

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 Pétrochimique.

Présenté par : Amokrane Katia Dania & Benslimane Yassine

Thème

Simulation et optimisation de procédé de dessalage à l'UTBS Sud-Est Algérie

Soutenu publiquement le :

26/06/2021

Devant les jurys composé de :

Mr. Segni Ladjel	PR	Président UKM Ouargla.
Mme.Akchiche Zineb	MAA	Examinatrice UKM Ouargla.
Mr. Goudjil Med Bilal	MCB	Encadreur UKM Ouargla.

Année universitaire : **2020/2021**

REMERCIEMENT

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

Nous tenons à exprimer nos remerciements à Monsieur Goudjil Mohamed Bilal pour avoir dirigé ce mémoire, nous exprimons toute nos reconnaissances pour avoir initiée et accompagnée tout au long de notre travail et pour la confiance qu'il nous accordée durant cette période de préparation du mémoire.

Nous remercions chaleureusement mes dames et messieurs les membres du jury d'avoir accepté de consacrer de leur temps pour juger ce travail.

Nous remercions les travailleurs du Complexe Industriel (utbs) pour leur accueil et leur aide durant le stage que nous avons effectué dans leurs structures.



DEDICACE

C'EST AVEC TOUTE MON AFFECTION QUE JE Dédie CE MODESTE TRAVAIL à :

Mes très chers parents pour leur amour, patience, confiance, éducation et sacrifice, et sans leur soutien je ne serais pas arrivé à ce que je suis ;

Mes chers frères ;

MES Chères AMIS HOUDA, Soulef, chaima ;

Et A tous ce qui me connaisse de prêt et de loin.

Katia

Je tiens à dédier ce travail ;

À ma très chère mère

À mon très cher père

À Mes très chères frères et sœurs

À tous mes amis et mes collègues

Yacine



Résumé

Le dessalage est une opération très importante pour assurer le bon fonctionnement des différents traitements pétroliers et éviter ses conséquences telles que la Corrosion des équipements. La commercialisation du brut, est régie par des contrats qui fixent en particulier les teneurs en sels et en eau (40 mg/l en sel, et d'ordre de 1% en eau)

Nous consacrerons ce travail d'étude à l'unité de dessalage du pétrole brut dans le centre de Traitement « UTBS » ou nous traitons le problème des sels existant dans le brut. Nous nous concentrerons sur les unités de dessalage Electrostatique et sa vérification de calcul, après, nous optimisons ces paramètres avec l'utilisation du logiciel HYSYS V, 10 afin d'améliorer le rendement de l'usine en cours de fonctionnement.

Abstract

Desalting is a very important operation to ensure the proper functioning of the various petroleum treatments and to avoid its consequences such as equipment corrosion. The marketing of crude oil is governed by contracts which fix in particular the salt and water contents (40 mg / l in salt, and around 1% in water)

We will devote this study to the crude oil desalination unit in the center of treatment "UTBS" where we treat the problem of salts existing in the crude. We will focus on the Electrostatic Desalting Units and its calculation verification, then we optimize these parameters with the use of the HYSYS V, 10 software in order to improve the efficiency of the plant during operation.

Key words: crude oil, desalination, salts, water, emulsion, operating parameters.

ملخص

تعد عملية التحلية مهمة للغاية لضمان حسن سير المعالجات البترولية المختلفة ولتجنب عواقبها مثل تآكل المعدات يخضع تسويق النفط الخام للعقود التي تحدد بشكل خاص محتويات الملح والماء (40م / لتر في الملح ، وحوالي 1 ٪ في الماء) سوف نخصص هذه الدراسة لوحدة تحلية الزيت الخام في مركز المعالجة "UTBS" حيث نعالج مشكلة الأملاح الموجودة في الخام. سنركز على وحدات التحلية الكهروستاتيكية والتحقق من حساباتها ، ثم نقوم بتحسين هذه المعلمات باستخدام برنامج HYSYS V، 10 من أجل تحسين كفاءة المحطة أثناء التشغيل.

SOMMAIRE

<u>Introduction Générale</u>	2
<u>CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA RÉGION D'ETUDE</u>	
<u>Introduction</u>	5
<u>I.1. Présentation du champ Hassi Messaoud</u>	6
<u>I.2. Présentation de l'entreprise SONATRACH</u>	6
<u>I.3. Présentation de l'UTBS</u>	6
<u>I.3.1. Vue Générale de l'UTBS</u>	6
<u>I.3.2. Hygiène de sécurité</u>	7
<u>I.3.3. Systèmes</u>	7
<u>I.3.3.1. Réseau de collecte du brut non stabilise vers l'UTBS (Le Manifold)</u>	8
<u>I.3.3.2. Séparation</u>	9
<u>I.3.3.3. Dessalage</u>	9
<u>I.3.3.4. Stabilisation</u>	10
<u>I.3.3.5. Stockage et expédition</u>	11
<u>I.3.3.6. Package de comptage d'huile stabilise</u>	12
<u>I.3.3.7. Système hors spécification (hors-spec)</u>	12
<u>I.3.3.8 Compression – expédition du gaz</u>	12
<u>CHAPITRE II : SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE</u>	
<u>Introduction</u>	14
<u>II.1. Le dessalage</u>	14
<u>II.2. Nature des sels</u>	15
<u>II.2.1. Cause de formation des sels</u>	15
<u>II.2.2. Les inconvénients des sels</u>	16
<u>II.2.2.1. Bouchage des tubes de process</u>	16
<u>II.2.2.2. Corrosion</u>	16
<u>II.2.2.3. Altération</u>	17
<u>II.3. Phénomène d'émulsion</u>	17
<u>II.3.1. Les émulsions dans l'industrie pétrolière</u>	18
<u>II.3.2. Conditions de formation d'une émulsion</u>	19
<u>II.3.3. Stabilité d'une émulsion</u>	19

II.3.4. Étapes de désintégration des émulsions	19
<u>II.4. Dessalage du pétrole brut</u>	21
II.4.1. Diffusion des sels	21
II.4.2. Coalescence	22
II.5. Principaux équipement dans la section de dessalage	23
II.5.1. Dessaleur	23
II.5.1.1. Paramètre de réglage du dessaleur et leur influence	23
II.5.1.2. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique	25
II.5.1.3. Ballon tampon	25
<u>CHAPITRE III</u>: Description de la partie pratique de l'unité	
III.1. Le fonctionnement du dessaleur	27
III.2. Les éléments du dessaleur	28
III.2.1. Tuyauteries intérieures	28
III.2.2. Le diffuseur d'entrée	29
III.2.3. Les électrodes	29
III.2.4. Instrumentation et liaisons électriques	29
III.2.5. Opération de lavage de boue	30
III.3. CRITICITE DU DESSALEUR	30
III.4. PROCESS ASSOCIE	31
III.4.1. Echangeur de préchauffage	31
III.4.2. Vanne de mélange	31
III.4.3. Produit chimique	32
III.4.4. Eau de lavage	32
III.4.5. By-pass de l'unité	32
III.5. Paramètre de fonctionnement	32
III.5.1. Les opérations	32
III.5.1.1. Paramètres	32

CHAPITRE IV: Simulation et Optimisation

<u>Introduction</u>	36
<u>IV.1. Dimensionnement de dessaleur de l'UTBS</u>	36
<u>IV.2. Collecte des données</u>	37
<u>IV.2.1. Analyse de la Salinités de l'eau de lavage</u>	37
<u>IV.2.2. Analyses de densité du brut et d'eau</u>	37
<u>IV.3. Calcul de quantité de sels présents dans le pétrole brut</u>	37
<u>IV.3.1. Calcul de la quantité de sel</u>	37
<u>IV.4. A l'aide du programme HYSYS, nous étudions les trois paramètres afin d'améliorer le processus d'élimination des sels trouvés dans le pétrole</u>	40
<u>IV.5. Discussion des résultats</u>	43
<u>Conclusion générale</u>	46
<u>Bibliographie</u>	
<u>Annexe</u>	

LISTE DES FIGURES

Figure I.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	5
Figure I.2. Situation géographique de l'UTBS.....	6
Figure I.3. Plan général de l'UTBS	8
Figure. I.4. Dessaleur 1 ^{er} et 2 ^{ème} étage	10
Figure. I.5. Bac de stockage	12
Figure II.1. Exemple de corrosion sur un plateau de distillation de raffinerie	15
Figure II.2. Les différents types d'émulsions.....	18
Figure II.3. Emulsion eau – pétrole vue au microscope	18
Figure II.4. Principe de l'émulsion	20
Figure II.5. Vue en coupe d'un dessaleur	23
Figure III.1. Schéma de premier étage de dessalage	27
Figure III.2. Schéma deuxième étage de dessalage	27
Figure IV.1. Un graphique montrant l'effet de la température sur le processus de dessalement dans le pétrole brut	40
Figure IV.2. Un graphique montrant l'effet de la quantité du produit chimique sur la quantité de sels retirés du pétrole brut	41
Figure IV.3. Graphique montrant que lorsque la température augmente, le pourcentage d'élimination de sel diminue	42

LISTE DES TABLEAUX

Tableau IV.1. Étudier l'effet des changements de température sur le processus de dessalement du pétrole brut	40
Tableau IV.2. L'effet de la quantité du produit chimique sur la quantité de sels retirés du pétrole brut	41
Tableau IV.3. Effet des sels dans l'eau de lavage du pétrole brut sur le processus de dessalement	42

SYMBOLES ET NOTATION

Symbole	Désignation	Unité
TL	Taux de lavage	/
BS&W _e	Teneur en eau et sédiment à l'entrée	%
BS&W _s	Teneur en eau et sédiment à la sortie	%
d ²⁰	Densité à 20°C	/
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)
E _c	Champ critique	V/cm
E _l	Champ électrique entre l'électrode inférieur et le niveau d'eau	V/cm
Q	Débit de la charge	m ³ /h
S _e	Salinité à l'entrée	mg/l
S _s	Salinité à la sortie	mg/l
T, t	Température	°C
T _d	Temps de décantation	Mn
T _s	Temps de séjour	Mn
TDS	Teneur en matières dissoute et matières en suspension	mg/l
V	Volume du dessaleur	m ³
V _d	Vitesse de décantation	m/s
X	Taux de lavage	%
Y	Teneur en eau dans le brut a l'entrée de dessaleur	mg/l
Z	Teneur d'eau dans le brut a la sortie de dessaleur	mg/l



INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, la transformation de la structure industrielle et le développement démographique font accroître de jour en jour la demande en produits pétroliers du marché interne et externe selon des normes bien précis. Dans ces conditions, la productivité des centres de traitement du brut doivent être au maximum, ce qui rend la recherche des nouveaux procédés et l'amélioration de rendement des équipements de traitement un objectif permanent. [1].

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. Le pétrole brut contient en plus des hydrocarbures, l'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 salée dans le pétrole diminue sa qualité ainsi il peut provoquer la corrosion des équipements. Pour ces raisons, la chaîne de traitement du brut comporte un dessaleur ; Il existe trois méthodes pour le dessalage, mécaniques qui se basent sur la différence entre les densités des phases à séparer, chimiques qui consistent à utiliser des composés chimiques pour éliminer les émulsions et enfin électriques qui sont les plus utilisées.

Actuellement, la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs qui fixent les spécifications du pétrole mis en vente en particulier les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courants sont de 40(mg /l) pour la teneur en sel et de l'ordre inférieur à 1% pour l'eau. L'élimination de ces sels et d'eau est indispensable, à tous les niveaux des traitements du brut et cela, nécessite l'installation d'unités de dessalages [2].

Dans notre travail, nous allons examiner l'influence des trois paramètres (la température, taux de lavage, dés émulsifiant) qui influent sur l'opération de dessalage, afin de comprendre cet influence de ces paramètres, nous allons changer ces dernier au niveau de laboratoire, en autre on fera les calculs de vérification des dimensions du dessaleur électrostatique de l'UTBS, enfin nous analysons et discutons les résultats avec HYSYS.

Ce mémoire est organisé selon les chapitres suivants :

- Le 1^{er} chapitre comporte une présentation du champ de Hassi Messaoud et l'unité UTBS.
- Dans le 2^{ème} chapitre on a focalisé sur la description de procès et du procédé étudié (généralité sur le dessalage)
- Le 3^{ème} chapitre nos Matériels et Méthodes,
- Dans le 4^{ème} chapitre il est devisé en 3 parties :
 - Simulation et vérification des résultats du cas design.
 - Simulation du cas actuel, la comparaison entre le cas design et le cas actuel.
 - Optimisation des paramètres de fonctionnement du dessaleur.
- Le travail s'achève par une conclusion générale.

CHAPITRE I



Présentation de la zone d'étude

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. [3]

I.1. 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 les plus complexes du monde (Figure I.1)



Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.2. 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 tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde.

I.3. Présentation de l'UTBS : [4]

I.3.1 Vue Générale de l'UTBS :

L'UTBS est une unité de traitement de brut Sud destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée 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.

