du dessaleur (m)

V : Volume total du ballon (m^3)

V1 : Volume de la parité cylindrique du dessaleur (m^3)

V2 : Volume des deux hémisphères (m^3)

Ts : Temps de séjour (sec).

Q : Débit volumique de la charge (m^3/h).

Td : Temps de décantation (sec).

L1 : Distance entre l'électrode basse et l'interface en (m).

L' : la distance séparant les deux trous extremes (mm).

l : la distance séparant les deux rampes (mm).

n : Le nombre de rampe de distributeur (rampes)

W : vitesse d'écoulement (m/s).

f : surface de passage d'un trou (m^2)

d_i : diamètre intérieur (mm).

Td : temps de décantation en seconde (sec).

β : Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l ;

E : Efficacité de dessaleur en %.

Ep : L'efficacité de dessalage %.

A : Niveau d'interface eau/brut (m)

b :Température de dessalage ($^{\circ}\text{C}$)

c :Taux de l'eau de lavage %

e : Nature de l'eau de lavage

f : Perte de charge dans la vanne de mélange

H : Nature et taux de désémulsifiant

F : la force d'attraction

E1 : champ primaire

Eo : tension entre les électrodes

h : distance entre l'interface et l'électrode basse (m)

TS : temps de séjour ou temps de rétention

Q : débit volumique de la charge

a : rayon des gouttelettes

X : taux d'eau de lavage %

μ : viscosité dynamique du bru

d : distance entre les centres des gouttelettes.(mm)

E : champ électrique.

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

R : rayon du cercle de révolution (m).

n : vitesse de révolution (Tr/min).

g : Accélération de la pesanteur

Vd : vitesse de décantation

dd : densité de la phase dispersée (eau).

dc : densité de la phase continue (brut).

ν : viscosité cinématique du brut. (m^2/s)

D: diamètre de la gouttelette d'eau.

Abréviation

UTBS : L'unité de traitement de brut sud à Hassi Messaoud

BTX : Benzène, Toluène, Xylène

BSW: basic sediment and water

TVR : tension de vapeur RIED

YWO : tension interfaciale eau-huile

YSW : tension interfaciale eau-solide

YSO : tension interfaciale solide-huile

HSE : Hygiène Sécurité Environnement

ISO: International Organization for Standardization.

Sommaire

Résumé.....	IV
Liste de figures	VI
List de tableaux.....	VII
Nomenclature.....	VIII
Introduction générale.....	(1)
Parti théorique	
<u>Chapiter I :Généralités sur le pétrole et théorie sur le dessalage</u>	
I.1 Généralités sur le pétrole brut.....	(2)
I.1.1-introduction.....	(2)
I.1.2 Origine du pétrole brut.....	(2)
I.1.3 Composition des pétroles bruts	(3)
I.4.Classification des pétroles bruts.....	(5)
I.5. Propriétés physico-chimiques du pétrole.....	(6)
I.5.1.Densité.....	(6)
I. 5.2.Viscosité.....	(6)
I.5.3.Tension de vapeur RIED.....	(7)
I.5.4. Masse molaire.....	(7)
I.5.5. Teneur en soufre.....	(7)
I.5.6. Teneur en eau et sédiments.....	(8)
I.5.7. Teneur en sels.....	(8)
I.5.8. Asphaltènes.....	(8)

I.5.9. Point d'éclair.....	(9)
I.5.10. Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement.....	(9)
I.2 Théorie sur le dessalage de pétrole brut.....	(10)
I.2.1 Introduction.....	(10)
I.2.2 Généralité sur les sels.....	(10)
I.2.3 Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut.....	(11)
I.2.4 généraliti Le dessalage et le désaleur.....	(12)
I.2.5 Théorie sur les émulsions.....	(15)
I.2.6 Procédés des désintégrations des émulsions.....	(18)
I.2.7 Dessalage électrostatique :.....	(21)
I.2.8 Paramètres de marche et leurs influences :.....	(25)

Chapitre II : Description de l'UTBS

II-1- introduction	(34)
II-2- Description générale de l'UTBS	(34)
II-3- Description d'unité de dessalage d'UTBS.....	(35)
II-3-1- Représentation schématique d'un train de l'UTBS.....	(38)
II-4- Description du dessaleur électrostatique (VW-21-01) de l'UTBS	(38)
II-4-1- Tuyauterie intérieure.....	(38)
II-4-2- Electrodes.....	(39)
II-4-3- Ensemble transformateur-réactance.....	(39)
II-4-4- Ensemble de l'alimentation électrique haute-tension.....	(39)
II-4-5- Tableau électrique et liaison électrique.....	(39)
II-4-6- Instrumentation.....	(40)
II-4-7- Accessoires et équipements de protection.....	(40)

Chapitre III : Calcul et Vérification

Problématique.....	(42)
III.1 –Dimensionnement de dessaleur de l’ UTBS.....	(42)
III.1.1 Détermination de la teneur en eua du brut à l’ entrer du dessaleur ...	(43)
III.1.2 Calcul de la vitesse de décantation	(44)
III.1.3 Redimensionnement du dessaleur	(48)
III.1.4 Calcul du temps de séjour.....	(51)
III.1.5 Calcul du tempe décontation.....	(52)
III.1.6 Calcul du distributeur.....	(52)
III.2 Conclusion.....	(56)

Conclusion générale

Réfironce

Introduction générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale :

La demande mondiale en énergie augmente d'année en année surtout sous l'effet de l'accroissance économique et démographique. Ce qui a entraîné le monde à être presque complètement dépendant de la première source d'énergie qui est le pétrole. 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. Le pétrole brut contient en plus des hydrocarbures, quelques traces d'eau, sous forme d'émulsion et une certaine quantité des sels, comme les chlorures de sodium et de magnésium, accompagnés des traces de sulfate, de silice et d'oxyde de fer.

La présence de l'eau émulsifiée dans le pétrole diminue sa qualité ainsi il peut provoquer la corrosion des équipements. Pour ces raisons, la chaîne de traitement du brut comporte le dessalage qui conditionne la bonne marche des équipements en aval.

L'unité de traitement de brut sud à Hassi Messaoud (UTB) possède un dessaleur électrostatique qui est considéré comme le meilleur moyen du dessalage du brut. Il consiste à éliminer les sels d'une manière très efficace par l'utilisation de l'électricité, l'eau de lavage et du désémulsifiant.

Ce mémoire est organisé selon les Trois chapitres suivant :

*Théorie sur le dessalage de pétrole brut ;

*Description technologique de l'unité de dessalage (UTBS)

*Calcul de vérification du dessaleur

Partie Théorique

Chapiter I :

Généralités sur le pétrole et théorie sur le dessalage

I :Généralités sur le pétrole et théorie sur le dessalage

1.. Généralités sur le pétrole brut

1.1-introduction

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

1.2.Origine du pétrole brut

plusieurs théories ont été émises, la théorie de l'origine organique du pétrole semble retenir l'attention des chercheurs à l'heur actuelle, et selon cette théorie le pétrole tire son origine des restes organiques, essentiellement d'organismes végétaux et animaux peuplant l'eau (plancton) ou le fond (benthos) des mers [3] [4]

La matière organique se serait accumulée au fond de la mer mélangé à des sédiments fins et formant avec eux. La pression est développée au fur et à mesure par l'accumulation des sédiments au cours des temps géologique, la température, l'action de bactéries en milieu réducteur, c'est-à-dire en absence d'oxygène, auraient petit à petit facilité la transformation de ce sapropel en pétrole.

Une fois le pétrole formé dans la roche mère il a été soumis à plusieurs forces : le poids exercé par les sédiments, les forces géologiques, les différences de densité avec l'eau salée qui l'accompagne. Le pétrole a donc tendance à migrer et à se frayer un chemin à travers les roches les plus perméables ou les fissures existant à l'intérieur de ces roches. Cette migration s'effectue généralement en montant à travers les sédiments, cela est dû à ce que la densité du pétrole est plus faible que celle de l'eau et à la présence fréquente du gaz dissous dans le pétrole. La migration du pétrole se trouve terminée lorsqu'il sera piégé dans les roches poreuses du sous-sol, imprégnant comme l'eau imprègne une éponge [1].

1.3. 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.
- 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...[5].

1.3.1. principales familles d'hydrocarbures

1.3.1.1. Hydrocarbures aliphatiques

Se 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.

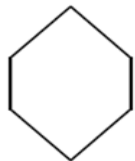
1.3.1.2. Hydrocarbures cycliques

Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone.

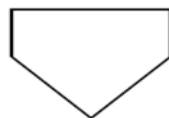
**Saturés*

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

Ex : C_6H_{12} ou C_5H_{10}



Cyclohexane

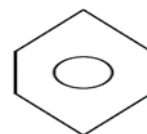
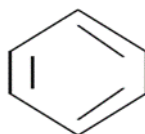


cyclopentane

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

*Non saturés

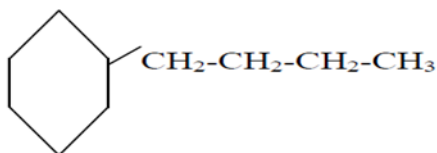
Ex : le benzène C_6H_6



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

1.3.1.3. 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 [6].



tetraline

1.3.2. Autres composés contenus dans le pétrole brut

1.3.2.1. Composés oxygénés

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



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

1..3.2.2. Composés azotés

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.

1..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%).

1..3.2.4. Composés 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.

1..4. Classification des pétroles bruts

On classe le pétrole brut selon trois méthodes :

*Classification industrielle : Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la

densité en quatre grandes catégories : Les pétroles légers d_4

$15 < 0.825$, les pétroles

moyens $0.825 < d_4$

$15 < 0.875$, les pétroles lourds $0.875 < d_4$

$15 < 1.000$, et les pétroles

extra-lourds $d_4 15 > 1.000$.

*Classification suivant le facteur de caractérisation KUOP Le facteur de caractérisation KUOP a été introduit par les chercheurs de la société « Universal Oil Products ».Le KUOP des hydrocarbures purs

examinés est alors de 13 pour les paraffines, 12 pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et cycles est équivalent, 11 pour les naphthènes purs, 10 pour les aromatiques purs.

*Classification selon le caractère chimique dominant : C'est le classement du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures. Le pétrole peut être de type :

paraffiniques, naphthénique, aromatique [5].

1.5. Propriétés physico-chimiques du pétrole

La connaissance des caractéristiques physico-chimiques globales des pétroles bruts va conditionner le traitement initial (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage et bien entendu le prix.

1.5.1. Densité

La densité est définie comme le rapport de la masse d'un corps au volume qu'il occupe.

Pour les produits pétroliers, elle est donnée généralement à 15 °C. La valeur de la densité des pétroles bruts est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme NF T60-101, et la connaissance de cette valeur est très utile pour effectuer des bilans massiques [8].

