

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire fin d'études

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Industries Pétrochimiques.

Spécialité : Génie du raffinage.

Présenté Par :

DJELAL Amina , BENZAOUI Soundes

Thème :

**Comparaison entre deux méthodes différentes de dessalement
de brut au niveau de HBK et UTBS /HMD**

Soutenu le :06/06/2024

Devant le jury :

Pr. CHAOUCH Noura

UKM Ouargla

Présidente

Dr.BENABIDI Bilal

UKM Ouargla

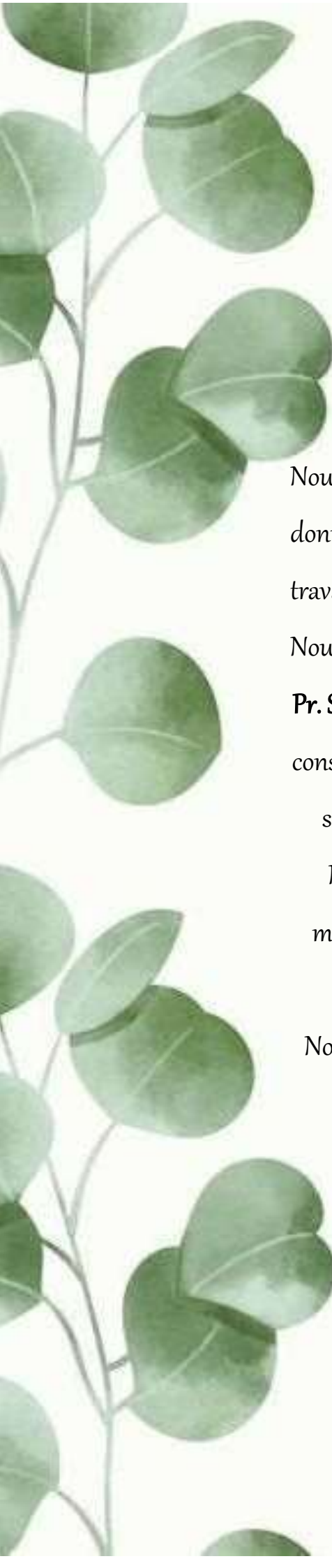
Examineur

Pr. SELLAMI Med Hassen

UKM Ouargla

Encadreur

Année Universitaire :2023/2024



Remerciements

Nous remercions tout d'abord « Dieu » le tout puissant qui m'a donné la santé, le courage et la patience pour mener ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos remerciements à notre encadreur,

Pr. SELLAMI Med Hassen pour son encouragement, sa patience et ses conseils précieux, ainsi que pour suivi pas à pas de notre travail. Tous sa nous a servis de bon guide pour la réalisation de ce 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 bien sur tous nos collègues et nos amis pour leurs encouragements et le soutien moral dans toute situation.

Soundes et Amina

Dédicace

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers

A mes chers parents Slimane et Aljia

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tous le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de nos innombrables sacrifices, puisse dieu, le très haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie.

A mes chers frères Houssam et Abed El-Moiz et sœurs Malak et Ranim

Pour l'amour, dont vous m'avez toujours entouré, pour votre support et encouragement sans limites. Merci d'être là toujours, d'être mes soutiens.

A mon encadreur Pr. SELLAMI Mes Hassen

Pour la confiance qu'il nous accordée durant cette période de préparation du mémoire.

A mes chers copines Zineb, sondes et icherak

A travers les rires partagés, les moments de complicité et le soutien indéfectible, vous avez enrichi chaque instant de ma vie.

A mon binôme sondes

Pour son entente et sa sympathie

A toute ma famille DJELAL

DJELAL Amina

Dédicace

Louange à Dieu seul,

Ce modeste travail est dédié spécialement

À ma chère maman « **Noura** », ma raison de vivre, en témoignage de ma reconnaissance sa
patience, son amour et ses sacrifices.

À mon cher papa « **Abd Hamide** » pour son amour et son dévouement.

À vous , mes parents, je dis merci d'avoir fait de moi celui que je suis aujourd'hui. Aucune
dédicace ne pourra exprimer mes respects, mes considérations et ma grande admiration
pour vous. Puisse ce travail vous témoigne mon affection et mon profond amour

À mes chères sœurs « **Touta** » et « **Fardouse** », et à mes chers frères « **Houssam** » et
« **Akrame** », ma réussite est très importante à leurs yeux, Que Dieu vous garde pour moi.