Le site est situé à 7 Km au Sud-ouest du Centre Industriel Sud (CIS). (Figure I.2)

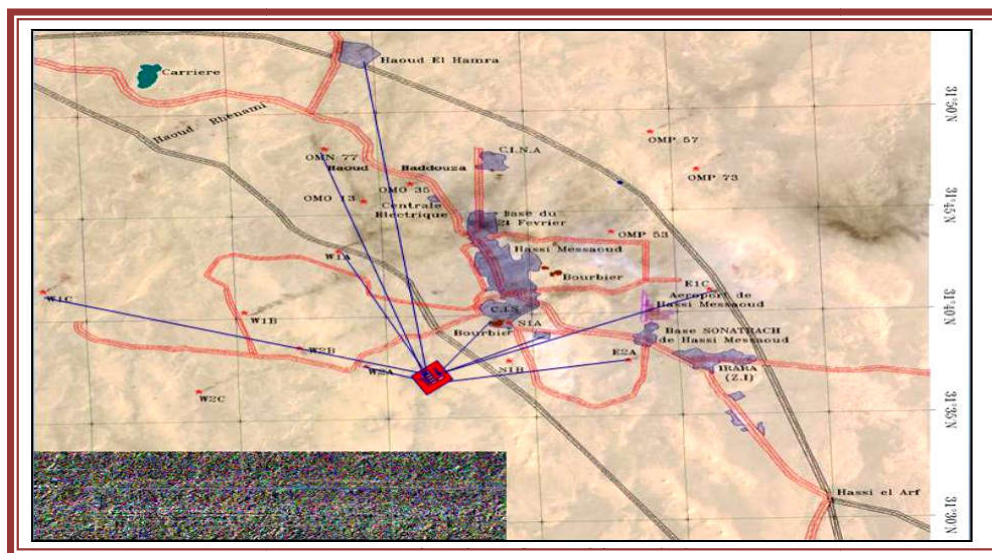


Figure I.2 : Situation géographique de l'UTBS.

L'UTBS est composée de 3 trains de traitement d'huile de 100 000 barils par jours de capacité normale de traitement chacun et de 4 trains de compression du gaz associé

Le traitement consiste à dessaler et à stabiliser le brut provenant des satellites. Le gaz associé est utilisé comme gaz combustible, l'excédent étant envoyé vers l'unité de GPL située au CIS. L'eau nécessaire au lavage du brut provient de deux puits d'eau d'albien. Les eaux huileuses traitées sont envoyées vers l'unité d'injection d'eau ou, vers le bassin d'évaporation.

L'UTBS a été mise en service en septembre 2010 et elle a pour objectif :

- D'améliorer les spécifications des produits ;
- D'augmenter la production d'huile stabilisée ;
- Atteindre 80% de la production totale d'huile stabilisée ;
- Délocalisation et amélioration de la sécurité des installations ;
- Produire en toute sécurité.

Les caractéristiques de l'huile stabilisée à UTBS sont les suivantes :

- **Tension de vapeur Reid (TVR)** : Inférieure ou égale à 10 psi en hiver et inférieure ou égale à 7 psi dans le cas été ;
- **Teneur en eau et sédiments (BSW)** : Inférieure ou égale à 0.1% vol ;
- **Salinité** : Inférieure ou égale à 40 mg/L.

I.3.2. Hygiène de sécurité :

La présente induction HSE est obligatoire pour toute personne visitant l'unité pour la première fois.

Il est interdit :

- De fumer
- D'utiliser le téléphone portable en toutes zones sauf dans les bâtiments administratif
- D'utiliser un appareil photo et caméra (sauf autorisation)

Il est obligatoire de porter les équipements de protection individuelle:

- La protection de la tête par le casque de sécurité
- La protection des yeux par les lunettes de sécurité
- La protection auditive par des bouchons d'oreilles
- La protection des pieds par les chaussures de sécurité

I.3.3 Systèmes :

L'unité UTBS comprend les principaux systèmes procédés, utilités et infrastructures suivants :

1. Réseau de collecte du brut
2. Séparation de brut
3. Dessalage
4. Stabilisation
5. Stockage- expédition comptage et système hors spécification
6. Compression de gaz
7. Traitement des eaux huileuses
8. Eau brute et eau potable

9. Drains ouverts
10. Drains fermés
11. Gaz combustible
12. Réseau de torche
13. Air instrument- Air service- Azote
14. Injection de produits chimiques
15. Station d'épuration des eaux usées
16. Stockage et distribution du diesel
17. Stockage, régénération et distribution d'huile de lubrification
18. Réseau incendie
19. Poste d'arrivée électrique de 30 kV et sous station électrique 30/5,5/0 ,4 kV
20. Groupe électrogène de 1.5 MVA
21. Système DCS/ ESD/ F&G et salle de contrôle
22. Système télécom
23. Bâtiments (sécurité, atelier, postes de garde, laboratoire, camp DSP).

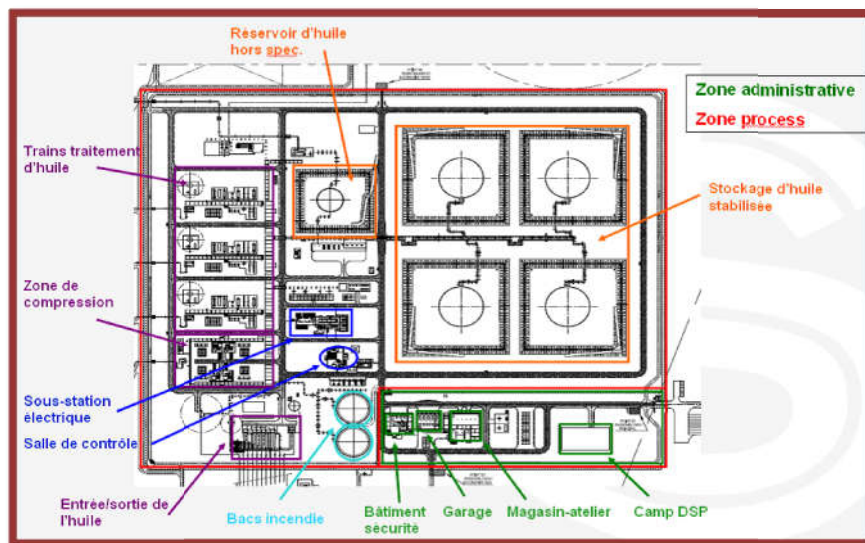


Figure I.3 : Plan général de l'UTBS.

I.3.3.1 Réseau de collecte du brut non stabilisé vers l'UTBS (Le Manifold) :

Le manifold M01 est constitué de deux collecteurs : un 24'' opérant à une pression normale (13,5 bar) en phase liquide alimentant les trois unités d'huile et le système hors-spéc, et un 16'' opérant à basse pression (3 bar) en phase mixte alimentant le système hors-spéc lorsque les pompes d'expédition d'huile de deux satellites au maximum sont hors-service.

L'UTBS comprend trois trains de traitement d'huile identiques pouvant produire chacun 100 000 barils par jour d'huile stabilisée à partir du brut provenant des

satellites existants. Le brut non stabilisé provenant des satellites existants est répartie vers les trains de traitement de l'UTBS si le débit d'huile provenant des satellites est supérieur à la capacité des trains de traitement en service, l'excédent est dirigé vers l'unité de traitement d'huile hors-spec.

1.3.3.2 Séparations :

A- Séparateur tri-phasique :

Le séparateur tri-phasique constitue le premier étage de séparation. Il reçoit l'huile provenant des satellites, ainsi que les condensats récupérés dans les KO drum inter-étage de la compression et l'huile recyclée provenant du système d'huile hors-spec.

Le séparateur tri-phasique est opéré à 6.5 bar. Le gaz est envoyé par contrôle de pression vers la compression via le collecteur de gaz de flash, l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité. L'huile est envoyée par contrôle de niveau vers le réchauffeur d'huile. Etant donnée la faible quantité d'eau attendue dans le brut provenant des satellites où une première séparation a été réalisée, l'eau de procédé est collectée dans un appendice ("boot") et elle est envoyée par contrôle de niveau vers l'unité de traitement des eaux huileuses.

B- Le séparateur bi-phasique :

Le séparateur bi-phasique qui constitue la deuxième étape de la séparation il est opéré à 5 bars.

Il consiste à séparer gaz et huile. Le gaz de flash dû à la chauffe dans le réchauffeur d'huile et à la détente à 5 bars dans le séparateur bi-phasique 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 pompé du séparateur bi-phasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales.

Le séparateur bi-phasique est équipé d'une plaque de tranquillisation pour améliorer la séparation ainsi que d'un dévésiculeur installé sur la sortie gaz pour limiter l'entraînement de liquide vers le collecteur de gaz flash. Un analyseur d'eau dans l'huile est installé sur la sortie huile du séparateur bi-phasique

1.3.3.3 Dessalage :

L'huile provenant du séparateur bi-phasique passe à travers le dessaleur, le package de dessalage permet de diminué la teneur en **BS&W** à la sortie du package à 0,1% volume et la concentration en sel à 20 mg/l équivalent NaCl afin de respecter les spécifications en eau et sel de l'huile stabilisée au niveau du stockage (concentration en sel inférieure à 40 mg/l et

BS&W inférieure à 0,1% volume garantie en sortie de l'UTBS) et de limiter l'encrassement de la colonne par dépôts de sel

Le mélange brut-eau de gisement est émulsifié avec de l'eau de lavage recyclée des 1^{er} et 2^{ém} étages de dessalage. 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. 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 huileuse. Une partie de l'eau est recyclée vers l'entrée du premier étage.

Le brut sortant du premier étage de dessalage est ensuite mélangé avec de l'eau de lavage constitué d'un mélange d'eau brute et d'eau de recirculation vers le deuxième étage de dessalage. Un mélange efficace est recrée. L'huile et l'eau sont de nouveau coalescées dans le deuxième étage de dessaleur opérant à une pression de 10,5 Bar à 70°C, toujours sous l'action d'un champ électrostatique. Pour être en grande partie recyclée vers le premier étage grâce aux pompes de recyclage du deuxième étage, le reste étant renvoyé vers l'entrée du deuxième étage.

Une injection de dés émulsifiant 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. I.4 : Dessaleur 1^{er} et 2^{ém}e étage

1.3.3.4 Stabilisation :

L'huile dessalée alimente la colonne de stabilisation. 20% du débit alimente directement la tête de la colonne (alimentation froide), 80% du débit alimente le préchauffeur de la colonne

de stabilisation (alimentation chaude de la colonne). Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux calandres en série. Chaque calandre peut être by-passée, la température de l'huile provenant du package de dessalage est de 70°C environ. Elle passe côté tubes et elle est chauffée par l'huile stabilisée qui passe côté calandre. Afin d'optimiser la récupération de chaleur, la température de l'huile stabilisée en sortie du préchauffeur, côté calandre, est régulée à 120°C.

- **Ré-bouillage (Four) :**

Le four de ré-bouillage est un four à tirage naturel à quatre passes. Le débit vers les passes est équilibré manuellement. Le four dispose de six brûleurs et six pilotes. Le gaz provient du système de gaz combustible. Un pot de récupération est installé en amont du package de gaz combustible pour collecter le liquide éventuellement présent dans le gaz. Chaque four dispose de son propre ballon d'azote haute pression pour permettre l'étouffement du four en cas d'incendie.

L'huile stabilisée chaude (entre 135°C dans le cas d'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 de sa chaleur à l'huile non stabilisée.

- **Aéro – Réfrigération :**

Les Aéro-réfrigérants permettent le refroidissement final avant stockage qui est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée, constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à variables.

1.3.3.5 Stockage et expédition :

En sortie des Aéro-réfrigérants, l'huile provenant des différentes unités de traitement alimente les bacs de stockage à toit flottant via le collecteur commun d'huile stabilisée. Quatre bacs à toit flottant sont installés. La capacité de chaque bac correspond à la production journalière de l'UTBS. En fonctionnement normal, un bac est en remplissage et un bac est en vidange. Les pompes booster et les pompes d'expédition, installées en série, permettent d'expédier l'huile stabilisée de l'UTBS vers le centre de stockage de HEH via le pipeline existant de 24'' reliant CIS à HEH.



Figure. I.5 : Bac de stockage

I.3.3.6 Package de comptage d'huile stabilise :

Le débit d'huile expédiée est mesuré par le package de comptage de l'huile stabilisée. Le package de comptage comporte 2 branches en parallèle, un système de prise d'échantillon automatique et d'une ligne de calibration. Chaque ligne de comptage est équipée d'un capteur de débit de type ultrasonique de haute précision et de capteurs de pression et de température permettant la correction du débit expédié. Chaque ligne de comptage dispose de totalisateurs permettant de connaître le volume total expédié.

I.3.3.7 Système hors spécification (hors-spec):

Lorsque le brut ne respecte pas une des spécifications ou en cas de déclenchement des trains (by-pass de l'unité), la production peut être déviée temporairement vers le système hors spécification appelé aussi (hors-spec) pour être progressivement réinjecté dans le procédé ultérieurement.

L'huile stockée est ensuite recyclée à l'aide d'une pompe dans le procédé en amont de l'échangeur brut non traité/brut stabilisé.

I.3.3.8 Compression – expédition du gaz :

Une partie des gaz associés produits dans les unités de traitement sert de gaz combustible pour les besoins de l'usine, l'autre est comprimée et envoyée vers le manifold de l'unité de GPL situé au Centre Industriel Sud (CIS).

CHAPITRE II



SYNTHÉSE BIBLIOGRAPHIQUE

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 (Basic Sediment and Water) 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 d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations [5].

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans le pétrole brut. 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 découverte du dessalage d'un pétrole brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 et due à **COTTRELL**, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols [6].

Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent de 1935 aux États-Unis. Par contre en France ; les dessaleurs électrostatiques ne sont apparus dans les raffineries qu'à partir des années 60. Mais aujourd'hui pratiquement toutes les raffineries sont équipées des dessaleurs électrostatiques [6].

II.1. Le dessalage :

Le dessalage du pétrole brut est une opération essentielle en raffinerie, car elle conditionne la bonne ou mauvaise marche des procédés de traitement du brut. [6]

De plus, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique:

- ✓ Encrassement des échangeurs de chaleur et du four
- ✓ Corrosion au sommet de tête de la colonne de distillation.
- ✓ Résidu atmosphérique chargé en sodium

Donc, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans les eaux de purge du dessaleur; c'est un problème environnemental.