1.5.2. Viscosité

La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides de résister au déplacement d'une partie de fluide par rapport à l'autre. Elle est déterminée par la mesure de temps d'écoulement du pétrole brut dans le tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminée : c'est la viscosité cinématique, exprimée en centistokes (cSt), celle-ci est définie par la norme ASTM D 445. La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries, ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs. L'évolution de la viscosité en fonction de la température, n'est pas la même pour tous les bruts, la viscosité d'un pétrole paraffinique augmentera rapidement si la température baisse ; par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressive [6] [8].

1.5.3. Tension de vapeur RIED

C'est la pression des vapeurs développées par un volume déterminé de pétrole brut à 100 °F (37,8 °C). La mesure de la tension de vapeur RIED est normalisée (NF M07-007 ou ASTM D323), et sa valeur est exprimée en g/cm² ou en PSI.

La mesure de la tension de vapeur RIED des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers [7] [8].

1.5.4. Masse molaire

La masse moléculaire est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur moyenne de la masse moléculaire des corps constituant telle ou telle fraction pétrolière. On en tient largement compte dans les calculs des appareils pour la raffinerie, car c'est un indice important dans la composition des produits pétroliers. Dans la pratique analytique pour la mesure de la masse moléculaire, on emploie les méthodes cryoscopiques, ébullioscopique, et plus rarement osmométriques. Il existe en outre des méthodes de calcul approchées qui permettent d'accéder rapidement à la valeur de cette grandeur tel que le diagramme de Kuop...etc [3].

1.5.5. Teneur en soufre

Le soufre se trouve dans les bruts sous forme d'hydrocarbures sulfurés, d'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension (S, H₂S, thiol, les sulfures, les disulfures, thiophène et dérivés). L'origine de soufre provient principalement de la décomposition des débris organique ou par la réduction des sulfates par l'hydrogène sous l'action des bactéries de type desulfuribrio désulfurican.

La détermination de la teneur en soufre dans les produits pétroliers est régie par trois méthodes :

- Méthode de dosage du soufre par combustion : ASTM D 129.
- Méthode de dosage du soufre par hydrogénélyse : ASTM D 4045.
- Méthode de dosage du soufre par fluorescence X [9].

1.5.6. Teneur en eau et sédiments

Les sédiments qui se trouvent dans le pétrole brut sont de fines particules de sable, de boue de forage, de débris de roches, de métaux sous forme de minerais ; ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium...etc.

La connaissance de la teneur en eau et sédiment des pétroles bruts présente une grande importance pour les exploitants et les raffineurs afin d'éviter la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, ...etc.) [9].

La teneur en eau et sédiment des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée (NF M07-020 ; ASTM D 96 et D 1796) qui consiste à déterminer le volume d'eau et de sédiment séparés du brut par centrifugation [8].

1.5.7. Teneur en sels

Le pétrole brut livré destiné au traitement contient toujours des sels en plus d'autres impuretés. Ces sels se produisent principalement sous forme dissoute dans l'eau et parfois aussi sous forme cristalline dans le pétrole brut. En raison des effets corrosifs des sels sur les métaux, des dommages peuvent être causés aux pipelines et des équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production et les raffineries de réduire la teneur en sel et en eau du pétrole brut.

La mesure de la teneur en chlorure est normalisée ASTM D 323 .et les résultats sont exprimés en NaCl/Kg de brut [9].

1.5.8. Asphaltènes

Les asphaltènes sont des substances jusqu'à présent mal définie. Ils ne correspondent pas à une famille d'hydrocarbures bien déterminés, ils sont à base aromatique, ayant une structure amorphe.

Dans le gisement, la présence de fonctions polaires des asphaltènes a pour résultat probable de rendre la roche mouillable aux hydrocarbures, limitant ainsi la production. Ils sont considérés comme des agents émulsionnants qui favorisent l'émulsion eau-huile [3].

Leurs détermination se fait par l'extraction avec un solvant (benzène, toluène ou chloroforme) qui consiste à précipiter les asphaltènes [8].

1.5.9. Point d'éclair

Le point d'éclair est défini comme étant la température minimale à laquelle les hydrocarbures légers dégagés d'un échantillon de brut s'enflamment au contact d'une flamme[10].

La mesure de point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers, et aussi c'est un paramètre important à connaître lors de la manipulation (remplissage et vidange des citernes et des bacs par exemple) notamment ce qui concerne les conditions de stockage et de sécurité [9].

La détermination expérimentale de cette grandeur fait l'objet de la norme NF M 07-011 [6].

1.5.10. Point de trouble, point de congélation et point d'écoulement

Le point de trouble est la température à laquelle apparait un louchissement ou voile laiteux, dû à la formation de microcristaux. Le point de congélation est la température à laquelle un liquide cesse de s'écouler sous une faible force. Le point d'écoulement est la température à laquelle le produit devient fluide après solidification prolongée [6].

Le point de congélation caractérise soit la teneur en paraffines des huiles, soit la teneur en hydrocarbures à haut point de congélation des autres produits. Les points de troubles et d'écoulement permettent d'apprécier les limites de températures à respecter dans la mise en oeuvre des produits, en particulier pour leur pompage en hiver.

La détermination de ces points se fait par le refroidissement de l'échantillon sans agitation selon la norme ASTM D 97 [8].

2. Théorie sur le dessalage de pétrole brut

2.1 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 contenus dans le brut, dont 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. [10]

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. [10]

2.2 Généralité sur les sels

2.2.1 Nature de sel

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement : [9]



Figure I-1: Chlorure de Sodium

* $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%,

* $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%,

* $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70%.

Le dessalage 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. La mise en oeuvre d'énergie électrique supprime ou tout au moins réduit considérablement les frais de chauffage et de traitement chimique.

Les frais d'investissement sont au départ plus élevés, mais ils sont compensés par un certain nombre d'avantages tels que :

-Traitement chimique supprimé ou tout au moins réduit.

-Économie de chauffage (le chauffage peut être inexistant ou plus faible que sur un traiteur conventionnel. Il peut être assuré par résistance électrique ou par récupération sur des circuits de refroidissement de glycol, sur des échappements de moteurs à combustion interne, etc.).

-Valorisation du brut (conséquence du moindre chauffage)

-Propreté de l'eau décantée qui n'a pas à être épurée avant rejet

2.3 Influence de l'eau et les sels sur le traitement de brut

2.3.1 Influence de l'eau sur le traitement de brut

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

Avec la teneur en eau

-la viscosité du pétrole augmente, ce qui augmente la consommation de l'énergie des pompes.

-le prix de revient de son traitement augmente car la capacité de l'installation doit diminuer, car l'eau se transforme en vapeur avec environ 1300-1600 fois le volume de liquide. Ce qui provoque une

haute pression dans la colonne et on aura le danger d'explosion et donc diminution nécessaire de la capacité. [10]

-altération de la qualité des produits obtenus : car les vapeurs d'eau avec la vitesse élevée passent à travers les plateaux de la colonne, en entraînant les produits lourds ce qui altère la couleur et la composition fractionnaire de tous les produits, la grande vitesse des vapeurs ne permet pas au liquide de rester sur les plateaux. Ce phénomène s'appelle soufflage des plateaux qui provoquent la perturbation complète du régime de la colonne et les produits obtenus ne répondent pas aux spécifications. [10]

2.3.2 Influence des sels sur le traitement du brut

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

- les sels précipitent sur les parois des tubes des échangeurs, des fours et causent :
- une augmentation de pertes de charges qui impliquent une réduction de débit, augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.[10]
- diminution du coefficient de transfert dans les équipements car les sels sont mauvais conducteurs de chaleur.
- la consommation de chaleur et le prix de revient de réparation ou de l'entretien augmentent.
- après la distillation, les sels vont dans le résidu atmosphérique et sous vide.
- les sels chlorés provoquent la corrosion des appareils de l'installation [10]

2.4généralité sur Le dessalage et le dessaleur

2.4.1Le dessalage

2.4.1.1 Introduction

La découverte du dessalage d'un brut en présence d'un champ électrique remonte à1908 et due à COTTEL, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols. [5]

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

Actuellement, on peut affirmer que pratiquement toutes les unités de distillation atmosphérique sont équipées d'un dessaleur. [10]

2.4.1.2 Définition

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conditionne la bonne marche des traitements aval. [10]

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

2.4.1.3. Objectifs du dessalage

-Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les tubings, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.

-La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.

Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à ≈ 60 mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de : Eliminer

- l'eau « DESHYDRATATION »

- Le sel « DESSALAGE »

pour :

- Satisfaire aux spécifications commerciales

- Salinité < 60 mg

- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).[10]

2.4.2. Le dessaleur

2.4.2.1 Introduction

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison aux clients de produits conformes à des normes définies tel que la teneur en H₂S, la TVR, le BSW, la teneur en sel. Le schéma de la figure I.2 : Vue extérieure d'un dessaleur



Figure I.2 : Vue extérieure d'un dessaleur sur skid sortie usine

2.4.2.2. Rôle du dessaleur

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Ces sels sont en effet susceptibles de provoquer des corrosions et des encrassements dans les unités de traitement de bruts. Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut.

La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur.

La production d'un puits est très rarement sans gaz et rarement complètement anhydre (Brut = Gaz + Huile + Eau). Dans certains cas, la production de gaz augmente avec le temps et dans d'autres, plus fréquents, la production d'eau augmente et finit par déterminer l'arrêt du puits lorsque la limite de rentabilité est atteinte.

Le gaz est facile à éliminer, par contre l'eau en général salée, pose beaucoup de problèmes.

En théorie, le problème de dessalage est simple. Puisque le sel est de loin plus soluble dans l'eau que dans l'huile, l'essentiel du dessalage est résolu par les opérations de déshydratation.

Il peut être nécessaire de recourir à une dilution du sel avant de déshydrater l'huile.

Ceci est nécessaire si du sel cristallisé est en suspension dans l'huile parce que la phase eau est saturée en sel ou inexistante suite à une vaporisation. Ces cas sont rares ce pendant [10]

2.5 Théorie sur les émulsions

2.5.1. Définition générale d'une émulsion

Une émulsion est une dispersion d'un liquide en fines gouttelettes dans un autre liquide, les deux liquides étant non miscibles :

- le liquide sous forme de gouttelettes est qualifié de phase dispersée, phase discontinue ou phase interne ;
- l'autre liquide est appelé phase dispersante, phase continue ou phase externe.

Les deux phases non miscibles de l'émulsion n'ont pas la même solubilité. L'une est hydrophobe ou lipophile, on parle couramment de phase huileuse, l'autre est hydrophile, on parle de phase aqueuse. [11].