A mon encadreur Pr. SELLAMI Mes Hassen

J'ai été honoré qu'il m'encadre

A mon binôme Amina

À vous, mes princesses et mes princes je souhaite une vie pleine
de bonheur, de joie et de réussite

A mes chères copines Lidia , Amina et icherak

À celui qui m'a indiqué la bonne voie en me rappelant que les self-made-mans et les
déterminés finiront toujours par réussir leur vie, à moi même.

À mes amis, mes enseignants et pour ceux qui m'ont donné de l'aide un jour, que Dieu vous
paye pour tous vos bienfaits.

Pour finir, à tous ceux que j'aime et qui m'aiment, je dédie ce mémoire.

BEN ZAOUÏ Soundes

Résumé :

Le dessalage est une opération effectuée sur le pétrole brut très nécessaire qui permet de purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et le bouchage des équipements pétroliers d'une autre part; il est régi 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).

Dans ce travail, nous avons fait l'étude de dessalage de pétrole par deux méthodes différentes dans deux unités de dessalage à Hassi Messaoud (UTBS) (électricité) et Haoud Berkaoui (mécanique et chimique). L'objectif principal de cette étude est de voir quelle est la méthode la plus efficace.

Nous avons obtenu des valeurs proches des efficacités de dessalage des deux unités UTBS à Hassi Messaoud et Haoud Berkaoui: 96% et 98 % respectivement. Cependant l'unité de Haoud Berkaoui dessale mieux mais moins productrice par contre l'unité de UTBS dessale assez bien mais plus productrice.

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

Abstract:

Desalting is a very needful operation performed on crude oil which allows the product to be purified on the one hand and to prevent corrosion and clogging of equipment on the other hand; it is governed by contracts which set in particular the salt and water contents (40mg/l in salt and 1% in water).

In this work, we studied desalting using two different methods in two units:

Hassi Messaoud (UTBS) (electric) and Haoud Berkaoui (mechanical and chemical). The main objective of this present study is to see which method is more effective.

We obtained values close to the desalination efficiencies of the two UTBS units at Hassi Messaoud and Haoud Berkaoui: 96% and 98% respectively. However, Haoud Berkaoui's unit desalinates better but is less productive; on the other hand, the UTBS unit desalinates quite well but is more productive.

Key words : desalting, crude oil, emulsion, salts.

ملخص

يعتبر نزع الملح عملية ضرورية لتنقية البترول من ناحية ومنع تآكل و انسداد المعدات من ناحية أخرى, حيث يخضع البترول الى معايير تحدد بشكل خاص كمحتوى الملح والماء فيه (40 ملجم/لتر ملح و حوالي 1 بالمئة الماء) .

في هذا البحث قمنا بدراسة نزع الملح من البترول بطرق مختلفة في وحدتين, حاسي مسعود (كهربائية) و حوض بركاوي (ميكانيكية و كيميائية) , الهدف الأساسي من هذه الدراسة هي معرفة الطريقة الأكثر فعالية .

تشير النتائج المتحصل عليها الى قيمة فعالية نزع الملح على مستوى وحدتي حاسي مسعود وحوض بركاوي, هي 96 و 98 بالمئة على التوالي , حيث أن وحدة حوض بركاوي عملية نزع الملح فيها ممتازة لكن إنتاجها قليل من ناحية أخرى وحدة حاسي مسعود عملية نزع الملح فيها جيدة وإنتاجها جيد.

كلمات مفتاحية : نزع الملح ,البترول الخام ,مستحلب ,الملح.

Sommaire

Remerciements.....	I
Dédicace.....	II
Résumé	IV
Sommaire.....	VI
Introduction Générale.....	1

Chapitre I

Généralités sur le pétrole et le dessalage

Introduction	3
1.Généralités sur le pétrole brut	3
1.1.Définition de pétrole brut	3
1.2. Composition des pétroles brut	3
1.3. Classification de pétrole brut	4
1.4. Spécification de pétrole	4
2.Théorie sur le dessalage de pétrole	5
2.1.Le dessalage	5
2.2. Les sels	6
2.3.Les émulsions	7

Chapitre II

Présentation des unités de dessalage HBK & HMD (UTBS)

1. Présentation de région HBK	14
1.1.Présentation de la direction Haoud Berkaoui	14
1.2.Situation géographique	14
1.3. Historique de la direction régionale HBK	15
1.4. Principaux Champs	16
1.5. Organigramme de la région de HBK	18
1.6. Description de centre de production HBK	18
1.6.2. Mission de centre	19
1.6.3. Les unités	19
2.Présentation de région HMD	20