Figure II.1 : Exemple de corrosion sur un plateau de distillation de raffinerie. [6]

Vis-à-vis de l'environnement l'entraînement massif d'hydrocarbures dans les eaux issues du dessaleur induit des sérieux problèmes écologiques que leur résolution nécessite un effort et un coût supplémentaire qui il faut gérer.

Donc l'objectif sera **d'éliminer** :

- L'eau « DESHYDRATATION »
- Le sel « DESSALAGE »

Pour :

- Satisfaire aux spécifications commerciales « BSW < 1% et Salinité < 40 mg ».
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion)

II.2. Nature des sels:

Le pétrole brut peut se trouver dans le réservoir, associé au gaz et à l'eau de formation saline, la production de pétrole s'accompagne d'une production d'eau provenant du gisement. Les sels dans le pétrole brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est la suivante:

- Na Cl (chlorure de sodium): 70 %.
- MgCl₂ (chlorure de magnésium): 20 %.
- CaCl₂ (chlorure de calcium): 10 %.

Ces sels se présentent soit se forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut, par simple décantation on devrait éliminer les sels ionisés.

Pour ce qui concerne les cristaux, leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau: les cristaux s'ionisent puis s'hydratent; l'avantage de ces sels hydratés est la plus grande solubilité dans l'eau. [6]

II.2.1. Causes de formation des sels :

La présence d'eau chargée du sel dans le brut peut avoir des causes d'origines diverses :

[7]

➤ Causes naturelles

Au cours de son déplacement à l'intérieur des pores de la formation, le pétrole se trouve lié à l'eau de gisement, ce qui provoque une mise en émulsion. Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation de certains puits, mais il finit par se manifester au cours de la vie du champ de pétrole.

➤ Causes accidentelles

L'eau émulsionnée dans le brut peut provenir également :

- D'une zone située au-dessus de la couche productrice (elle descend dans ce cas dans la formation par des fissurations du ciment de casing).
- De l'injection est effectuée pour réaliser une récupération secondaire ou tertiaire.

➤ Causes volontaires

Les lavages à l'eau douce pratiqués sur les installations de production pour dissoudre les dépôts du sel et dans le brut pour le dessalé.

II.2.2. Inconvénients des sels :

Comme il a été décrit précédemment les sels présents dans le brut sont dissous dans l'eau, le sel prédominant dans le brut est chlorure de sodium Na Cl mais il est toujours accompagné de sels de calcium, potassium, magnésium, baryum, sous forme de sulfate, carbonates, chlorures et iodure [7], ces composants provoquent plusieurs problèmes lors de traitement du brut parmi lesquels on cite [8]

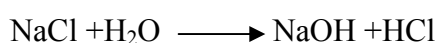
II.2.2.1. Bouchage des tubes de process :

Sous certaines conditions de pression et de température, les sels précipitent et se déposent en augmentant la différence de pression et, comme ils sont de mauvais conducteurs de chaleur, ils diminuent la capacité d'échange dans les fours d'où le risque de provoquer des points chauds [8].

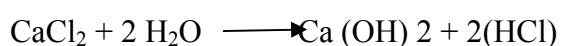
II.2.2.2 Corrosion :

Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température en donnant un hydroxyde et un acide comme suit [8] :

- Le NaCl s'hydrolyse à une température très élevée selon la réaction :



- Le CaCl₂ s'hydrolyse à partir d'une température supérieure à 130°C selon la réaction :



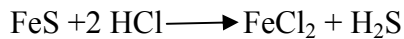
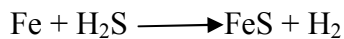
- Le $MgCl_2$ s'hydrolyse à partir d'une température supérieure à $120^\circ C$ selon la réaction :



La corrosion provoquée par la condensation des vapeurs HCl (HCl en solution aqueuse) surtout en tête de colonne et dans les condenseurs de tête où le fer est attaqué par ces vapeurs comme suit :



Cette corrosion devient encore plus importante en présence de H_2S :



Cette corrosion est accélérée par l'augmentation de la température. Pour éviter la corrosion par H_2S et HCl, qui se forme aux cours de chauffage de pétrole brut, on injecte :

- L'ammoniac à l'état gazeux dans la zone d'épuisement et dans la ligne de vapeur de tête de la colonne pour neutraliser l'HCl.

- Un inhibiteur de corrosion formant un film protecteur.

II.2.2.3 Altération :

Certains composés minéraux sont des poisons pour les catalyseurs de craquage et de reformage, la concentration des sels dans les résidus augmentent leurs teneurs en cendre et diminuent leur valeur marchande, les bitumes trop salés s'émulsionnent mal et ne conviennent pour certaines applications pour l'industrie routières [8].

II.3. Phénomène d'émulsion:

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

La nomenclature des émulsions est standardisée par AFNOR. Le liquide dispersé est appelé phase dispersée, interne ou discontinue. L'autre liquide est appelé milieu de dispersion ou milieu externe, et encore phase dispersante ou phase continue [8].

On distingue cependant, trois types d'émulsions, cette distinction s'effectue selon la nature de la phase continue :

- les émulsions eau dans l'huile ou huileuses, E/H pour laquelle la phase interne (dispersée) est

l'eau.

- les émulsions huile dans l'eau ou aqueuses, H/E pour laquelle la phase externe (milieu dispersant) est l'eau.

Les émulsions appelées doubles ou multiples, dont la phase interne est-elle-même une émulsion. Les émulsions multiples peuvent être désignées comme eau-dans-huile-dans-eau (E/H/E) ou huile-dans-eau-dans-huile (H/E/H).

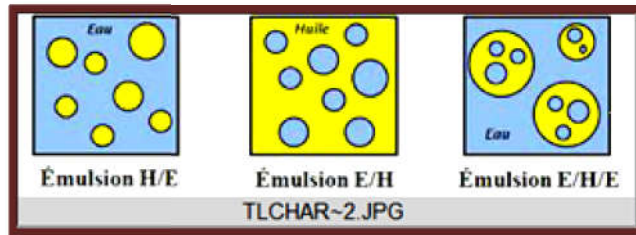


Figure II.2 : Les différents types d'émulsions [9].

II.3.1. Les émulsions dans l'industrie pétrolière :

Dans l'industrie pétrolière, on trouve des émulsions désirables et d'autres non désirables. Des exemples d'émulsions désirables sont les fluides de forage de puits [8], les émulsions pour le transport de brut lourds [10].

Les émulsions indésirables sont principalement, celles qui se forment durant la production du pétrole brut, ce dernier est extrait des réservoirs en même temps que l'eau de gisement et l'eau injectée. Cette association de pétrole et d'eau est soumise au phénomène de cisaillement (pompe) et contribue à la formation d'émulsions bien stabilisées grâce à des émulsifiants naturels.

Il s'agit en général d'émulsions E/H contenant des gouttes de saumure susceptibles d'occasionner des problèmes de corrosion durant le transport et le raffinage

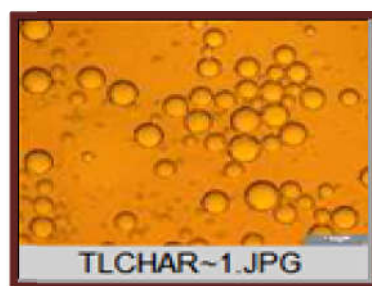


Figure II.3: Emulsion eau – pétrole vue au microscope [11].

II.3.2. Conditions de formation d'une émulsion:

L'émulsion rencontrée dans la production du Pétrole est généralement du type eau dans l'huile (hydrophobe) où la phase continue est le pétrole, et la phase disperser est l'eau. Il y a trois conditions qui permirent la formation d'une telle émulsion [12]:

- Non miscibilité des deux liquides.
- Présence d'agents émulsifiant continus dans le brut (asphaltènes, les résines, les acides organiques, les paraffines, solubles dans l'huile et certains solides finement divisés comme les sulfates de fer, de zinc, et d'aluminium, des carbonates de calcium, de la silice de l'argile et du sulfure de fer), ces derniers se concentrent à l'interface (eau, huile) en formant une barrière autour des gouttes d'eau empêchant ainsi leur coalescence et stabilisant l'émulsion.

II.3.3. Stabilité des émulsions :

La stabilité d'une émulsion est déterminée par le comportement des gouttelettes dispersées dans la phase continue. Sous l'action de la gravité, de mouvement brownien ou d'une force (par exemple électrostatique), les gouttelettes s'entrechoquent. Si lors de leur collision les gouttelettes se coalescent et forme des gouttes plus grosses, la phase dispersée se sépare de la phase continue ; l'émulsion est instable [13].

Il est pratiquement impossible d'obtenir une émulsion stable à partir de deux liquides purs. Des études affirment que seule l'addition d'un ou de plusieurs émulsifiants permet d'augmenter la stabilité cinétique d'une émulsion [14], par contre si elles restent dispersées lors de leur collision, grâce à un troisième élément (émulsifiant), l'émulsion est dite stable.

II.3.4.Étapes de désintégration des émulsions [14] :

Les étapes de désintégration des émulsions est basée sur trois principaux procédés sont:

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

Toute ces procédés représente le même but pour rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes qui décanter rapidement au fond de dessaleur.

- On peut conclure le principe de l'émulsion dans la figure suivante:

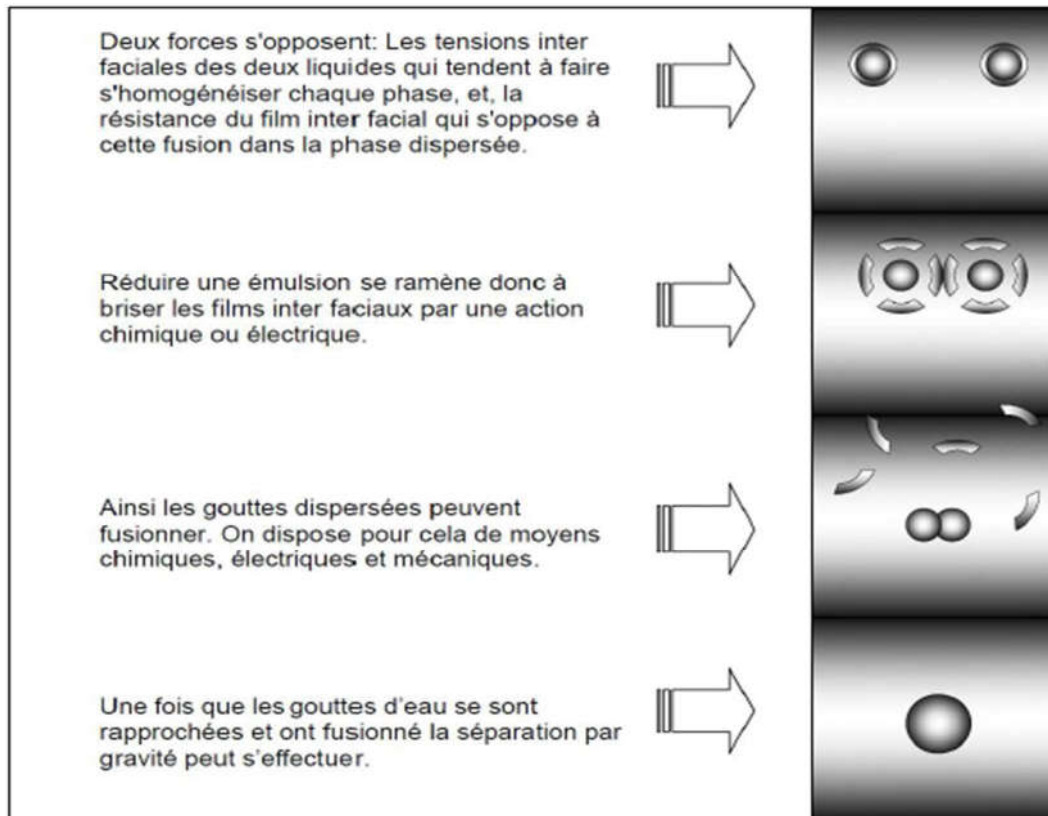


Figure II.4.Principe de l'émulsion [14].

➤ **Procédé mécanique:**

Parmi les procédés mécaniques les plus connus on trouve: la décantation, la centrifugation (l'essorage) et la filtration.

- La décantation:

Le principe de décantation est basé sur la différence de densité entre les gouttelettes d'eau et l'huile pour faciliter la séparation des deux phases. La décantation n'est efficace que pour des émulsions stables

- La centrifugation :

Il est basé sur le lavage du pétrole brut avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80 °C. Ce procédé permet d'atteindre un dessalage presque complet.

- La filtration :

La séparation de l'eau contenue dans le pétrole brut par la filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. En effet les fines gouttelettes d'eau se rassemblent et forment des grosses gouttes d'eau qui s'écoulent facilement par gravité.

➤ **Procédé chimique:**

Ce procédé est très largement utilisé car il est simple et souple. La désintégration de l'agent émulsifiant peut être obtenue par produit chimique (désémulsifiant), selon le mécanisme suivant: [15]

1. L'absorption de l'agent émulsifiant par le produit chimique à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la couche absorbante.
2. La formation d'émulsion inverse.

En présence de l'agent émulsifiant; la dissolution de la couche absorbante de l'interaction de sa réaction chimique.

Il existe plusieurs modes d'injection de désémulsifiant:

- ✓ Dans les puits de production.
- ✓ Dans le train de séparation.
- ✓ Dans la vanne du dessaleur

Le problème est que ces additifs sont généralement de coût très élevé et que leur conditions d'application sont très spécifiques, sans compter que les méthodes de mise en œuvre sont le résultat de tests souvent empiriques, et en tout cas pas du tout optimisés, car on ne comprend pas encore très bien les mécanismes d'action.