2.5.2 Emulsion dans le pétrole brut

Quand le pétrole et l'eau se séparent en deux couches distinctes, le pétrole reste flotte en haut, et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se rencontrent s'appelle le niveau d'interface. Dans cet espace, le pétrole et l'eau peuvent former une couche d'émulsion, où le pétrole et les molécules d'eau s'entremêlent fermement donc, difficiles à séparer. L'épaisseur de cette couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à un mètre. [12].

Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, 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 brut dans l'eau, connue aussi sous le nom d'émulsion inverse.

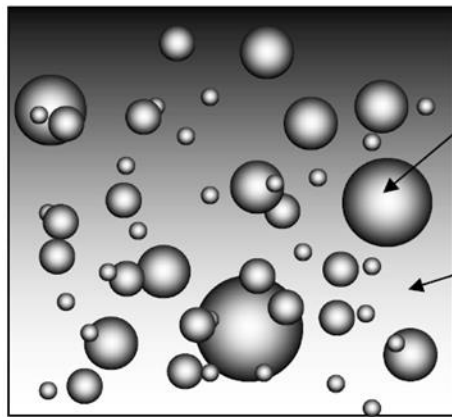


Figure.I.3. Cas d'une emulsion huile dans l'eau

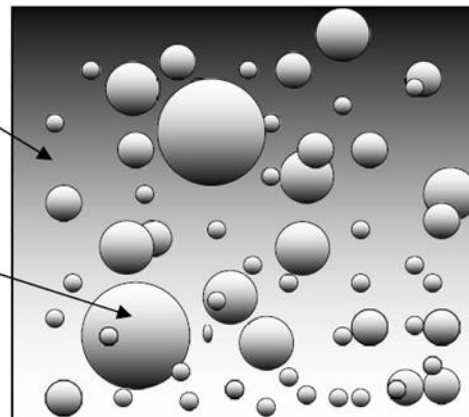


Figure.I.4. Cas d'une emulsion eau dans l'huile

2.5.3 Conditions de formation d'une émulsion

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continue étant l'huile. [10]

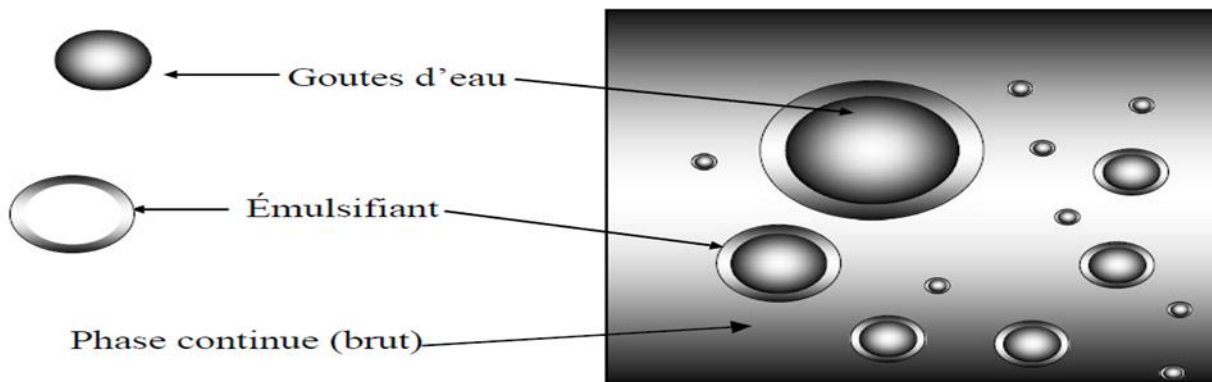


Figure.I.5. Représentation d'une émulsion avec émulsifiant

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement.

Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

- Non miscibilité des deux liquides.
- Energie suffisante pour disperser une phase dans une autre.

- Présence d'un agent émulsifiant.

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

Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer. [10]

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. [10]

2.5.4 Stabilité d'une émulsion

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

a- Agent émulsifiant

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

b- Agitation

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

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

La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion. [10]

c- Viscosité de l'huile

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

l'agitation. D'un autre côté, la viscosité élevée est un facteur défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets contraires s'annulent.

d- Teneur en eau dans l'émulsion

Lorsque le pourcentage d'eau augmente dans une émulsion du type eau dans l'huile, une plus grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion, d'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables. [10]

e-Age de l'émulsion

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

De plus, des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interfacial et rendre la coalescence plus difficile, c'est pourquoi, il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation. [10]

2.6 Procédés des désintégrations des émulsions

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

Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique. [10]

2.6.1 Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques, on peut distinguer :

a- La décantation

Le fonctionnement de la majorité des équipements de traitement du pétrole brut est basé sur le principe de décantation (différence de densité) pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile, par ailleurs, le mouvement de chute des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements liés à la viscosité de l'huile. [10]

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

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. [10]

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. [10]

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. [10]

2.6.2 procédé chimique

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

- Le déplacement par absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la pellicule absorbante. [10]
- La formation d'émulsions de types opposés (inversion de phases).
- La dissolution de la pellicule absorbante du fait de sa réaction chimique en présence

de l'agent émulsifiant introduit dans l'émulsion. Le choix de désémulsifiants dépend de la nature du pétrole, de la quantité et de la composition de la phase aqueuse, de l'intensité de malaxage, de la température et de la vitesse de décantation...etc. [10]

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

Il y a différentes manières d'introduire le réactif :

- * Dans le réservoir de décantation.
- * Dans la tuyauterie qui relie le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification.
- * Directement dans les puits de pétrole. [10]

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

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

Les meilleurs réactifs sont ceux les plus faciles à obtenir, qui sont efficaces et qui ne modifient pas la propriété du pétrole ; l'émulsion doit être préalablement chauffée afin d'activer le processus de désémulsification chimique dans les raffineries on la chauffe dans les échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires. [10]

2.6.3 Procédé électrique

Après les séparateurs, le brut contient de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable, le dessaleur électrostatique apporte sous une forme efficace l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteint un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir. [10]

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 proportions du mélange d'émulsion réalisé, quatre dans le dessaleur électrique. [10]

de l'eau douce et salée dans les opérations Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour tomber gravité vers le fond du dessaleur, c'est la decantation

2.7 Dessalage électrostatique :

2.7.1 Généralités

Le système de dessalage est conçu dans le but de retirer l'eau et les sels du pétrole brut qui proviennent des têtes des puits. Le dessalage du pétrole est une opération essentielle en raffinage, car elle conditionne la bonne ou mauvaise marche des traitements. La grosse

molécule d'eau va decanter au fond du récipient et le brut va flotter à la surface de l'eau car

l'eau est plus lourde que le brut. Les petites molécules d'eau sont plus difficiles à enlever.

Elles demeurent dans le mélange et sont entraînées avec le brut. Pour enlever ces gouttelettes microscopiques, elles doivent être suffisamment grossies afin de permettre une séparation induite par gravité. Les plus petites molécules d'eau sont difficiles à évacuer du pétrole brut. Donc pour extraire ces gouttelettes microscopiques, il faut d'une certaine manière les faire grossir suffisamment pour pouvoir les séparer par gravité induite. Ceci peut être réalisé par le dessalage électrostatique, qui utilise un courant électrique pour provoquer la coalescence des petites gouttelettes et devenir assez grosse pour pouvoir se séparer du pétrole brut. Donc une charge électrique est envoyée vers une série de plateaux à l'intérieur du dessaleur, appelée grille électrique. Lorsque le brut entre en contact avec le grillage électrique, le courant active les molécules d'eau qui en se déplaçant plus rapidement se frappent entre elles, pour se grouper en grosses gouttelettes. Les grosses gouttelettes se déposent alors sous l'huile et sont déversées comme eau d'effluent, de cette manière le brut est dessalé et déshydraté efficacement. L'huile et l'eau peuvent former une couche d'émulsion où les fines molécules d'eau et d'huile sont difficilement séparables. Pour briser cette couche d'émulsion on utilise un agent désémulsifiant [1].

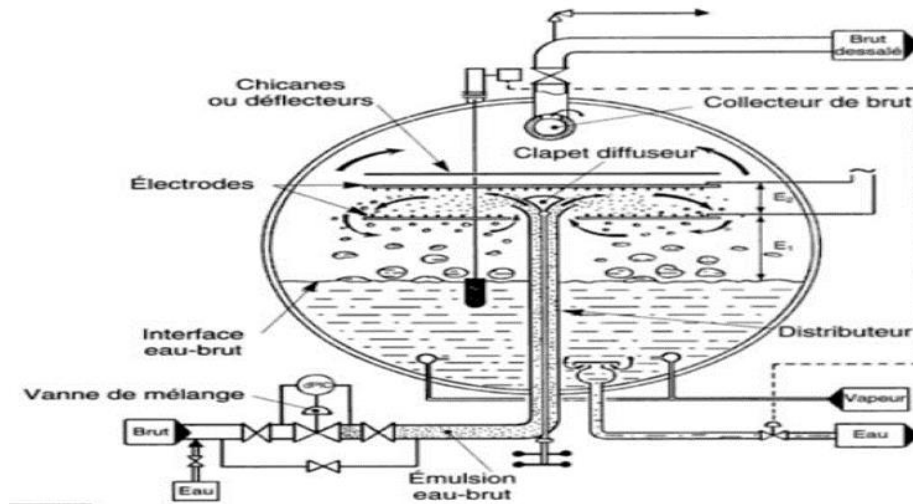


Figure.I.6. Dessaleur électrostatique

2.7.2 Types de dessaleur électrostatique

IL existe trois types de dessaleur électrostatique:

- les dessaleurs sphériques.
- les dessaleurs cylindriques verticaux.
- les dessaleurs cylindriques horizontaux.

Les installations de dessalage comportent généralement deux étages. Dans le premier étage 75 à 80 % d'eau massique est éliminée et 95 à 98% de sel et aussi éliminé. Dans le deuxième étage 60 à 65% d'eau restante ainsi que 98% de sel restant sont éliminés [1].

Le nombre d'étages dépend du volume et de la qualité du brut. C'est-à-dire la teneur en eau et la teneur en sels et la résistance en émulsion ainsi que le type et la productivité de l'appareil. Dans l'installation moderne, on utilise les dessaleurs cylindriques horizontaux qui ont comme avantages :

- grande surface des électrodes ainsi que de productivité spécifique.
- la vitesse du pétrole en mouvement verticale est faible (meilleur décantation de l'eau).
- Possibilité de procéder à haute pression et à haute température.

2.7.3 Mécanisme de dessalage électrostatique

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

a- Diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'eau de lavage sert à dissoudre les cristaux de sels contenus dans le brut. Le contact eau/brut, doit être intime. Le mélange eau/brut s'effectuera à travers une vanne de mélange, son réglage sera effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible sans pour autant nuire à la décantation au cours du stade ultérieur. [10].

b- Coalescence des gouttelettes d'eau

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

Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants. La difficulté de la coalescence sera donc fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides finement divisés. [10].