➤ **Procédé électrique:**

Le dessaleur électrostatique est l'équipement le plus utilisé pour détruire la stabilité d'une émulsion; la coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par l'utilisation d'un champ électrostatique crée entre les deux électrodes supérieure et inférieure, et par conséquent l'assemblage des gouttelettes d'eau en forment des grosses gouttes qui décantent

II.4. DESSALAGE DU PETROLE BRUT :

La séparation de l'eau et du pétrole brut appelée couramment dessalage ou déshydratation, est une étape importante pour la production du pétrole satisfaisant les spécifications commerciales [16]. Les raffineries traitent uniquement le pétrole dont la teneur en eau et en sels est très basse [17].

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage ;

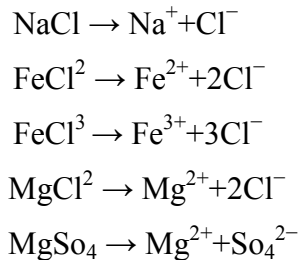
- La coalescence des gouttelettes d'eau ;
- La décantation.

II.4.1. Diffusion des sels :

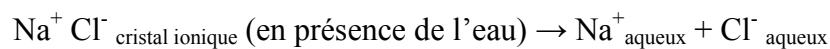
Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels [18].

Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur. Pour améliorer la diffusion des cristaux de sels dans l'eau, on injecte souvent l'eau [18].

L'émulsion eau-brut ainsi formée entre dans le dessaleur et les cristaux de sels commencent à se dissocier selon les réactions ci-dessous sous l'effet commun de l'eau ajoutée et du champ électrique appliqué entre les électrodes [18] :



Les ions produits au cours de cette opération tels que Na^+ , Fe^{2+} , Fe^{3+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} Sont moins stables, ils se trouvent en plus entourés de molécules d'eau qu'on a injectée. Les molécules d'eau jouent parfaitement ce rôle à cause de leur polarité qui leur permet de se mettre autour de ces ions. Etant donné que la plupart des sels sont entièrement solubles dans l'eau, donc les ions libérés plus haut se trouvent enfin solvatés par les molécules d'eau selon la réaction chimique suivant :



II.4.2. Coalescence :

La coalescence est provoquée par un champ électrostatique. Elle s'effectue par le biais des forces d'attraction des gouttelettes entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau (qui tendent à s'orienter) et de l'agitation créée par le champ électrique [18].

La force d'attraction F de gouttelette alignée, d'égale dimension, est égale à [18] :

$$F = K 2 E^2 r^2 \left[\frac{r}{d} \right]^4$$

Avec r : rayon de la gouttelette ;

d : distance entre les centres des gouttelettes (m) ;

E : gradient de tension (V/m) ;

K : constante.

Donc on peut conclure que la coalescence dépend de :

- Du champ électrique
- Du taux d'injection d'eau de lavage ;
- De la température du dessalage.

II.4.3. Décantation :

Sous l'effet du champ électrique les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut [18].

II.5. PRINCIPAUX EQUIPEMENTS DANS LA SECTION DE DESSALAGE :

II.5.1. Dessaleurs :

La figure II.5 donne une vue en coupe d'un dessaleur, avec la répartition de l'émulsion eau-brut des champs mis en œuvre dans le dessaleur, à savoir [18] :

Un champ d'environ 200 V/cm, appelé « champ primaire », qui agit entre l'interface eau-brut et la première électrode ;

Un champ appelé « champ secondaire », qui agit entre les électrodes.

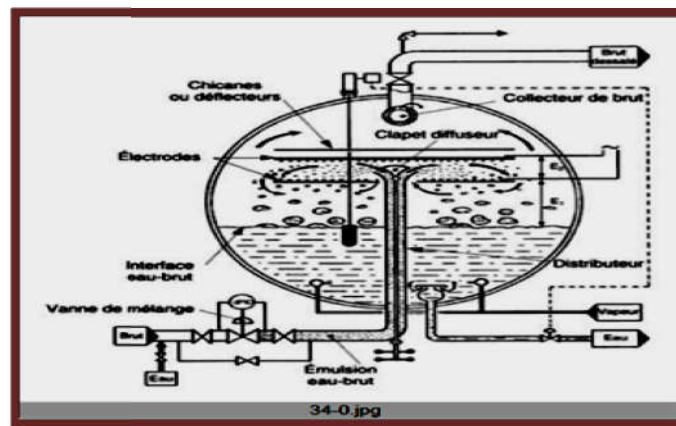


Figure II.5 : Vue en coupe d'un dessaleur [18].

II.5.1.1. Paramètre de réglage du dessaleur et leur influence :

a) 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 dynamique qui est très sensible à ce paramètre, elle conditionne le terme [18] :

$(\rho_{eau} - \rho_{brut})$ Qui caractérise la vitesse de décantation.

Une température trop basse augmente la viscosité et gêne donc la décantation, par contre une température trop haute rend le brut trop conducteur ce qui diminue l'efficacité du champ électrique [18].

b) Niveau d'interface eau-brut :

Le niveau d'eau décantée forme avec l'électrode la plus basse le champ primaire de potentiel zéro. Et toute variation du niveau d'eau perturbe le champ primaire qui est régi par la loi [18] :

$$E1 = \frac{U}{h}$$

Avec

E1 : Champ primaire (V/cm) ;

U : Tension entre les électrodes (V) ;

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

- Si le niveau d'eau est trop élevé, le champ électrique augmente et le temps de décantation diminue et on aura des entraînements d'eau dans le brut dessalé donc perturbation de la stabilisation [18].
- Si le niveau d'eau est trop bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant d'où diminution de l'efficacité du dessalage et entrainement du brut, donc on doit maintenir un niveau constant pour avoir un bon dessalage qui est réalisé généralement par les LCV [18].

c) Taux d'eau de lavage :

L'eau de lavage sert à mouiller les sels et les dissoudre. Le taux d'injection variera avec la salinité du brut à l'entrée. L'injection est régie par la loi de la vitesse de coalescence, il se situe entre 3 et 10 (% volume) [18].

On est limité par un taux d'injection très élevé qui provoque [18] :

- Une augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur d'où risque le déclenchement.
- Entraînement d'eau avec le brut dessalé.

d) Point d'injection de l'eau de lavage :

Il est recommandé de faire cette injection à l'aspiration des pompes de brut. On peut également injecter l'eau soit en amont soit en aval des échangeurs qui amènent le brut à la température de dessalage [18].

e) Perte de charge dans la vanne de mélange :

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

Le choix résulte d'un compromis : une force favorise la dispersion de l'eau dans le brut donc le dessalage, mais en contrepartie si l'émulsion est trop fine sa désémulsion risque d'être difficile [18].

En fait, les pertes de charges optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar (en moyenne) pour les pétroles bruts légers et ne dépasse pas 0,5 bar pour les bruts lourds et visqueux [17].

f) Taux et les points d'injection de désémulsifiant :

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs désémulsifiant [18].

Les taux pratiqués vont de 3 à 10 ppm par rapport au brut. Pour ce qui concerne les points d'injection, ceux-ci sont situés soit dans le brut en amont de la pompe de charge, soit dans l'eau de lavage [13].

II.5.1.2. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :

Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée.

L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 10 % par volume de brut arrivant.

Le mélange de brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle (ΔP) à travers la vanne de mélange.

L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion.

Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire.

Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur [9].

II.5.1.3 Ballons tampons :

Ces ballons sont encore des ballons de détente ; mais ils doivent éviter d'une manière absolue l'entraînement de liquide dans la vapeur, comme le cas se présente à l'aspiration des compresseurs volumétriques. A cet effet, on dispose sur la sortie du gaz

Un empilage de 10 à 15 cm de fins tamis métalliques où les gouttelettes liquides entraînées sont retenues par effet de choc. Il y a lieu de surveiller la perte de charge du matelas

métallique qui risque de s'obstruer partiellement, un manomètre différentiel assure cette

fonction. Il n'existe pas de normalisation de ces tamis et on se contentera de faire confiance au constructeur [20].

CHAPITRE III

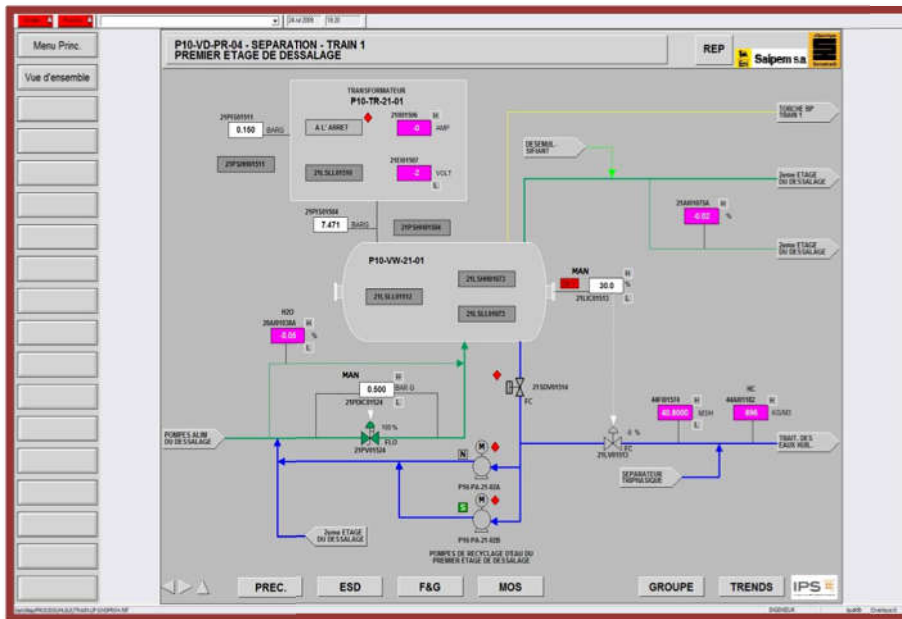


**Description de la partie
pratique de l'unité**

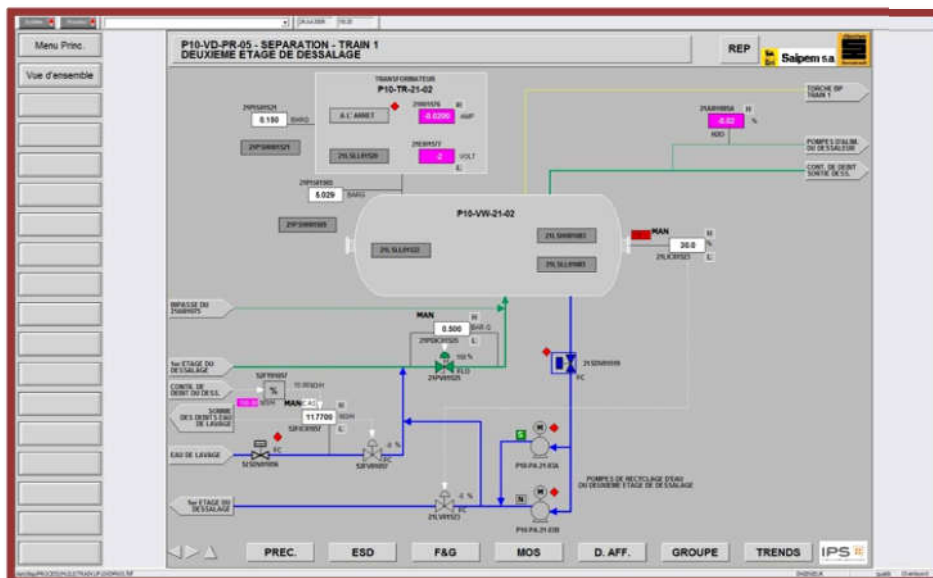
III.1. Le fonctionnement du dessaleur :

Le pétrole brut pénètre dans le dessaleur à une température avoisinant 80°C et une pression d'environ 21 (bars). La pression d'entrée du dessaleur diminue de 1 à 0,4 (bars) environ, par l'intermédiaire de la vanne de mélange pour assurer :

- Le passage du sel de brut vers l'eau de lavage [21].



Figure(III.1): Schéma de premier étage de dessalage.



Figure(III.2) : Schéma deuxième étage de dessalage.

L'eau de décharge de dessaleur de deuxième étage est pompée par une boucle de recirculation et injectée dans le brut entrant en amont de la vanne de mélange du dessaleur de

premier étage. La vanne de mélange sert à amener de l'eau de recyclage moins salée à l'eau salée.

Le brut réchauffé est pompé dans la tuyauterie d'admission du dessaleur de première étage, où il est conduit avec de la saumure recyclée du dessaleur du deuxième étage. Le flux de brut entre dans le dessaleur de premier étage près du fond de dessaleur. Le flux est conduit par les distributions à tuyaux perforés qui se prolongent sur toute la longueur du dessaleur pour une distribution uniforme du brut dans la zone de coalescence.

Le pétrole dessalé sort dans la partie supérieure du dessaleur par une seule conduite de sortie. Le pétrole sortant du dessaleur première étage alimente la vanne de mélange du deuxième étage, où il est combiné avec de l'eau douce pour diluer la concentration de sel dans la saumure.

L'eau douce de dilution est injectée dans le flux de pétrole en amont de la vanne de mélange de deuxième étage avant d'entrer dans le dessaleur [21].

III.2. Les éléments de dessaleur :

Un dessaleur électrostatique est typiquement équipé avec les parties internes suivantes: [21]

III.2.1. Tuyauteries intérieures :

L'unité de dessalage est équipée à l'intérieur de plusieurs ensembles de tuyauteries et chacun à sa propre fonction dans le procédé de l'émulsion.

a. Tuyauterie d'entrée « distributeur d'émulsion :

Deux collecteurs horizontaux sont disposés à la partie inférieure du dessaleur, et chacune se raccorde à la tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution sur lesquelles viennent se raccorder des « tés », avec une extrémité ouverte et dirigée vers le haut.

Le long du distributeur, on peut remarquer la présence d'une multitude de petits trous qui permettent à l'émulsion d'entrer dans la partie principale du dessaleur. Les trous dans le distributeur permettent au liquide d'entrer dans le dessaleur lentement et ainsi de ne pas créer un mélange avec les liquides déjà en place dans le dessaleur.

b. Tuyauterie de sortie du brut dessalé :

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

c. Tuyauterie de l'écoulement d'eau :

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

d. Tuyauterie vapeur :

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

III.2.2. Le diffuseur d'entrée :

Le diffuseur d'entrée est adapté avec des aubes directrices. Le but de ces aubes est de redresser et de produire un écoulement laminaire dans l'émulsion lorsqu'elle entre dans le dessaleur. Le flux laminaire est un flux lisse, stable qui ne causera pas de vagues ou des ondulations dans les liquides qui sont déjà à l'intérieur du dessaleur, ceci afin d'aider les liquides à se séparer de l'émulsion.

III.2.3. Les électrodes :

Constituent le cœur de l'unité de dessalage, ont été spécialement conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement. Il y a trois électrodes de tiges d'acier.

Les électrodes sont alimentées en électricité par des transformateurs. Chaque ensemble des transformatrices réactances est lié aux électrodes à l'intérieur du ballon par l'ensemble d'alimentation de haute tension. Quand le courant électrique est en service, il passe d'une électrode à l'autre pour que l'espace entre les électrodes devienne un champ électrostatique.

L'unité de dessalage est équipée à l'intérieur de plusieurs ensembles de tuyauteries et chacun à sa propre fonction dans le procédé de l'émulsion.

III.2.4. Instrumentation et liaisons électriques :

L'unité de dessalage est prévue avec un tableau électrique local antidéflagrant. Il est équipé de:

1. Presses étoupes et bornes d'arrivée de l'alimentation électrique.
2. Presses étoupes et bornes de départ des liaisons entre le tableau et les ensembles transformateur.
3. Presses étoupes et bornes du connectons avec l'interrupteur de niveau bas.
4. Tableau de commande à distance comprenant :
 - Ampèremètre.
 - Voltmètre.
 - Manomètre.
 - Lampe pilotes.
 - Boutons poussoirs.

- Boite de jonction.

Instrumentation nécessaire pour le fonctionnement du dessaleur est :

- Vanne de mélange.
- Pompe d'injection.
- Transmetteur et contrôleur de niveau.
- Transmetteur de Pression.
- Manomètre.
- Soupape de sécurité.

III.2.5. Opération de lavage de boue :

Le système dessaleur/coalesceurs (10 /20 /30) VW-21-01 /02 est équipé d'un système de lavage de boue. Le système de lavage de boue inclut trois sections de collecteur de lavage et de cuvette de boue pour faciliter le déplacement du sable ou l'accumulation de solide venant du fond de la capacité.

Le collecteur de lavage de boue est équipé de buses à jet. Les buses à jet sont situées sous l'interface de l'eau et autour du périmètre intérieur de la capacité.

Des becs sont orientés sur la cuvette de boue.

Quand le système de lavage de boue est en service, une pompe de secours, pour les pompes de circulation d'eau du dessaleur (10/20/30) - PA-21-02/02, sera mise en service en parallèle avec celle qu'est afin de maintenir la quantité d'eau suffisante vers les buses.

L'opération de lavage de boue sera programmée pendant environ 30 minutes sur une base hebdomadaire, mais dépend des caractéristiques du pétrole brut. La fréquence de lavage de boue

III.3. CRITICITE DU DESSALEUR : [22]

Toutes les fonctions sont essentielles pour la production si l'on considère qu'elles sont nécessaires pour réaliser les spécifications requises du produit en sortie.

Une fonction est néanmoins plus ou moins critique suivant qu'il est nécessaire d'arrêter la production en cas de perte de cette fonction ou bien s'il est possible de fonctionner en marche dégradée durant un certain temps.

En prenant en considération ces critères, on peut considérer que la fonction dessalage représente une criticité moyenne. En effet, l'arrêt de la fonction dessalage n'aura qu'un impact relatif sur la production. Elle n'entraînera pas l'arrêt des installations mais seulement un fonctionnement en marche dégradée.

Même s'il n'existe pas de secours sur le dessalage (coût des installations, taille

des équipements), il est cependant tout à fait possible des by-pass ou bien même de passer à travers cet équipement (seuls les transformateurs se mettront hors service).

Par contre, dans ce cas la spécification de teneur en sel ne sera plus respectée.

Souvent, lorsque l'on démarre un champ, l'unité de dessalage est présente mais elle n'est pas en service car il n'y a pas de présence d'eau dans le brut. C'est seulement après, lorsque le BSW augmente que l'on met la fonction dessalage en service.

III.4. PROCESS ASSOCIE : [22]

Les procédés associés que l'on a l'habitude de rencontrer sur un dessaleur sont les suivants :

- Echangeur de préchauffe de la charge (huile et eau)
- Vanne de mélange
- Produit chimique : désémulsifiant
- Eau de lavage
- By-pass de l'unité

III.4.1. Echangeur de préchauffage :

Le brut et l'eau de lavage sont tous les deux préchauffés en amont du dessaleur.

Le brut est préchauffé pour fondre (« ramollir ») la paraffine qui recouvre la plupart des cristaux de sel. Le chauffage de l'huile réduit aussi sa viscosité ce qui facilitera le cassage de l'émulsion plus tard dans le traitement et donc la coalescence des gouttelettes.

La surveillance du chauffage du brut est nécessaire parce que si la température de l'huile est trop élevée, il se vaporisera dans le dessaleur.

L'eau de lavage est préchauffée pour aider à maintenir la température de l'huile.

III.4.2. Vanne de mélange :

Il est nécessaire de mélanger le brut et l'eau de lavage pour que l'eau de lavage puisse absorber le sel dans le brut. Ceci afin d'assurer que l'eau de lavage soit bien répartie dans le brut pour que le contact entre le sel et l'eau soit maximum.

Ce mélange est fait par la vanne de mélange.

Le mélange du brut et de l'eau de lavage se fait par une baisse de pression à travers la vanne de mélange. Cette baisse de pression se situe dans une gamme de 20

psi à 30 psi.

La quantité d'eau à ajouter au brut est entre 3 % et 5 % par volume de brut.

III.4.3. Produit chimique :

Le désémulsifiant est injecté dans l'huile. Cela aidera à casser l'émulsion plus tard dans le procédé.

La meilleure place pour l'injection de produit chimique est juste en amont de la pompe d'alimentation du brut. L'action de la pompe assurera le mélange de l'huile avec le produit chimique.

Cependant sur certain procédé, le désémulsifiant peut être injecté dans le brut en d'autre point, ou bien il pourra être injecté en plusieurs points.

III.4.4. Eau de lavage :

Elle est injectée en amont de la vanne de mélange située, elle-même, en amont du dessaleur.

L'eau de lavage est injectée en amont du 2ème dessaleur lorsqu'il y a 2 dessaleurs, en général.

Dans ce cas là on utilise le 1er étage de dessalage en déshydrateur. Le BSW à l'entrée du 1er étage est aux alentours de 10%.

A la sortie du 1er étage le BSW est aux alentours de 0.1%, ainsi on peut injecter l'eau de lavage pour dessaler le brut et arriver ainsi aux spécifications.

On pourra utiliser l'eau récupérer en sortie 2ème étage et la renvoyer en recycle sur le 1^{er} étage si besoin.

III.4.5. By-pass de l'unité :

Utilisé pour toute défaillance du système de dessalage ou lors d'arrêt de l'unité pour maintenance.

III.5.PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT : [22]

III.5.1.Les opérations :

L'exploitation d'un dessaleur consiste à lui faire assurer le plus longtemps possible un fonctionnement aux paramètres désirés.

III.5.1.1.Paramètres :

BSW entrée du brut :

BSW résiduel à maintenir à, environ, $BSW_e < 5\%$

Taux de lavage :

$$tL = \frac{\text{Débit eau de lavage}}{\text{Débit de brut à traiter}}$$

Généralement, il est compris entre les valeurs suivantes : **5 % < tL < 12 %**

tL : valeur à ajuster en fonction de la salinité du brut de sortie, globalement, il faut à l'entrée du dessaleur une teneur en eau (eau émulsionnée / eau de lavage) inférieure à 15 %.

Champ électrique :

Réglage avec trois positions, mais en général maintenu à la valeur maxi (2000 à 3000 V/cm).

Si le champ est instable il y a augmentation du courant de fuite signe que l'émulsion n'est pas correctement déstabilisée (il reste trop d'eau dans le champ primaire) ; cas extrême les électrodes sont en court-circuit.

Position de l'interface eau / brut :

Position trop basse :

- Réduction du temps de séjour de l'eau
- Mauvais effet de lavage du brut dans le pied d'eau, s'il y a un lavage, bien sur.
- Diminution du champ primaire, si le champ primaire est situé entre l'interface et les électrodes.
- Dégradation de la qualité de l'eau purgée

Position trop haute :

- Augmentation du champ primaire
- Risque de court-circuit
- Instabilité du champ électrique
- Stabilité à contrôler par la prise d'échantillons

Débit de brut à traiter :

- Débit trop haut par rapport à la valeur nominale :
 - Diminution du temps de séjour dans le dessaleur doit être environ de 10 à 30 minutes
 - Diminution des performances du dessaleur
 - Augmentation du BSW à la sortie du dessaleur

- Débit à la valeur nominale :
 - Favorise une bonne déshydratation
 - Dans les deux cas régler les débits de désémulsifiant

Performances :

- Teneur en eau du brut entrée **< 5 %**
- Teneur en eau du brut sortie **< 0,1 %**

CHAPITRE IV

A decorative frame with ornate, swirling flourishes at the corners, enclosing the chapter title.

Simulation et Optimisation

Introduction :

Étude de certaines variables sur le dispositif de dessalement à travers le programme HYSYS. Dans cette partie on va effectuer les calculs suivants :

- Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.
- Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum.
- Bilan matière.
- Simulation et Optimisation
- Conclusion

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

RANDE URS	VALEURS
1-Pétrole brut:	
*densité (g/cm ³)	[0.7954, 0.7977]
*teneur en sel d'entrée (mg/l)	232
*teneur en sel de sortie (mg/l)	48
*débit d'alimentation (m ³ /h)	700
2-Eau process :	
* taux d'eau de lavage (% vol)	1
*quantité de désémulsifiant (l/h)	1
3-Dessaleur :	
*pression de service (bar)	12
* température de service (°C)	70

IV.2. Collecte des données :

Chaque jour pendant le mois de mars/avril nous avons assisté à la prise des échantillons entrées / sortie des deux étages de dessalages pour les deux doux trains, et à chaque fois que l’occasion nous est offerte nous avons nous même procéder aux l’analyses de détermination du BS&W ainsi que l’analyse de la salinité des différents échantillons sous les directives du responsable laboratoire, aussi chaque jours nous examinons si des perturbations ou anomalies concernant les deux trains

IV.2.1. Analyse de la Salinités de l’eau de lavage :

Après avoir analysé la salinité de l’eau de lavage dans le mois de mars on a obtenu les résultats suivent :

Salinité (mg/l)
2150

IV.2.2. Analyses de densité du brut et d’eau :

Au niveau de laboratoire UTBS nous avons réalisé les mesures des densités du brut :

Date	Densité de brut d15	
	Train 20	Train 30
29/03/2021	0.7961	0.7972
30/03/2021	0.7945	0.7971

IV.3.Calcul de quantité de sels présents dans le pétrole brut :

A- Bilan matière de dessalage :

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'w$$

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

Q_w : Quantité d’eau de lavage (m³ /h).

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

Q’_w : Quantité d’eau de purge (m³ /h).