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. [10].



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

$$F = K E^2 \frac{a^6}{d^4} \dots\dots\dots(5)$$

Où :

a : rayon des gouttelettes

d : distance entre les centres de gouttelettes

E : champ électrique

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

La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante : **[10]**

$$V_c = \frac{K * X^{4/3}}{\mu} \dots\dots\dots(6)$$

Où :

Vc : vitesse de coalescence

X : taux d'eau de lavage

μ : viscosité dynamique du brut

On peut conclure que la coalescence dépend :

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

c- La decantation

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

$$V_d = \left[\frac{1}{18} \cdot g \cdot \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{d_g^2}{V_c} \right] \dots\dots\dots(7)$$

Où :

G : accélération de la pesanteur

ρ_d : densité de la phase dispersée (eau)

ρ_c : densité de la phase continue (brut)

μ_c : viscosité cinématique de la phase continue.

d_g : diamètre des gouttelettes d'eau

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiants).

-D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

D'une manière pratique, les dessaleurs sont calculés pour une viscosité de deux centipoises et pour un temps de décantation apparent de 20 à 30 minutes. [10].

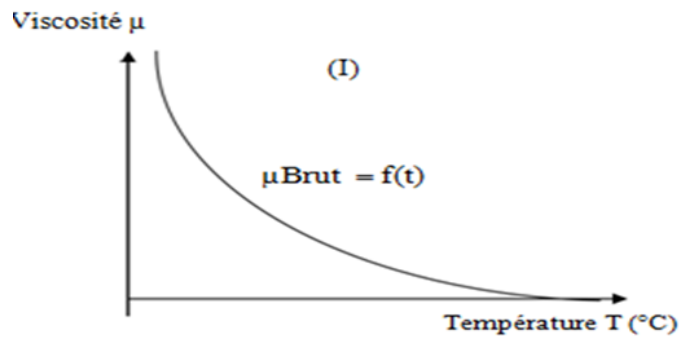
2.8 Paramètres de marche et leurs influences :

2.8.1 Température

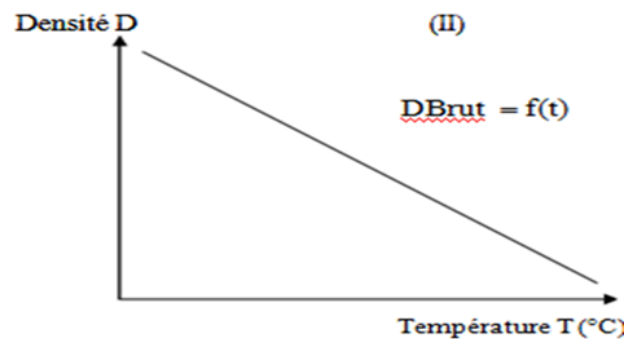
La température est le paramètre le plus important dans le procédé de dessalage, elle intervient dans la vitesse de coalescence par l'intermédiaire de la viscosité qui est très sensible à ce paramètre, l'augmentation de la température pour $\propto \frac{(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2}$ baisser la viscosité du brut dans le dessaleur. [13].

Ainsi que le critère de decantation est une fonction croissante de la température.

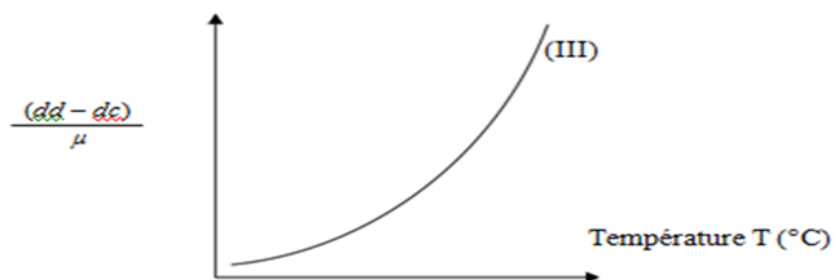
Les courbes (I) et (II) donnent les variations de la viscosité et de la densité du brut en fonction de la température. [1]



Variation de la viscosité de brut
En fonction de la température



Variation de la densité de brut
En fonction de la température



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

$$V_d = K \cdot a_2 \cdot \frac{(d_d - d_c)}{\mu}$$

D'après les courbes (I), (II), (III), on s'aperçoit que l'augmentation de la température augmente la décantation, mais, cependant, on est limité par la conductivité du brut qui est elle aussi, favorable par l'augmentation de la température, et qui peut causer un court-circuit des électrodes. [13]

2.8.2 Taux d'injection d'eau de lavage

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

En jouant sur le rapport de la formule : [13]

$$F = K * E^2 * \frac{a^6}{d^4} \dots\dots\dots(8)$$

Où :

a : rayon des gouttelettes.

d : distance entre les centres des gouttelettes.

E : champ électrique.

En diminuant le taux de lavage, F diminue donc le taux d’injection d’eau à une grande influence sur la force d’attraction entre les gouttelettes donc sur la vitesse de coalescence. [13]

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

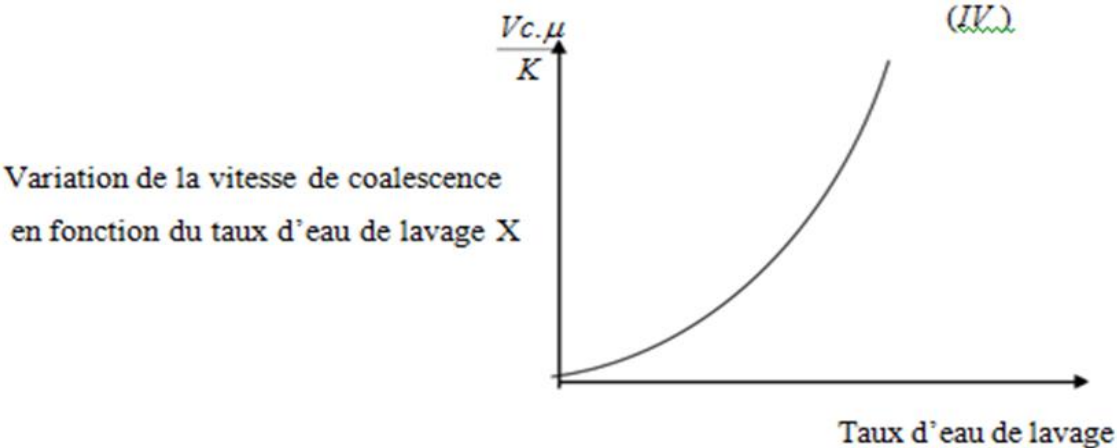
$$Vc = K. \frac{X^{4/3}}{\mu} \dots\dots\dots(9)$$

Où :

X : taux d’eau de lavage.

μ : viscosité dynamique de brut.

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



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

$$Vc = K \cdot \frac{X^{4/3}}{\mu} \dots\dots\dots(10)$$

Donc, on peut en conclure qu'une baisse de température peut être compensée par une augmentation de taux d'injection d'eau pour maintenir une vitesse de coalescence suffisante, comme dans le cas de la température, on remarque que l'on est limité par un taux d'injection d'eau car un taux trop élevé peut provoquer : [13]

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

2.8.3 La pression de service

La pression n'a pas une influence sur la salinité du brut, mais elle peut influencer la marche du dessaleur. [13]

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

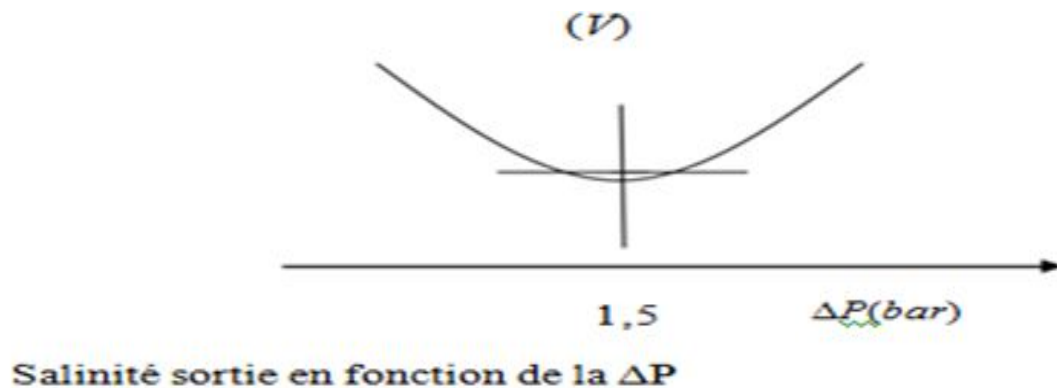
En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau, donc plus conductrices que le brut. Cela provoquerait une consommation excessive de puissance électrique. La puissance supplémentaire sera convertie en chaleur qui chauffera davantage le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes. [13]

2.8.4 Perte de charge (Δp) au niveau de la vanne de mélange

La perte de charge au niveau de la vanne mélangeuse mesure le degré de mélange entre le brut et l'eau de lavage. Elle permet à l'eau d'arriver aux cristaux et de les dissoudre, en créant un mélange intime entre l'eau et le brut. [13]

La valeur de cette perte de charge (ΔP) est déterminée expérimentalement pour chaque brut. Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger). Une augmentation de la perte de charge à tendance à former une dispersion très fine, donc les émulsions difficiles à détruire. [13]

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



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

Sur la courbe (V), on constate qu'après une certaine valeur de la ΔP , la salinité augmente. Cette augmentation s'explique par le fait que l'augmentation de la ΔP provoque la formation d'une émulsion très stable qui est difficile à briser. [13]

2.8.5 Influence du champ électrique

Les gouttelettes d'eau sont influencées par le champ électrique, elles subissent une force d'attraction suivant la loi de coalescence : [13]

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

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

Les gouttelettes d'eau placées dans un champ alternatif de basse fréquence, les moments dipolaires suivront instantanément les variations du champ E_o et la force F variera simultanément sans changer de sens, pour augmenter F , on a donc intérêt à augmenter le champ électrique, mais sans pour cela atteindre des tensions critiques

au-dessus desquelles on risque de déformer les gouttelettes au point qu'elles se divisent encore plus et provoquent le déclenchement du dessaleur. [13]

Chaque gouttelette à son entrée dans le champ électrique se met à vibrer à la fréquence du courant électrique alternatif. Ceci provoque une collision de gouttelettes qui forment à leur tour de grosses gouttes d'eau par la fusion de plusieurs plus petites. Les grosses gouttes ainsi formées constituent une masse suffisante pour traverser le brut et se décanter au fond du réservoir. [13]