On a :

$$Q_b = 700 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$Y = Q_w / Q_b$$

$$Y = (1 \times 1) / 100 = 0.01$$

$$Q_w = Q_b \cdot Y = 700 \times 0, 01$$

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

B-Calcul de la quantité de brut dessalé:

$$Q_{wext} = Q_b \cdot 0.001 = 700 \times 0.001 = 0,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

La quantité de brut net (sans eau) :

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

$$Q_d = 700 - 0,7 = 699,3 \text{ m}^3/\text{h}$$

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

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

On a:

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

$$Q'_w = (700 + 7) - 699,3 = 7,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.3.1. Calcul de la quantité de sel :

C1 Et le C2 est la quantité d'AgNO₃ (ml)

$$C1 \text{ AgNO}_3 = 14.53 \text{ g/l}$$

$$C2 \text{ AgNO}_3 = 1.453 \text{ g/l } 58.4428 \text{ g}$$

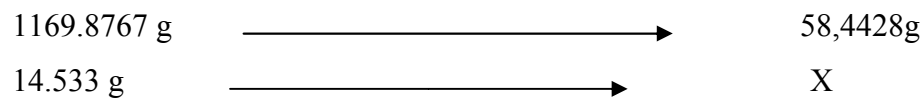
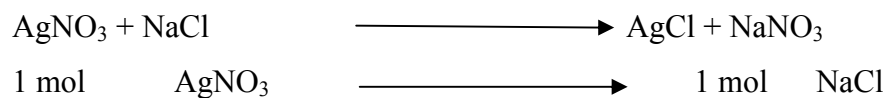
$$Y1 = C1 \times A$$

$$Y2 = C2 \times B - F$$

X quantité de sel (mg/l)

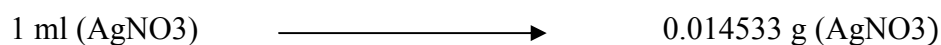
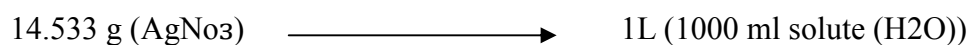
$$X = Y1 + Y2$$

Comment trouver A Et B



$$X = \frac{14.533 \times 58.4428}{169.8767} = 4.9998 \text{ g}$$

$$\approx 5 \text{ g (Nacl)}$$



$$0.014533 \text{ g (AgNO}_3) \longrightarrow \frac{5 \times 0.014533}{14.533} = 0.005 \text{ g}$$

$$= 5 \text{ mg (NaCl)}$$

$$1 \text{ mol AgNO}_3 \longrightarrow 5 \text{ mg NaCl}$$

$$X \text{ (AgNO}_3) \longrightarrow 5 X \text{ mg NaCl}$$

$$X = \frac{5 \times X1 \times 100}{\text{volume de la prise d'essai}} = \frac{500 \times X1}{V_{\text{prise}}} \quad V_{\text{prise}} = 25 \text{ ml}$$

$$X = x.200 \text{ mg/l}$$

$$\text{(NaCl)} = x1.200 \text{ mg/l}$$

$$A = 200 \text{ mg/l}$$

Diluer la solution a 10 fois pour obtenir la solution B

$$B = 20 \text{ mg/l}$$

F est la quantité de sel dans l'eau distillée

$$Y1 = C1 \times A$$

$$Y2 = C2 \times B - F$$

$$X = Y1 + Y2$$

A- Calculez la quantité de sels dans l'eau de lavage :

$$18 \times 20 - 10 = 350 \text{ mg/l}$$

$$9 \times 200 = 1800 \text{ mg/l}$$

$$350 + 1800 = 2150 \text{ mg/l}$$

B- Calculez la quantité de sels dans le pétrole brut entrant dans le dessaleur :

$$1.5 \times 20 - 10 = 30 \text{ mg/l}$$

$$1.06 \times 200 = 212 \text{ mg/l}$$

$$30 + 212 = 232 \text{ mg/l}$$

C- Calcul de la quantité de sels dans le brut produit à partir de Dessaleur 1 et 2 dans chacun des trains 20 et 30 :

Nous prenons une quantité de brut dans chaque expérience 100 ml, le pourcentage d'eau injecté de lavage et désémulsion selon le schéma de changement à 1 paramètre, après agitation pendant 10 minute dans un agitateur magnétique, verser dans l'ampoule et extraire .

Après chaque test, la salinité du pétrole brut est mesurée et l'eau dans laquelle nous avons lavé le pétrole brut est calibrée avec AgNO₃

Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

$$C2 \text{ AgNO}_3 = 1.453 \text{ g/l}$$

$$Y = C2 \times 20 - 10$$

Heure	Train : 20	sortie Dessaleur 1ère étage	Date :28/03/2021
00 :00		$2.65 \times 20 - 10 = 43 \text{ mg/l}$	
08 :00		$2.8 \times 20 - 10 = 46 \text{ mg/l}$	
16 :00		$2.7 \times 20 - 10 = 44 \text{ mg/l}$	

Heure	Train : 20	sortie Dessaleur 2ème étage	Date :28/03/2021
00 :00		$2.5 \times 20 - 10 = 40 \text{ mg/l}$	
00 :00		$2.6 \times 20 - 10 = 42 \text{ mg/l}$	
00 :00		$2.55 \times 20 - 10 = 41 \text{ mg/l}$	

Heure	Train : 30	sortie Dessaleur 1ère étage	Date : 28/03/2021
00 :00		$2.75 \times 20 - 10 = 45 \text{ mg/l}$	
08 :00		$2.6 \times 20 - 10 = 42 \text{ mg/l}$	
16 :00		$2.8 \times 20 - 10 = 46 \text{ mg/l}$	

Heure	Train : 30	sortie Dessaleur 2ème étage	Date :28/03/2021
00 :00		$2.6 \times 20 - 10 = 42 \text{ mg/l}$	
08 :00		$2.5 \times 20 - 10 = 40 \text{ mg/l}$	
16 :00		$2.6 \times 20 - 10 = 42 \text{ mg/l}$	

IV.4.A l'aide du programme HYSYS, nous étudions les trois paramètres afin d'améliorer le processus d'élimination des sels trouvés dans le pétrole :

Le dessalage est une opération qui se fait pour éliminer le sel contenue dans le brut, car ce dernier présente plusieurs inconvénients au niveau des installations (encrassement, bouchage etc.).

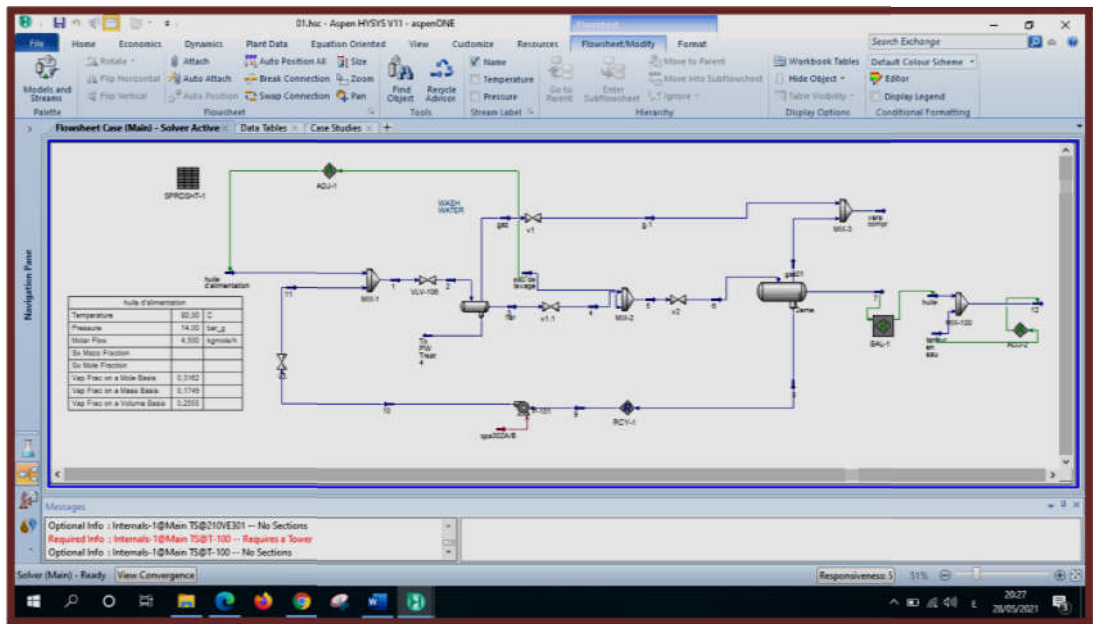
Cette élimination est reliée avec les normes international de la teneur en sel dans le brut (<40 ppm).

Pour améliorer l'efficacité des dispositifs de dessalement, nous transformons l'étude des trois variables à l'aide du programme HYSYS comme suit :

- Température
- Produits chimiques (DESEMULSIFIANT)
- Élimination des sels dans l'eau de lavage

Dans cette partie on va simuler l'opération de dessalage au niveau de laboratoire d'unité de traitement (UTBS) à HASSI MESSAOUD parallèlement avec l'obtention des résultats de la variation réel possible au niveau de dessaleur.

Notre méthode de travail est basée sur la réalisation de l'opération de dessalage au niveau de laboratoire, en variant un paramètre et en fixant les deux autres, et cela pour les trois paramètres (température, eau de lavage, désémulsifiant).



- **L'effet de la température sur le processus d'élimination des sels par le programme HYSYS :**

Tableau (IV.1) : Étudier l'effet des changements de température sur le processus de dessalement du pétrole brut

Température en (C°)	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
Quantité des sels enlevé Mg/L	41	43	44	46	48	50	52	53	55	56	58

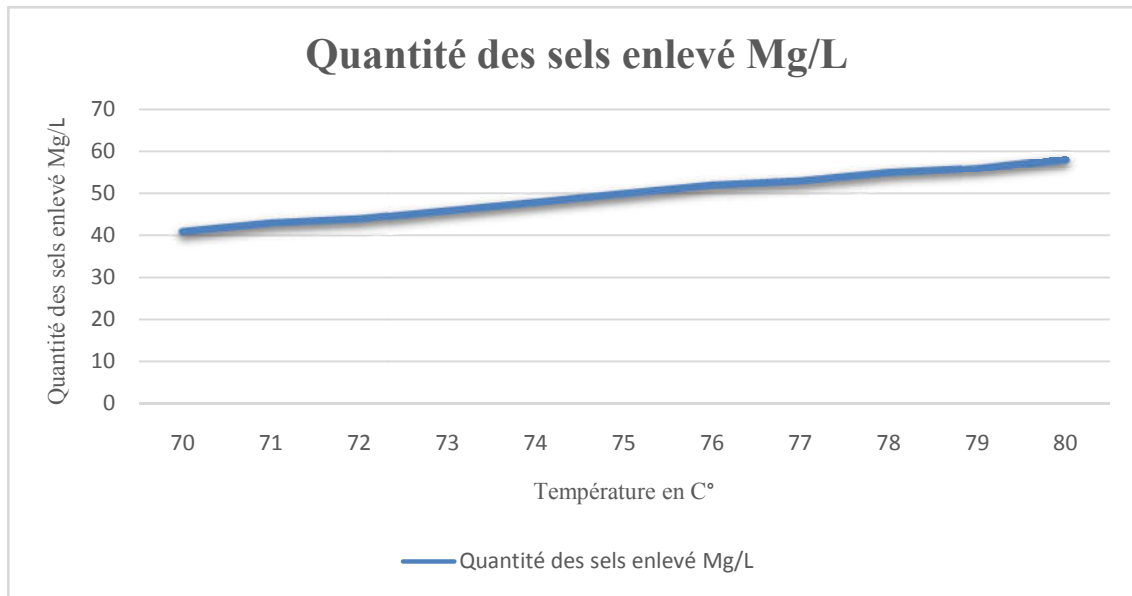


Figure (IV.1): Un graphique montrant l'effet de la température sur le processus de dessalement dans le pétrole brut

- **L'effet d'une substance chimique sur le processus d'élimination du sel sur le programme Hysys :**

Tableau (IV.2) : L'effet de la quantité du produit chimique sur la quantité de sels retirés du pétrole brut

Quantité désémulsifiant (L)	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	80
Quantité des sels en brut Mg/L	48	45	38	32	29	27	24	22	20	20	20

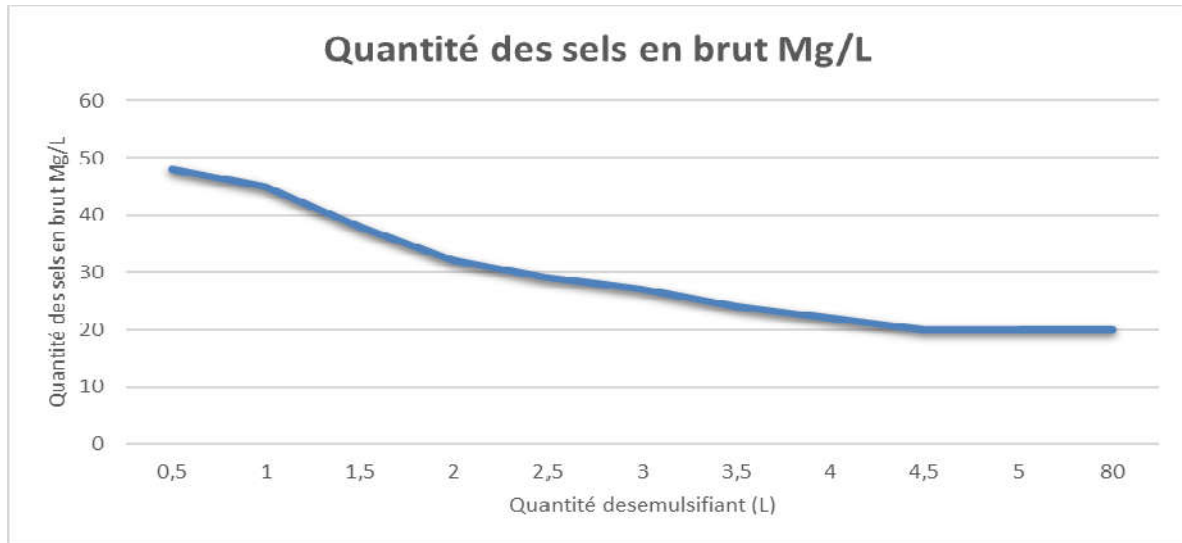


Figure (IV.2): Un graphique montrant l'effet de la quantité du produit chimique sur la quantité de sels retirés du pétrole brut

- **L'effet des sels dans l'eau de lavage sur le processus d'élimination des sels dans l'huile sur le programme Hysys :**

Tableau (IV.3) : Effet des sels dans l'eau de lavage du pétrole brut sur le processus de dessalement

Quantité des sels dans l'eau de lavage Mg/L	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,2	1,4	1,6	1,8	2	2,2
Quantité des sels enlevés de brut Mg/L	30	31	33	34	35	36	37	38	40	42	46