2.8.6 Influence du désémulsifiants

L'émulsion a une grande stabilité du fait de la formation d'une couche protectrice autour de la gouttelette d'eau. Cette couche protectrice se compose des paraffines, des gommes, des asphaltènes, d'argile et du sable. Pour casser le film protecteur, on utilise des produits tensioactifs. [13]

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

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

Les performances demandées à un désémulsifiants sont doubles :

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

Les désémulsifiants rencontrés sur le marché sous diverses marques agissent sur les agents émulsifiants par neutralisation. [13]

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants :

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

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile. Le désémulsifiant doit être capable de migrer rapidement à travers l'huile vers l'interface huile/eau où il doit combattre l'agent émulsifiant qui se trouve plus concentré. [13]

Si l'agent émulsifiant est faible, les forces de flocculation peuvent être suffisantes pour entraîner la coalescence, ce qui n'est pas toujours le cas, le cas échéant, le désémulsifiant doit alors neutraliser

l'agent émulsifiant et déchirer le film interfacial des gouttelettes d'eau; ce qui va causer la coalescence. [13]

Le type d'action de neutralisation du désémulsifiant dépend de la nature de l'émulsifiant par exemple, les paraffines et les asphaltènes peuvent être dissous ou altérés, réduisant ainsi la viscosité de leur film et changeant leur mouillabilité et leur dispersion dans l'huile, il est rare qu'un seul composé chimique puisse produire à lui seul ces actions, un mélange de plusieurs composés est alors utilisé afin de permettre une action équilibrée. [13]

On distingue les désémulsifiants ioniques et non ioniques :

* Désémulsifiants ioniques

Les caractéristiques de la tension - actif sont données par l'ion organique qui est le plus important en volume, on distingue trois sous-groupes : [14]

a. Produits anioniques

Ils possèdent un ou plusieurs groupements fonctionnels ne pouvant s'ioniser en solution qu'en fournissant un ion organique chargé négativement, et un ion métallique chargé positivement responsable de la solubilité. [14]

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

b. Produits cationiques

En s'ionisant, ils donnent un ion organique chargé positivement et un ion négatif, généralement minéral responsable de la solubilité. Parmi ces produits, on peut citer : [14]

- Les amines grasses et leurs sels

- les amines substituées... c. Produits ampholytes

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

* Désémulsifiants non ioniques

Ils ne donnent pas naissance à des ions dans la solution aqueuse. Ces produits résultant souvent d’une fixation d’un groupement hydrophile (chaîne polyglycolique) sur une molécule organique (lipophile), ce sont les récepteurs de l’émulsion eau/brut les plus utilisées, ils sont très efficaces quelque soit la nature de la couche stabilisatrice, ils dispersent les micros particules solubles en modifiant les paramètres YWO, YSW et YSO. [14]

YWO : tension interfaciale eau-huile

YSW : tension interfaciale eau-solide

YSO : tension interfaciale solide-huile.

2.8.7 Influence du niveau interface

Le niveau d’eau décanté forme avec l’électrode la plus basse, le champ primaire de potentiel « zéro ». Toute variation du niveau d’eau perturbe le champ primaire qui est régi par la loi : [13]

$$E_{ch} = \frac{U}{L} \dots\dots\dots(11)$$

E_{ch} : champ électrique entre les électrodes (volts/cm).

U : tension du courant en volts

L : distance entre les électrodes

Si le niveau d’eau est trop élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue, et on aura des entraînements d’eau dans le brut dessalé, donc perturbation de la stabilisation. Si le niveau eau est trop bas, le brut n’aura pas le temps de lavage suffisant, d’où diminution de l’efficacité de dessalage et entraînement de brut, donc, on maintient, un niveau constant pour avoir un bon dessalage, cela est réalisé généralement par des L.C.V (vanne de contrôle de niveau). [13]

2.8.8 Temps de séjour

Le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation suivante : [13]

$$TS= V/Q \dots\dots\dots(12)$$

Où :

TS temps de séjour ou temps de rétention

V : volume de la capacité (m³)

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. [13]

Chapiter II :
Description de
I'UTBS

Description de l'UTBS [15]

II-1- introduction

Dans le cadre du développement des champs pétroliers de Hassi Messaoud, le projet de l'unité de traitement de brut sud dénommée « UTBS » a été initié pour prendre en charge 80% de la production du CIS actuelle et les quantités à venir tout en assurant une qualité conforme aux normes commerciales de brut stabilisé d'une part, d'autre part, les aligner avec les nouvelles normes HSE ainsi que la protection de l'environnement ISO 14001.

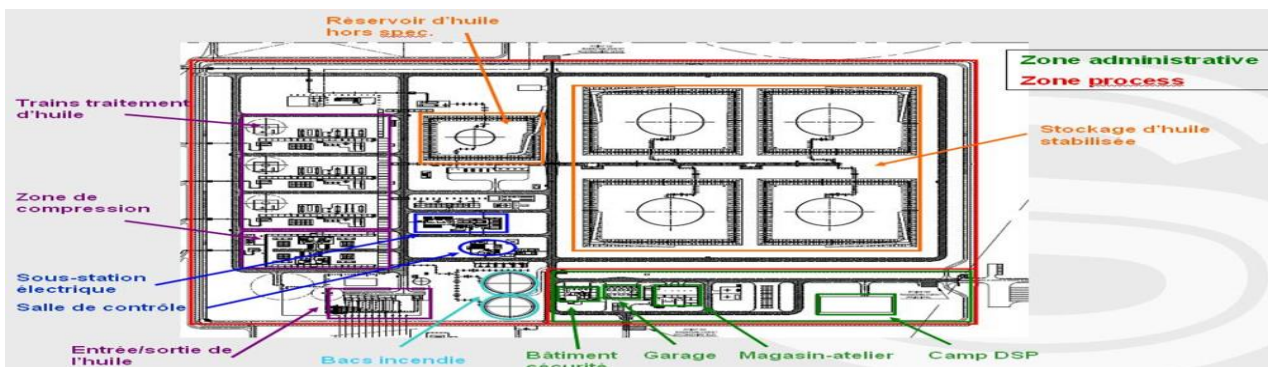
II-2- Description générale de l'UTBS [15]

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.

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 stockag

Figure II.1 :Plan général le L'UTBS [16]



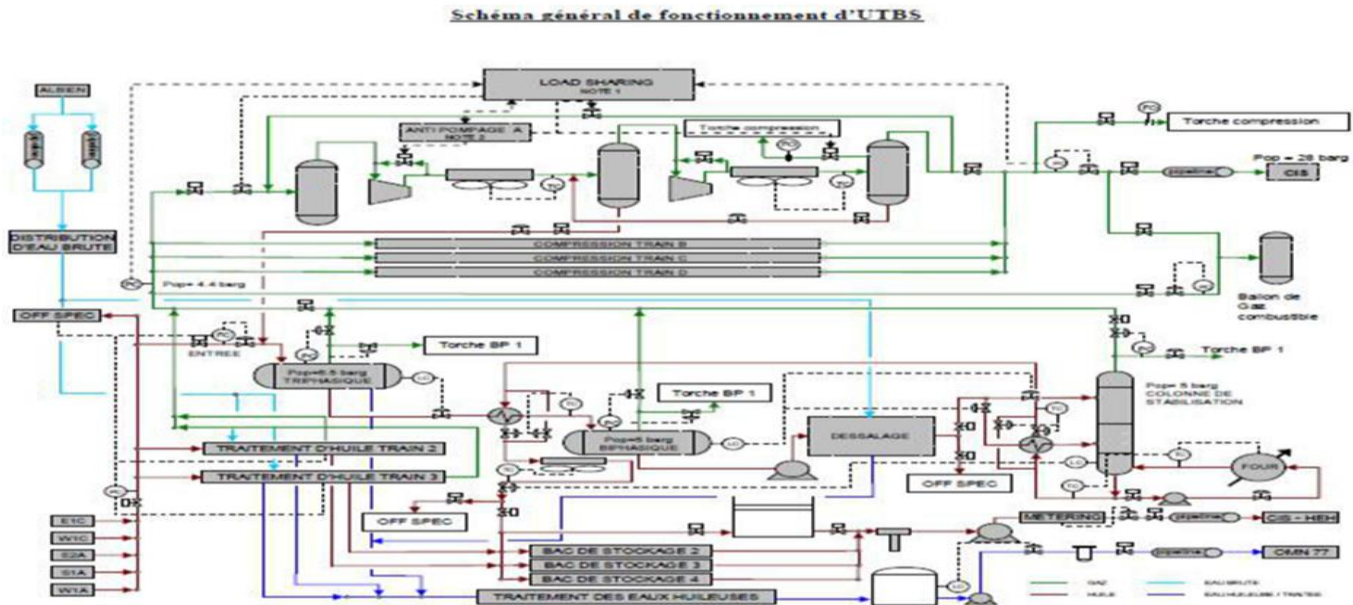


Figure II-2 : schéma général de fonctionnement d'UTBS[16]

II-3- Description d'unité de dessalage d'UTBS[16]

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 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. 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.

CHAPITER II :DESCRIPTION DE L'UTBS

-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 derecyclage premier étage PX0-PA-21-02 A/B (2 x 100%).

-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. [

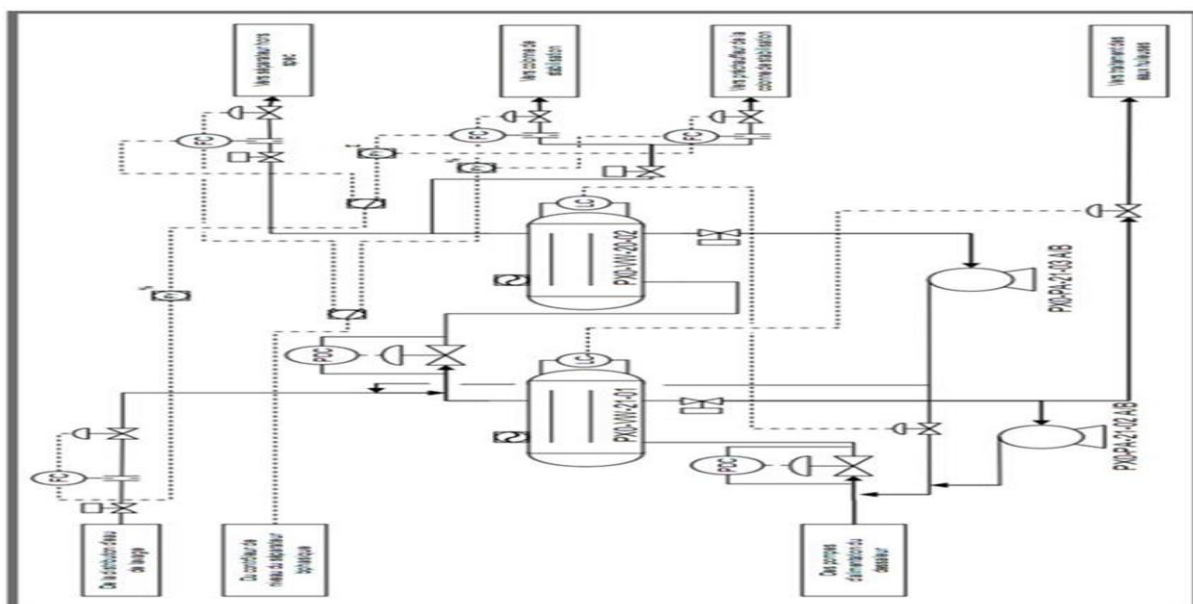
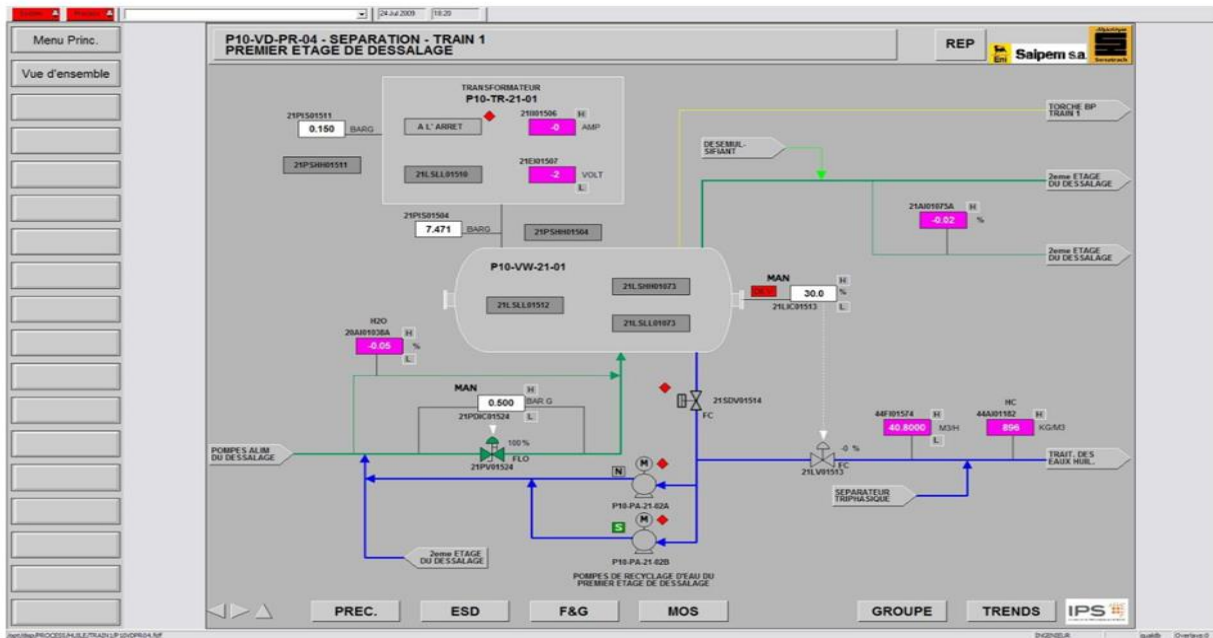
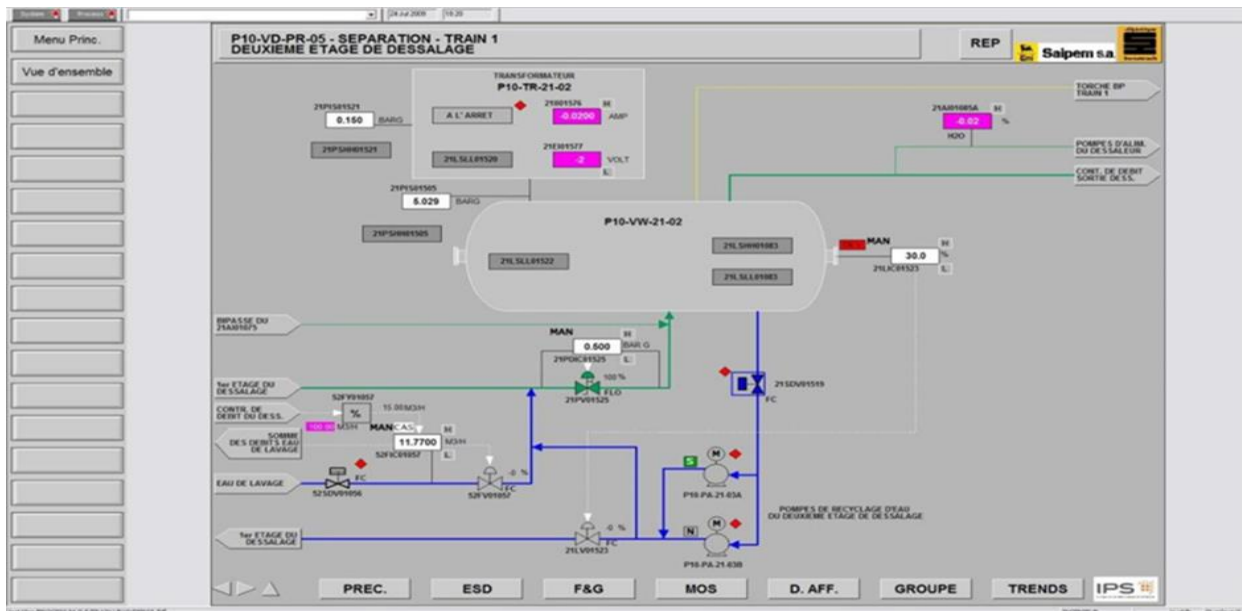


Figure II.3 :Schéma de package de dessalage d'UTBS (HMD)

CHAPTER II :DESCRIPTION DE L'UTBS

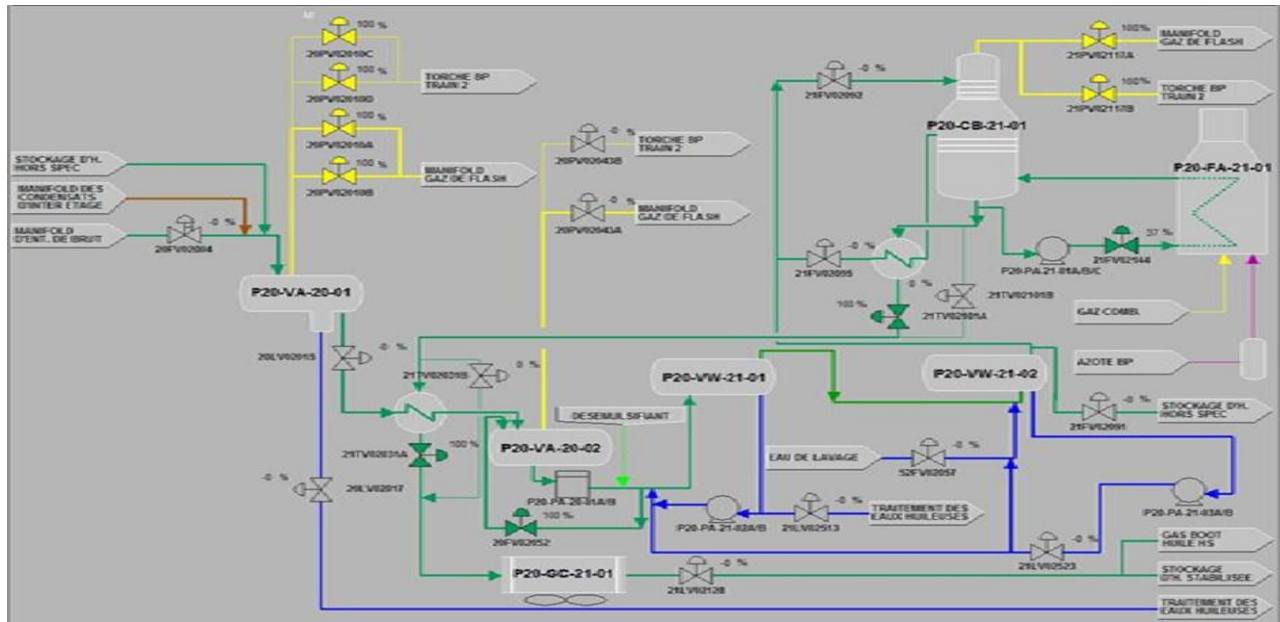


Figure(II.4): Schéma de premiere étage de dessalage



Figure(II.5) : Schéma deuxième étage de dessalage

II-3-1- Représentation schématique d'un train de l'UTBS



Figure(II.6) : schéma d'un train de l'UTBS

II-4- Description du dessaleur électrostatique (VW-21-01) de l'UTBS [15]

Le dessaleur (VW-21-01) du		l'UTBS de <u>Hassi-Messaoud</u> a les caractéristiques	
principales suivantes :			
-	Dimensions	: 3000*12000 mm	
-	Fond	: hémisphérique	
-	Pression de calcul	: 23 bar/vide	
-	Température de calcul	: -5 /+90 °C	
-	Matière	: acier au carbone	

II-4-1- 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-4-1-1 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-4-1-2- 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-4-1-3- 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-4-2- Electrodes

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

II-4-3- 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-4-4- 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-4-5- 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.

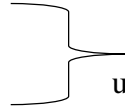
*Les presse-étoupes et bornes de départ des liaisons entre le tableau et les ensembles transformateur-réactance.

* 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-4-6- 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-4-6-1- 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-4-6-2- Régulateur de niveau interface

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

II-4-6-3- Vanne automatiques de l'eau d'écoulement

La manœuvre de la vanne est effectuée automatiquement grâce a 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-4-7- Accessoires et équipements de protection

Le dessaleur comprend :

D:Un thermomètre qui indique la température et un niveau à glace. Equipement de protection

CHAPITER II :DESCRIPTION DE L'UTBS

E :Une soupape de sécurité tarée à une pression de 23 bar.

F :Une mise à la terre en cas d'excès du courant dans le transformateur.