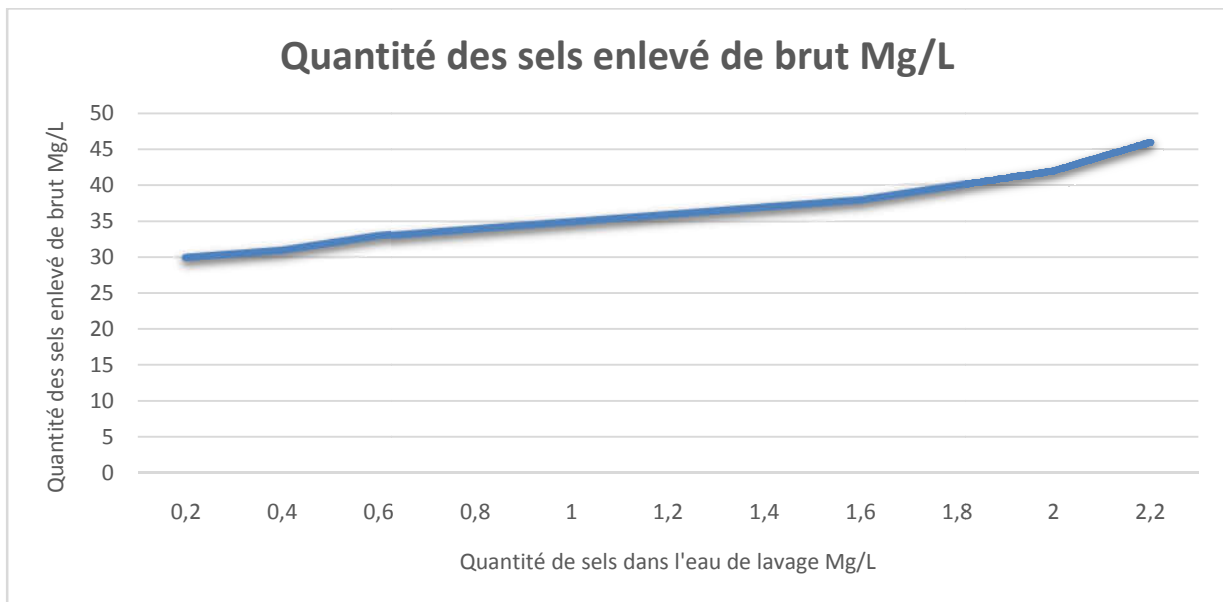


Figure (IV.3): Graphique montrant que lorsque la température augmente, le pourcentage d'élimination de sel diminue

✓ Les meilleurs résultats obtenus grâce au programme HYSYS :

la température °C	Quantité DESEMULSIFIANT (L)	La quantité de sels dans l'eau de lavage mg/l	Quantité de sel enlevé brut mg/l
70	4,5	0.2	8

IV.5.1- Discussion des résultats :

En utilisant le programme HYSYS, nous observons l'effet de (l'eau de lavage, produit chimique et la température) sur le processus de dessalement, et c'est ce que nous remarquons dans la (Figure (IV.2.1)) étude de l'élimination des sels dans le pétrole brut à une température entre [70°C, 80°C] et grâce à cette étude obtenu la température de l'élimination de HYSYS à 70°C avec la stabilité de l'eau de lavage et des produits chimiques.

Dans la (Figure (IV.1)) Nous avons fait l'étude en prenant des différentes quantités et à chaque fois nous remarquons la quantité de sels retirés du pétrole brut, et la meilleure quantité est de 5 litres, tout en stabilisant à la fois la température et la quantité de sels dans l'eau de lavage

Dans (Figure (IV.2)) à chaque fois nous avons retiré une quantité de sels dans l'eau de lavage, et le meilleur résultat que nous avons obtenu était 0,2 de sels dans l'eau de lavage avec stabilisation de la température et la quantité de produit chimique.



**CONCLUSION
GÉNÉRALE**

Conclusion Générale

Le travail que nous avons effectué, au niveau du complexe de traitement de brut au niveau de l'utbs de Hassi Messaoud, et qui rentre dans le cadre du projet du mémoire de fin d'étude, consiste à conclure que l'effet des trois paramètres (température, quantité d'injection chimique et salinité de l'eau), ont un impact direct sur le processus d'élimination des sels dans le dispositif de dessalement.

La simulation par le logiciel « HYSYS » nous a permis d'optimiser les trois paramètres pour améliorer le rendement avec une bonne qualité.

D'après les résultats de notre simulation du cas optimisé nous avons clarifié la possibilité d'améliorer le traitement du brut tout en respectant les spécifications des produits et les normes commerciales exigées.

Nos résultats montrent :

- Les analyses effectuées sur l'eau de dilution on peut conclure que l'eau utilisée pour le lavage doit être une eau neutre et moins salée que le pétrole brut pour un meilleur dessalage du pétrole brut.
- Il faut injecter 4,5L de produit chimique pour assurer un bon dessalement
- On doit rester sur la même température de service de 70°C

Mais il existe une chose qu'il faut la prendre en considération, c'est le coût élevé des produits chimiques, et si nous voulons éliminer les sels dans l'eau de lavage, nous devons ajouter une unité intégrée à ce processus qui coûte cher, il faut donc revoir les facteurs économiques avec le coût de production.

BIBLIOGRAPHIES

Liste des Références

- [1]: BOUSSOURA Abdelhak. Etude de la section de dessalage à l'unité de traitement de HASSI MESSAOUD (CINA). 2017/2018
- [2]: X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip PARIS .1985 .
- [3]: L'impact de modification des paramètres opératoires d'un dessaleur Benlagha Mohammed Issam, ROUAG Mahmoud
- [4]: L. Cohen Solal ; Manuel opératoire ; Saipem ; 2009
- [5]:J.-P ; WAUQUIER ; Le raffinage de pétrole brut ; procédés de séparation ; EDITIONS TECHNIP ; Tom 2 ; 1998 ; pp 240-260.
- [6]: J.P.WAUQUIER ; Le raffinage du pétrole Brut. Procédés de séparation ; Edition Technip. Tome 2; 1998.
- [7]: R.DAVID; Handbook of chemistry and physics. CRD, edition 89eme. (2008). p 9-50.
- [8]: KHODJA Mouhamed. Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales. Thèse de Doctorat. Génie des Procédés et de l'Environnement. Toulouse, 2008, 195p.
- [9]: Livre TOTALE équipement dessaleur MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-EQ090 Révision 0.1.
- [10]: NORMAND, Xavier. L'industrie de raffinage du pétrole. 5ème édition. Paris : Edition TECHNIP, 1978. 363p. ISBN 2-7108-03153-4.

[11]: Didier DALMAZZONE, C & al. « Étude de la cinétique de formation de divers hydrates dans les émulsions eau dans huile », D.Clausse, D. Dalmazzone, B.Fouconnier, M. Kharrat, Congrès Mondial des Emulsions. Lyon, France, 24-27 septembre 2002.

[12]: Document de TOTAL ; Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97.

[13]: Jeffreys G. V., Davies G. A. Coalescence of liquid droplets and liquid dispersions. Recent Advances in Liquid-Liquid Extraction, C. Hanson Ed., Pergamon Presss Chap. 14, 1971, pp 495-584.

[14]: RONDON Miguel. Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Doctorat. Mention Energétique, Transferts et Systèmes Dispersés. Bordeaux, 2006, 119p.

[15]: Sofiane SALHI, Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement d'Ourhoud, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2006, p 50-51-52.

[16]: NORMAND, Xavier. L'industrie de raffinage du pétrole. 5ème édition. Paris : Edition TECHNIP, 1978. 363p. ISBN 2-7108-03153-4.

[17]: R.DAVID; Handbook of chemistry and physics; CRD, édition 89eme; 2008; pp 9-50. (ISBN 142006 ET 978-140066791).

[18]: Mahdi K., Gheshlaghi R., Zahedi G., Lohi A. Characterization and Modeling of a Crude Oil Desalting Plant by a Statistically Designed Approach, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2008, Vol 61, pp. 116-123.

[19]: WAUQUIER, Jean-Pierre. Le raffinage du pétrole Tome II Procédés de séparation. Paris: Edition TECHNIP, 1998. 655p. ISBN 2-7108-0729-7.

[20]: WUITHIER, Pierre. Le pétrole Raffinage et génie chimique Tome II. Paris: Edition TECHNIP, 1972. 1710p. ISBN 2-7108-0211-2.

[21]: HAMDI SOUAD Etude de vérifications d'un Procédé de dessalage du pétrole brut iap boumerdes

[22]: Livre TOTALE équipement dessaleur MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-EQ090 Révision 0.1 PP63-73

A decorative rectangular frame with ornate, symmetrical scrollwork at the corners. The word "ANNEXES" is centered within the frame in a bold, serif font. The frame is composed of two horizontal lines and two vertical lines, with the scrollwork filling the corners.

ANNEXES

❖ Annexe 1 : Résultats des analyses au niveau de laboratoire UTBS



Journée du 28/03/2021

EXPLORATION- PRODUCTION
 DIVISION PRODUCTION
 DIRECTION REGIONALE
 HASSI - MESSAOUD
 DIRECTION EXPLOITATION
 SERVICE CONTROLE

LABORATOIRE UTBS

ANALYSES DU BRUT TRAINS

Heure	Densité 15/4	Salinité (mg/l)		TVR (Kg/cm ²)	BSW (%)	
		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage
TRAIN 10						
00h00	/	/	/	/		
08h00	/	/	/	/		
16h00	/	/	/	/		
TRAIN 20						
00h00	0.7954	43	40	0.640	<0.05	<0.05
08h00	0.7961	46	42	0.610	<0.05	<0.05
16h00	0.7965	44	41	0.620	<0.05	<0.05
TRAIN 30						
00h00	0.7982	45	42	0.620	<0.05	<0.05
08h00	0.7977	42	40	0.620	<0.05	<0.05
16h00	0.7995	46	42	0.620	<0.05	<0.05

EXPLORATION- PRODUCTION
 DIVISION PRODUCTION
 DIRECTION REGIONALE
 HASSI - MESSAOUD
 DIRECTION EXPLOITATION
 SERVICE CONTROLE

LABORATOIRE UTBS

ANALYSES DU BRUT TRAINS

Heure	Densité 15/4	Salinité (mg/l)		TVR (Kg/cm ²)	BSW (%)	
		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage
TRAIN 10						
00h00	/	/	/	/		
08h00	/	/	/	/		
16h00	/	/	/	/		
TRAIN 20						
00h00	0.7954	43	40	0.640	<0.05	<0.05
08h00	0.7961	46	42	0.610	<0.05	<0.05
16h00	0.7965	44	41	0.620	<0.05	<0.05
TRAIN 30						
00h00	0.7982	45	42	0.620	<0.05	<0.05
08h00	0.7977	42	40	0.620	<0.05	<0.05
16h00	0.7995	46	42	0.620	<0.05	<0.05

EXPLORATION- PRODUCTION
DIVISION PRODUCTION
DIRECTION REGIONALE
HASSI - MESSAOUD
DIRECTION EXPLOITATION
SERVICE CONTROLE

LABORATOIRE UTBS

ANALYSES DU BRUT TRAINS

Heure	Densité 15/4	Salinité (mg/l)		TVR (Kg/cm ²)	BSW (%)	
		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage
TRAIN 10						
00h00	/	/	/	/		
08h00	/	/	/	/		
16h00	/	/	/	/		
TRAIN 20						
00h00	0.7949	45	41	0.660	<0.05	<0.05
08h00	0.7968	46	44	0.640	<0.05	<0.05
16h00	0.7945	43	42	0.620	<0.05	<0.05
TRAIN 30						
00h00	0.7970	44	42	0.640	<0.05	<0.05
08h00	0.7985	43	40	0.630	<0.05	<0.05
16h00	0.7971	46	42	0.610	<0.05	<0.05

EXPLORATION- PRODUCTION
 DIVISION PRODUCTION
 DIRECTION REGIONALE
 HASSI - MESSAOUD
 DIRECTION EXPLOITATION
 SERVICE CONTROLE

LABORATOIRE UTBS

ANALYSES DU BRUT TRAINS

Heure	Densité 15/4	Salinité (mg/l)		TVR (Kg/cm ²)	BSW (%)	
		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage
TRAIN 10						
00h00	/	/	/	/		
08h00	/	/	/	/		
16h00	/	/	/	/		
TRAIN 20						
00h00	0.7954	46	42	0.660	<0.05	<0.05
08h00	0.7970	45	41	0.630	<0.05	<0.05
16h00	0.7954	43	40	0.600	<0.05	<0.05
TRAIN 30						
00h00	0.7984	44	41	0.610	<0.05	<0.05
08h00	0.7995	46	43	0.620	<0.05	<0.05
16h00	0.7977	43	41	0.610	<0.05	<0.05

❖ Annexe 2 :