G: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

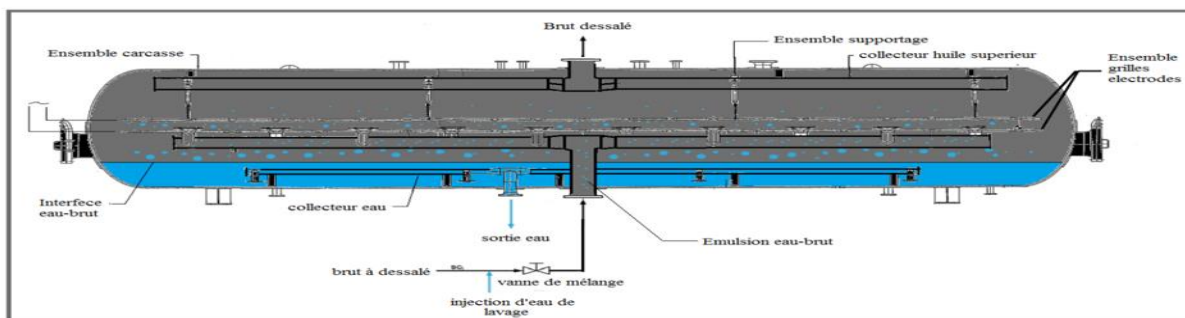


Figure II.7: Schéma de principed'undessaleur électrostatiqued'UTBS (HMD).

Partie Pratique

Chapitre III

Calcul et vérification

Problématique:

La vérification du fonctionnement des paramètres qui conditionnent l'unité de dessalage du pétrole brut est indispensable afin d'assurer une bonne efficacité du dessaleur. la température d'entrée du brut sur influe nettement sur le fonctionnement du dessalage et par conséquent la réduction de sa salinité. Donc l'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur

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

Le tableau III.1 ci-dessous représente les paramètres du design et actuel du dessaleur

Tableau III-1 : Comparaisons des paramètres du design et actuel

	Grandeurs	Design	Actuel
1-	Pétrole brut :		
▪	Densité	0.8013	0.7995
▪	Teneur en sels d'entrée (mg/l)	1000	270
▪	Teneur en sels de sortie (mg/l)	<40	14
▪	Débit d'alimentation (m ³ /h)	700	349.20
2-	Eau process :		
▪	Taux d'eau de lavage (%vol)	2	1
▪	Quantité de <u>désémulsifiant</u> (l/h)	2.4	1
3-	Dessaleur :		
▪	Pression de service (bar)	12-11	12
▪	Température de service (°c)	70-80	70
▪	Efficacité (%)	99	94,814

III.1.1 Détermination de la teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur :

La formule suivante relie les teneurs en sel dans le brut et la quantité d'eau a injecté : [17]

$$Y = \frac{X \cdot S_s}{(S_e - S_s)} \dots\dots\dots(III.1)$$

Y : Teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur (%).

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

Se :Teneu en sel du brut a dessalé (dg/hl)ou(mg/l)

Ss: Teneur en sel du brut dessalé (dg/hl)ou(mg/l)

pour notre cas

X=1%

Se=270 mg/l

Ss=14 mg /l

$$Y=0.01 \cdot 14 / (270 - 14) = 0.05468\%$$

- Bilan de matière

Le bilan de matière du dessaleur est

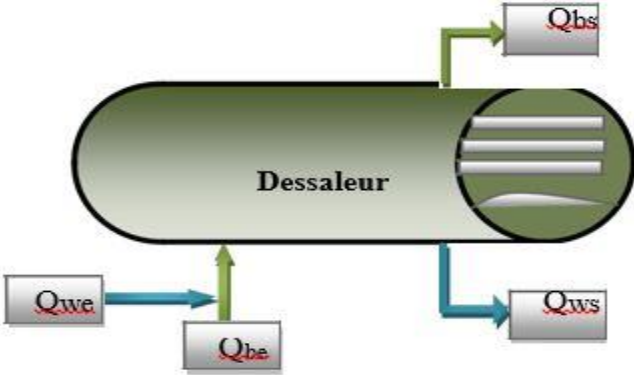


Figure (III.1): Schéma de bilan de matière du dessaleur

Le bilan de matière de dessalage est:

$$Qbe + Qwe = Qbs + Qws \dots\dots\dots(III.2)$$

Qbe : Quantité de brut à dessaler (m³/h).

Qwe : Quantité d'eau de lavage (m³/h).

Qbs : Quantité de brut dessalé (m³/h).

Qws : Quantité d'eau de purge (m³/h).

On a :

Qbe=349.20m³/h

X= QWe / Qbe(III.3)

QWe =Qbe .X = 349.20 × 0, 01

QW =3.492 m³/h

A-Calcul de la quantité de brut dessalé:

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

Qwext=Qb 0.001= 349.20 × 0,001= 0,3492 m3/h

La quantité de brut net (sans eau) Qbs=Qbe - QWext.....(III.4)

Qd=349.20-0,3492 = 348.8508 m3/h

Qwext : Quantité d'eau dans le brut dessalé.

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

On a:

Qws= (Qbe +Qwe)-Qbs

Q'w = (349.20+3.492)-348.8508=3.8412m³/h

III.1.2 Calcul de la vitesse de décantation:

D'après la Formule de STOKES. [18]

$$V_d = \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{(d_a - d_c) \cdot d_g \cdot g}{\Phi} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (III.5)$$

Où:

Vd : vitesse de décantation (m/s).

dd : densité de la phase dispersée.

dc : densité de la phase continue.

dg : diamètre des gouttelettes d'eau (dg = 11.5 10⁻³ m)

g : accélération de la pesanteur

Φ: coefficient de frottement qui dépend du régime d'écoulement.

a) Détermination du coefficient de frottement

On détermine le coefficient de frottement (Φ), en fonction du nombre de Reynolds

$$Re = \frac{V_d \cdot dg}{V_c} \dots\dots\dots(III.6)$$

Où :

Re : nombre de Reynolds.

Vc : viscosité cinématique de la phase continue.

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur est laminaire, on détermine

Le coefficient de résistance Φ = f(Re) ensuite, on vérifie si le régime supposé est correct.

Tableau III-2: Le régime d'écoulement et le Coefficient de frottement

Régime d'écoulement	Re	Φ
Laminaire	Re ≤ 0.2	24/Re
Transitoire	0.2 < Re < 500	18.5/Re ^{0.6}
Turbulent	Re ≥ 500	44

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

La relation de STOKES (V-11) devient :[2]

$$Vd = \left[\frac{1}{18} \cdot g \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \cdot \frac{d_g^2}{Vc} \right] \dots\dots\dots(III.7)$$

b) - Détermination des densités

La densité à une température quelconque est donnée par la formule suivante :[10]

$$D_t = d_{20c} - (0.001828 - 0.001315 \cdot d_{20c}) \cdot (t - 20) \dots\dots\dots(III.8)$$

-La densité de brut à 20 °C = 0.9538

-La densité d'eau à 70°C = 0.997

Donc, la densité à 70°C sera :

$$D_{700c} = 0.9538 - (0.001828 - 0.001315 \cdot 0.9538) \cdot (70 - 20) = 0.7995 \dots\dots(\text{brut})$$

$$D_{700c} = 0.997 - (0.001828 - 0.001315 \cdot 0.997) \cdot (70 - 20) = 0.971 \dots\dots(\text{eau})$$

La masse volumique de brut à 70 °C = 799.5 kg/m³

La masse volumique d'eau à 70°C = 971 kg/m³ [3].

c) Détermination de la viscosité

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 :

$$930^\circ\text{C} = 1.28 \text{ cst}, 960^\circ\text{C} = 0.409 \text{cst}$$

D'après GROSS [7]

$$\log \frac{\mathcal{G}_{t_1}}{\mathcal{G}_{t_2}} = R \log \frac{t_2}{t_1} \dots\dots\dots(III.9)$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\mathcal{G}_{t_1} / \mathcal{G}_{t_2}}{t_2 / t_1}$$

$$R = \log (1.28 / 0.409) / \log (60 / 40) = 1.655$$

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

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

$$\log \vartheta_{t2} = \log \vartheta_{t1} - R \log \frac{t2}{t1}$$

$$\text{Log } \vartheta_{70} = \log 1.288 - 1,655 \log (70/30) = -0,499$$

$$\vartheta_{70} = 0,316 \text{ cst} = 0,316 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

Tableau III.3: résume les résultats.

Température (°C)	d_b (kg/m ³)	d_e (kg/m ³)	V_c (cst)
70	0.7995	0.971	0,316

Tableau (III.4): diamètre de particule d'eau en fonction de la teneur en eau [17].

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 :

$d_g = 5 \cdot 10^{-5} \text{ m}$ (voir le tableau III .3)

Alors : $r=2,5 \cdot 10^{-5} \text{ m}$.

Donc, la vitesse de décantation d’après l’équation (III.7) se

$$V_d = \frac{1}{18} \times 9.81 \times \frac{971-799.5}{799.5} \times \frac{(5 \times 10^{-5})}{0.316 \times 10^{-6}} = 9.249 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$$

•Vérification du régime:

$$Re = \frac{V_d \cdot d_g}{\nu_c}$$

$Re = (9.249 \cdot 10^{-6} \cdot 5 \cdot 10^{-5}) / (0,316 \cdot 10^{-6})$

Re= 0.146

$Re < 0,2$ régime laminaire

Donc : le régime fixé au départ pour déterminer la vitesse de décantation est celui qui convient.

III.1.3- Redimensionnement du dessaleur

III.1.3-1-Calcul du diamètre du dessaleur [19]

Le calcul du diamètre du dessaleur est en fonction de Af.

A : Facteur relatif à la phase légère (Pétrole) , Af est déterminé par la relation :

$$A = \frac{Q_d}{0.8 \cdot r \cdot \pi \cdot V_d} \dots\dots\dots(III.10)$$

Où :

Q_d : débit de brut dessalé (m^3/s).

r : Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur, ($r = 4$ « norme AFNOR »).

$Q_d = 348.8508 \text{ m}^3/h = 0.096903 \text{ m}^3/s$

$V_d = 9.249 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$

$A = 0.096903 / (0.8 \cdot 3.14 \cdot 4 \cdot 9.249 \cdot 10^{-6})$

A= 10.427

Le Diamètre du dessaleur est donné par la formule suivante :

$$D = Y_1 \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A_f} \quad \dots\dots\dots(III.11)$$

$$Y_1 = \frac{\sin(\alpha / 2)}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}} \quad \dots\dots\dots(III.12)$$

Où :

Y1 : facteur relatif à le diamètre du dessaleur.

α : en Rad

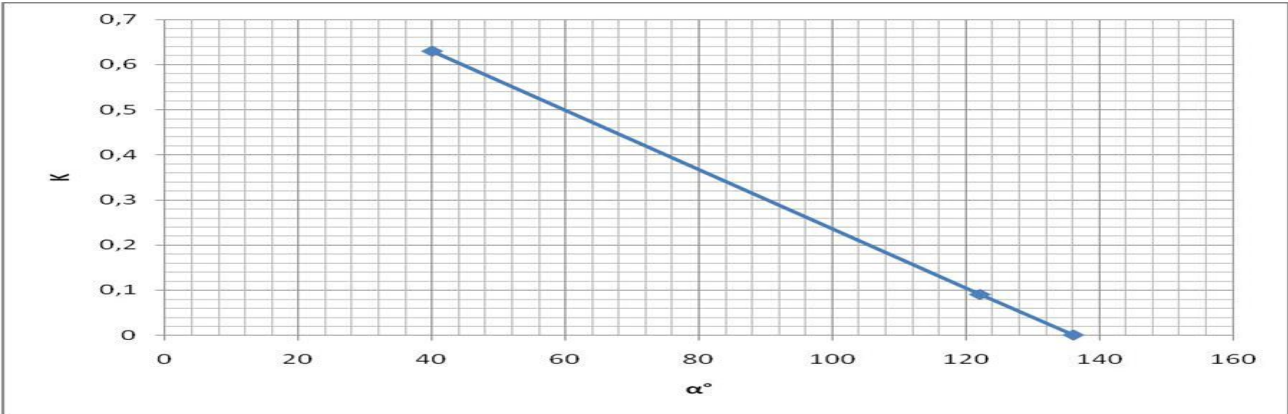
L'angle α est une fonction de la constante K (Figure III.2)

La constante est donnée par la formule suivante :

$$K = \frac{0.7}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot A_f}} \quad \dots\dots\dots(III.13)$$

$$k = 0.7 / \sqrt{(2 * 3.14 * 10.427)}$$

K= 0.08



Figure(III.2) : K = f(α)[5].

$\alpha = 121^\circ$ qui correspond à 2.11Rad (voir l'annexe).

CHAPITRE III CALCUL ET VÉRIFICATION

$\sin (\alpha/2)= 0.87$

$\sin (2 \alpha)= -0.88$

$Y_1 = \frac{\sin(\alpha / 2)}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}} \implies Y1= 0.87/[2(2.11)-(-0.88)]^{0.5}$

Y1=0.385

$D = Y_1 \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A_f} \implies D= 0.385(2 \cdot 3.14 \cdot 10.427)^{0.5}$

D=3.11 m

III.1. 3.2- Calcul de la longueur du dessaleur

On suppose **L/D = 4**

L= 4D

L=4*3.11

L=12.44 m

Tableau: Récapitulatif

	Diamètre (m)	Longueur (m)
Design	3	12
Vérifier	3.11	12.44

III.1.3.3 -Calcul du volume du dessaleur:

V =V1+V2

V:Volume total du ballon

V1: Volume de la parité cylindrique du dessaleur

V2:Volume des deux hémisphères

$V = \frac{\pi \cdot D^2}{4} L + \frac{4 \pi \cdot D^3}{3 \cdot 8} \dots\dots\dots(III.14)$

$$V = (3.14 * 3.112 * 12.44) / 4 + (4/3) * (3.14 * 3.113^3 / 8) = 110.14 \text{ m}^3$$

$$V = 110.14 \text{ m}^3$$

III.1.4-Calcul du temps de séjour:

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

$$T_s = V / Q \dots\dots\dots(\text{III.15})$$

Où :

TS : Temps de séjour.

V : Volume de la capacité (m³).

Q : Débit volumique de la charge.

$$Q = Q_{be} + Q_{we}$$

Q_{be} : Débit volumique du pétrole brut.

Q_{We} : Débit volumique de l'eau de lavage.

On a :

$$Q_{be} = 349.20 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{we} = 3.8412 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc :

$$Q = 349.20 + 3.8412 = 353.0412 \text{ m}^3/\text{h}$$

On a:

$$V = 110.14 \text{ m}^3$$

AN:

$$T_s = 110.14 / 353.0412$$

$$T_s = 0.31197 \text{ h} = 18.7184 \text{ min} = 1123.14 \text{ s}$$

III.1.5-Calcul du temps de décantation:

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

Td= L1/Vd.....(III.16)

Où :

Td : Temps de décantation (sec).

L1 : Distance entre l'électrode basse et l'interface en (m).

Vd :Vitesse de décantation (m/sec).

A.N:

$Td = 0,95/9.249 \cdot 10^{-4} = 461,38 \text{ s}$

III.1.-6- Calcul du distributeur

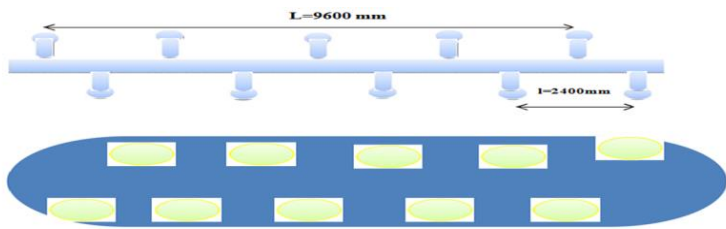


Figure III-3 : Représentation du distributeur

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

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

III.1.6.1 Calcul du nombre de rampe de distribution

Le nombre de rampe de distributeur est donné par la formule suivante [21] :

n=(L'/l)+1.....(III 17)

Où :

L' : la distance séparant les deux trous extrêmes. (L=9600mm).

l : la distance séparant les deux rampes (l=2400mm).

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

Donc : n= (9600/2400) +1

n = 5 rampes

Et vu que chaque rampes de distribution comporte deux trous, le nombre total des trous est de : 10 trous.

III.1.6.2 Calcul de la vitesse d'écoulement :

La vitesse d'écoulement de brut dans le distributeur est donnée comme suit [21] :

$$W = \frac{Q_b}{3600 \times 2n \times f} \dots\dots\dots(III.18)$$

W : vitesse d'écoulement (m/s).

Qb : débit de la charge (Qb=349.2m3/h).

n : nombre de rampes.

f : surface de passage d'un trou (m²).

d=168.3

dd

dex=170mm

D'après le schéma, la surface de passage d'un trou (f) se calcule comme suit

$$f = \pi \times 0.1683^2 \times 4$$

$$f = 22.24 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

Où :

di : diamètre intérieur (mm).

Donc :

$$W=349.2/(3600*2*10*22.24*10^{-3})$$

$$W= 0.436 \text{ m/s}$$

III.1-7- calcule du temps de décantation

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante [22] :

$$T_d = L1/ Vd \dots\dots\dots (III-19)$$

Tel que : Td : temps de décantation en seconde.

L1 : distance entre l'électrode inferieur et l'interface (0.2m)

$$T_d = 0.2/9.249 \cdot 10^{-4}$$

$$T_d = 216.239 \text{ sec}$$

$$T_d = 3.603 \text{ minutes}$$

III.1.8-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.

L'optimisation est basée sur le calcul de deux paramètres essentiels qui sont : efficacité du dessaleur et celle du dessalage, exprimés par les formules suivantes:

$$\beta = \frac{Z \left(Se + \frac{X \cdot Sw}{100} \right)}{Y + X} \dots\dots\dots(III.20)$$

β: Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en mg/l ;

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

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

X: Teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur (%) ;

Y: Quantité d'eau de lavage ;

CHAPITRE III CALCUL ET VÉRIFICATION

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

On a comme donné de départ :

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

$$S_w = 720 \text{ mg/l.}$$

$$X = 1\%.$$

$$Y = 0.05468 \%$$

$$Z = 0.05 \%$$

$$\beta = (0.05[270 + (1 \times 720)/100]) / (0.05468 + 1)$$

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

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e} \times 100 \quad \dots\dots\dots(\text{III.21})$$

Où :

E: Efficacité de dessaleur en %.

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

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

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

$E = 94,814\%$

L'efficacité de dessalage est donnée par la formule suivante [20] :

$$E_p = \frac{S_e - S_s}{S_e - A} \times 100 \quad \dots\dots\dots(\text{III.22})$$

$$E_p = \frac{270 - 14}{270 - 12.80} \times 100 = 99.53\%$$

III.2- Conclusion :

A partir des résultats nous concluons que lorsqu'on augmente les trois paramètres (température, taux d'injection d'eau, concentration de désémulsifiant) la salinité du brut de sortie diminue ainsi que l'efficacité de dessalage, mais la variation des paramètres est limitée par d'autres facteurs comme la température qui ne doit pas dépasser la température de design de dessaleur.

Le changement climatique durant l'année ne permet pas d'atteindre la température d'entrée idéal de brut et affecte mal sur l'efficacité de dessaleur.

*L'emplacement d'un échangeur est indispensable afin d'assurer la température d'entrée de brut dans le dessaleur

Conclusion générale

Conclusion générale

L'étude qui a été menée porte sur la section de dessalement de l'eau pour éliminer les sels présents dans le pétrole brut afin d'éviter les problèmes de corrosion et d'encrassement des équipements pétroliers en aval. Comme notre étude est basée sur le suivi et l'étude de l'efficacité du dispositif de dessalement et s'il donne toujours la qualité idéale ou n'enlève pas les sels du pétrole brut .

Et nous avons remarqué que l'équipement de dessalement d'UTBS a jusqu'à présent produit des résultats concluants et satisfaisants.

Référence

Bibliographique

RÉFÉRENCE BIBLIOGRAPHIQUE

Référence bibliographique :

- [1] X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip
PARIS .1985.
- [2] Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19-
3. 198.
- [3] S.E.CHITOUR. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2).
Office des Publications Universitaires L'Algérie .1983.
- [4] V.PROSKOURIAKOV et A. DRABKINE. La chimie du pétrole et du gaz. Edition MIR.
MOSCOU.1981.
- [5] J.F. GRAVIER Propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [6] P.WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972
Paris.
- [7] P.WUITHIER. Raffinage pétrochimie et génie chimique. Édition Technip (PARIS). 1971.
- [8] ASTM Standards.
- [9] J.P .WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers.schéma de fabrication. Edition Technip
1994.
- [10] Document de TOTAL ; Manuel de formation ; Cours exp-pr-eq090 ; 2007 ; p 4-97
- [11] Olivier Doumeix. Opérations unitaires en génie biologique.
- [12] M.AMOUR. Essai de puits station .vol 3. décembre 1969
- [13] WAUQUIER, Jean-Pierre. Le raffinage du pétrole Tome II Procédés de séparation.
Paris: Edition TECHNIP, 1998. 655p. ISBN 2-7108-0729-7

RÉFÉRENCE BIBLIOGRAPHIQUE

[14] WWW.echa.eu

[15] Document de SONATRACH. Manuel opératoire de L'unité traitement brut HASSI

MESAOUUD sud UTBS. (2010).

[16] L. COHEN SOLAL ; MANUEL OPERATOIRE ; Saipem ;2009 ; pages.25-63.

[17] 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.

[18] J.P.WAUQUIER. Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation. Édition Technip.

Tome 2. (1998).

[19] Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) :
Raffinage. Boumerdes, (2003).

[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.

[21] J.M.BOUMANN. Dessalage du pétrole brut sur champs de production. Revue IFP.
(2011).

[22] C.LABBE .Etude du dessalage d'un pétrole brut .Revue IFP. (1958).