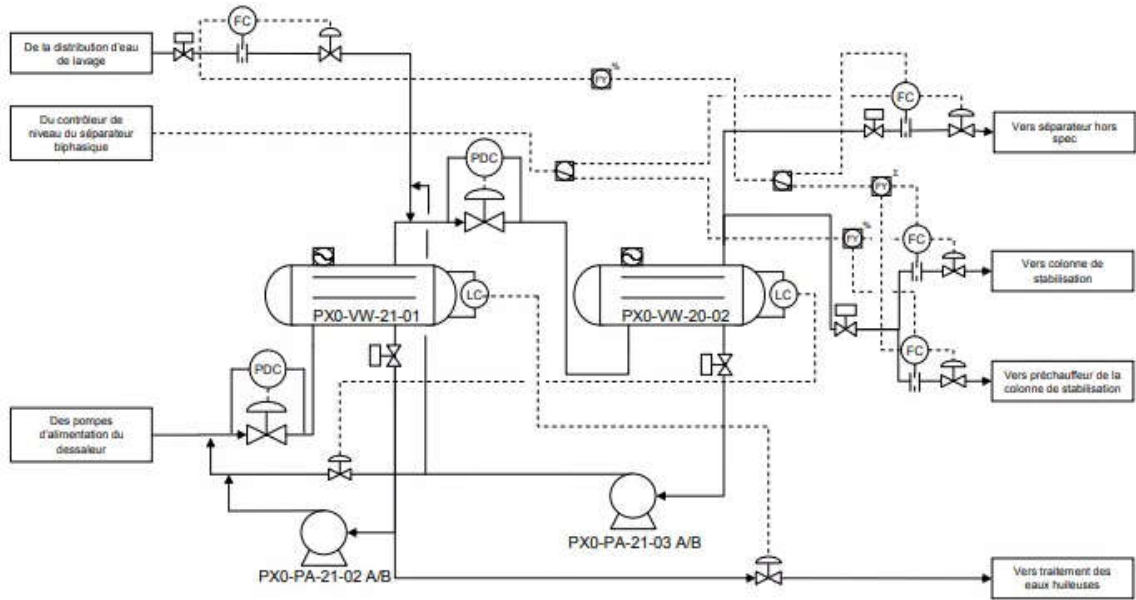
UBES - CAS ETE 2010		Flux HYSYS	19	28
Phase	Propriété	Stream Phase	LIQUIDE	LIQUIDE
Mélange	Fraction vapeur		0,000	0,000
	Débit masse	kg/h	38000,0	587439,6
	Débit mol	kgmole/h	2109,3	4076,4
	Température	C	50,0	68,0
	Pression	bar_g	11,0	0,0
	Poids moléculaire		18,02	139,20
	Densité	kg/m3	988,81	750,67
Enthalpie	kJ/kg	-15717,2	-2139,6	
Vapeur	Débit masse	kg/h	—	—
	Débit mol	kgmole/h	—	—
	Débit gaz STD	STG, m3/h	—	—
	Débit volume réel	m3/h	—	—
	Poids moléculaire		—	—
	Densité	kg/m3	—	—
	Viscosité	cP	—	—
	Capacité thermique massique Cp/Dv (Gamma)	kJ/kg-C	—	—
	Conductivité thermique	W/m-K	—	—
	Enthalpie	kJ/kg	—	—
Facteur Z		—	—	
HC Liquide sec	Débit masse	kg/h	—	588701,6
	Débit mol	kgmole/h	—	4036,4
	Débit volume réel	m3/h	—	755,15
	Densité	kg/m3	—	750,4
	Viscosité	cP	—	0,77
	Capacité thermique massique	kJ/kg-C	—	2,23
	Conductivité thermique	W/m-K	—	0,113
	Tension de surface	dynes/cm	—	16,7
Enthalpie	kJ/kg	—	-2122,0	
Eau	Débit masse	kg/h	38000,0	738,0
	Débit mol	kgmole/h	2109,3	41,0
	Débit volume réel	m3/h	98,48	0,76
	Densité	kg/m3	988,8	974,4
	Viscosité	cP	0,54	0,41
	Capacité thermique massique	kJ/kg-C	4,18	4,19
	Conductivité thermique	W/m-K	0,643	0,681
	Tension de surface	dynes/cm	67,7	64,5
Enthalpie	kJ/kg	-15717,2	-15841,3	
Composition molaire (%)	Azote		0,00	0,01
	CO2		0,00	0,11
	Méthane		0,00	0,31
	Ethane		0,00	2,68
	Propane		0,00	7,13
	i-Butane		0,00	2,02
	n-Butane		0,00	5,87
	i-Pentane		0,00	3,41
	n-Pentane		0,00	8,40
	n-Hexane		0,00	8,83
	Heptanes*		0,00	0,76
	Octanes*		0,00	8,97
	Nonanes*		0,00	7,24
	Decanes*		0,00	6,63
	Undecanes*		0,00	5,23
	DodecanePlus*		0,00	18,24
H2O		100,00	1,28	
DodecEaetPlus*		0,00	7,91	
n-Heptane		0,00	0,00	
n-Octane		0,00	0,00	
n-Nonane		0,00	0,00	
TOTAL		100	100	

1	11/07/05	REL	IMP-RELEASED FOR IMPLEMENTATION	PR	ED	TR
REV	DATE	STAT	DESCRIPTION	PREP	CHKD	APPR
REVISIONS						
						
Titre du projet : REALISATION D'UNE USINE DE TRAITEMENT DE BOUT A HASSI MESSAOUD 200 ENC 07 146W						
Entreprises :  Solpan S.A.  Solpan Contracting Algérie  USD						
Titre de l'ouvrage : SCHEMA DE PROCEDURE DESSALAGE						
Ref. Obj. : F10077					Page : 0000	
Identification Contractuelle de l'ouvrage :						
F10077	SSA	PCS	PFD	00003	F	A1 2/2
Code :						
/	ENC 07 146W	UTBS-DA-C-2100-00003			1	

R

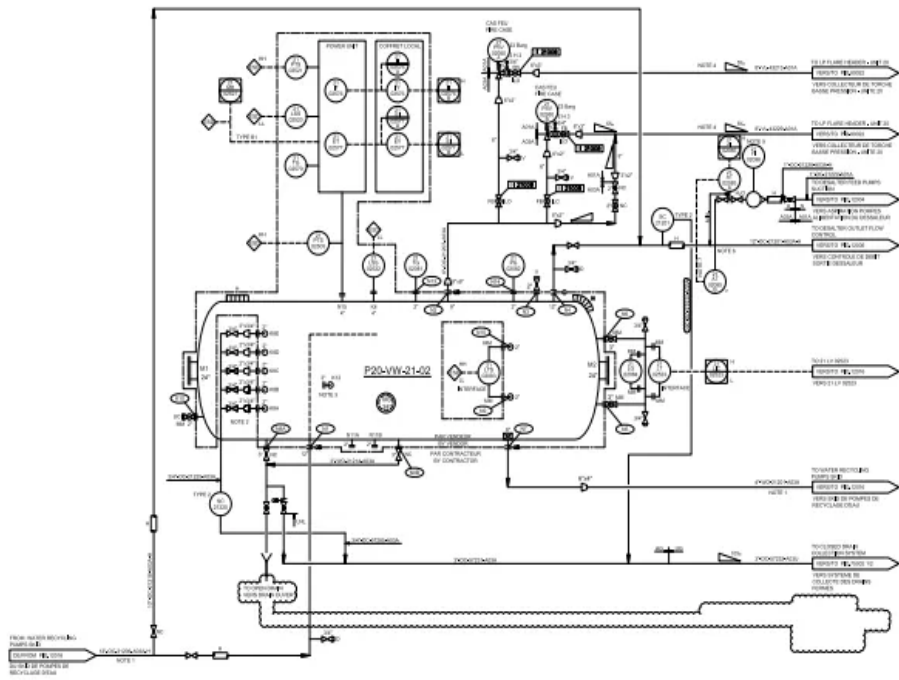
A

Titre de l'ouvrage : F10077-SSA-PCS-PFD-00003-F-0001



P20-VW-21-01
PACKAGE DE DESALAGE
DESALTING PACKAGE

P20-VW-21-02
DEUXIEME ETAGE DE DESALAGE
DESALTING SECOND STAGE



EQUIPEMENT	P20-VW-21-02
DESCRIPTION	DEUXIEME ETAGE DE DESALAGE
PROJET	PROJET DE CONSTRUCTION
DATE	04/05/1977
REVISION	01

NOTES:

1. CONFORMER A LA NORMATIF EN VIGUEUR AU MOMENT DE LA REALISATION DE CE DIAGRAMME.
2. LES DIMENSIONS SONT EN MILLIMETRES SAUF INDICATION CONTRAIRE.
3. L'EGALISATION DE LA SECTION DES TUYAUX DOIT ETRE REALISEE A LA SORTIE DE CHAQUE BRANCHE.
4. LE MATERIEL DOIT ETRE EN CONFORMITE AVEC LES NORMES EN VIGUEUR AU MOMENT DE LA REALISATION DE CE DIAGRAMME.
5. LE MATERIEL DOIT ETRE EN CONFORMITE AVEC LES NORMES EN VIGUEUR AU MOMENT DE LA REALISATION DE CE DIAGRAMME.
6. LE MATERIEL DOIT ETRE EN CONFORMITE AVEC LES NORMES EN VIGUEUR AU MOMENT DE LA REALISATION DE CE DIAGRAMME.
7. LE MATERIEL DOIT ETRE EN CONFORMITE AVEC LES NORMES EN VIGUEUR AU MOMENT DE LA REALISATION DE CE DIAGRAMME.

CREER A PARTIR DU PID 11015.

NO	DATE	DESCRIPTION	ELABORE	VERIFIE	APPROUVE
1	04/05/1977	PROJET DE CONSTRUCTION			
2	04/05/1977	PROJET DE CONSTRUCTION			
3	04/05/1977	PROJET DE CONSTRUCTION			
4	04/05/1977	PROJET DE CONSTRUCTION			

REVISIONS

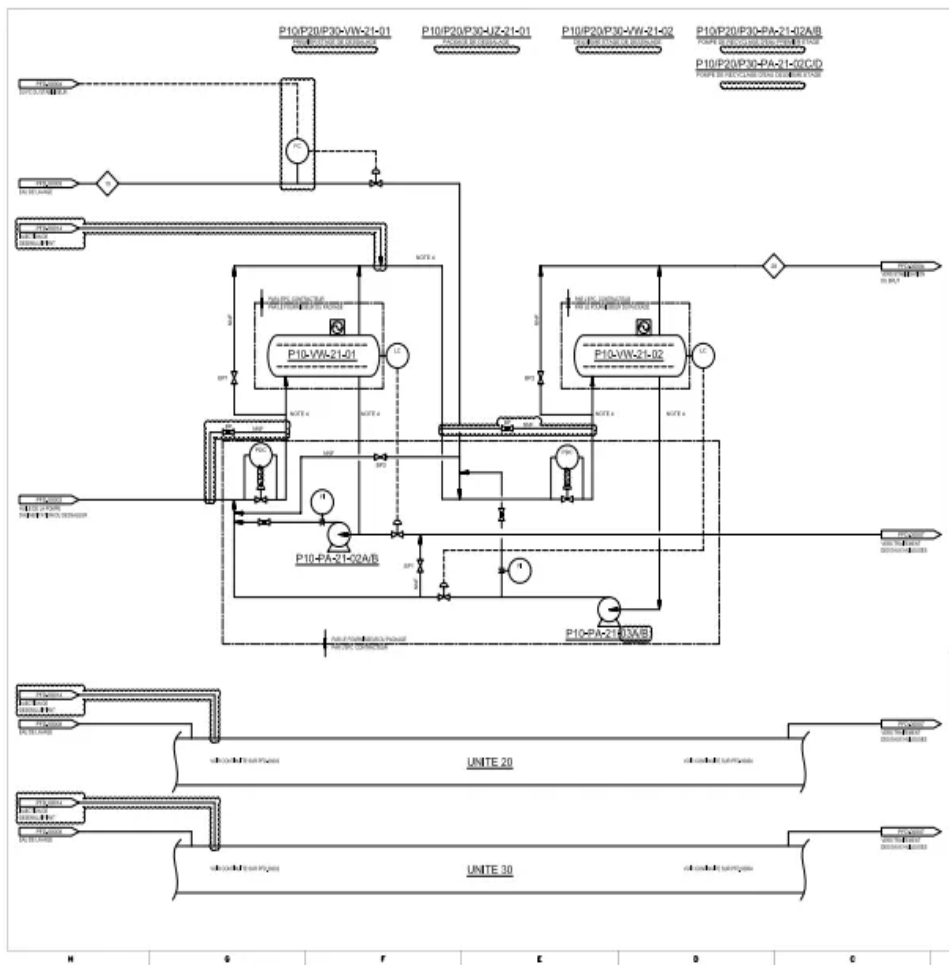
REALISATION D'UNE UNITE DE TRAITEMENT DE SAUZE A SAUZE DESALANT P20
 ENC 07 146W

SAUZE SAUZE SAUZE Contracting Algérie SAS

P & I DIAGRAMME
DEUXIEME ETAGE DE DESALAGE - UNITE 20
P20-VW-21-02

F10077 [R007
 F10077|SSA|PCS|PID|12015|A1| 1/1
 / ENC 07 146W|UTBS-DC-C-2100-12015

H G F E D C B A



NOTES:

- 1- POUR LES DONNEES DE PLS DE PNEUMATIQUE ALIEN EN METRE CHAQUE.
- 2- TOUTE L'OPERATION DE TRAVAIL DOIT ETRE SUITEE EN SUITE DE LA FIN DE LA TRAVAIL. LES OPERATEURS DE LA LINEE DE PRODUCTION SONT LIES EN SUITE DE LA FIN DE LA TRAVAIL. LE PROBLEME DE PLS DE PNEUMATIQUE ALIEN EN METRE CHAQUE.
- 3- LE DIRECTIONAL SONT A PLS DE PNEUMATIQUE ALIEN EN METRE CHAQUE.
- 4- TOUTE L'OPERATION DE TRAVAIL DOIT ETRE SUITEE EN SUITE DE LA FIN DE LA TRAVAIL.

LEGENDE

- PROBLEME OPERATEUR (MAX 40)
- TEMPERATURE OPERATEUR (°C)
- ▭ DISENFRANCHISSEMENT (MAX 40)
- ▭ PNEUMATIQUE OPERATEUR (MAX 40)

1	11/20/07	REL	REV-0002 FOR IMPROVEMENT	PN	03	TM
2	08/11/06	AM	REV-0001 FOR IMPROVEMENT WITH HELIX	PN	03	TM
3	07/11/06	COM	REV-0000 FOR APPROVAL	PN	03	TM
4	05/11/06		FOR APPROVAL	PN	03	TM

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS

REVISIONS