2.1. Présentation de la direction Hassi Messaoud	20
2.2. Situation géographique.....	21
2.3 Situationgéologique	21
2.4. Historique	22
2.5. Gisement	22
2.6. Le champ de Hassi Messaoud	23
2.7. Organigramme de SONATRCH à la région de HASSI MESSAOUD	24
2.8. Description des installations	24
2.8.1. Direction exploitation	25
2.8.2. Description du Département Traitement Sud (CIS / UTBS)	26

ChapitreIII

Les méthodes de dessalage dans deux régions et Mode Opératoire

1.Méthode de dessalage à HBK	29
1.1. Procédé mécanique	29
1.2. Procédé chimique	29
1.3. Procédé mécanique	30
1.4 Unité de Stockage et expédition	33
2.Méthode de dessalage à HMD	34
2.1.Description de l'Unité de Traitement	34
2.2.Réseau de collecte de brut	35
2.3. Traitement de brut.....	35
2.3.2. Dessalage	37
2.2.4. Stabilisation	41
2.2.6. Stockage	42
3. Mode Opératoire	43
3.1. Salinité	43
3.2. Densité	44
3.3. Le pourcentage de la BSW (Basic sédiment and water).....	46
3.4. Tension de vapeur Reid (TVR)	47

Chapitre IV

Calculs ,Résultats et discussion

1. Calculs	47
1.1 Calculs à HBK	47
1.1.1. Calcule de la salinité Moyenne	47
1.1.2.Calcule le BSW Moyenne	48
1.1.3 Temps de décantation	48
1.1.4 Calcule Efficacité de dessalage à HBK	49
1.2. Calculs à HMD	50
1.2.2. Calcule dela salinité moyenne (entrée et sorte)	51
1.2.3. Efficacité du dessaleur	52
1.2.4 .Le bilan de matière de dessalage	53
1.2.5.Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur.	53
1.2.6. Calcul de la quantité de brut dessalé	54
1.2.7 Détermination de la quantité d'eau de lavage	55
1.2.8. la vitesse de décantation des gouttelettes d'eau dans le dessaleur	55
1.2.9 Calcul du temps de décantation.....	58
1.2.10. Calcul du temps de séjour	59
2.Résultats	59
2.1. Comparaison et interprétation des résultats des de bilan de matière	59
3.discussion.....	61
3.1. les points forts	61
3.2. les points faiblesses	61
Conclusion générale.....	61
Les Références	61
Annexes.....	61

Liste des Figures

Figure I.01 : Cas d'une émulsion huile dans l'eau	7
Figure I.02 : Cas d'une émulsion eau dans l'huile	7
Figure I.03 : Les différents types d'émulsion	8
Figure I.05 : Principe de l'émulsion	10
Figure II.01 : Situation géographique de la région HBK	14
Figure II.02 : Organigramme de la Direction Régionale Haoud Berkaoui	18
Figure II.03 : Centre production H.Berkaoui	19
Figure II.06 : Schéma d'organigramme de la direction régionale	24
Figure II.07 : Schéma d'organigramme de la Direction Exploitation	25
Figure III.01 : Schéma vue générale traitement, stockage et expédition	30
Figure III.02 : Schéma simplifié de traitement de brut dans HBK	30
Figure III.03 : Schéma de séparateur HP et MP	32
Figure III.04 : Schéma de séparateur BP	32
Figure III.05 : Schéma unité de Stockage et expédition.....	33
Figure III.06:organigramme du train de l'UTBS	34
Figure III.07: Description de l'unité de Traitement de Brut.....	35
Figure III.08 : schéma de Séparation d'Huile	36
Figure III.09: Action d'un champ électrique Dans le Dessaleur	37
Figure III.11 : schéma de Dessalage.	38
Figure III.12: Schéma de stabilisation.....	41
Figure III.13: description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé	42
Figure III.14 : Mesure de densité.	45
Figure III.15: Thermomètre.....	45
Figure III.16 : Densimètre	45
Figure III.17 : Ampoules coniques et Centrifugeuse à des parois coniques.....	46
Figure III.18 : L'appareil de test de TVR	47
Figure IV.01 : Représentation de la distance entre les électrodes.....	58

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Les principaux événements historiques du champ de HMD	23
Tableau IV.1 : Les données pour calcul du dessaleur.....	50
Tableau IV.2 : Le régime d'écoulement et le Coefficient de frottement	56
Tableau IV.3 : Diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau.....	57
Tableau IV.4 : Caractéristiques d'un dessaleur électrostatique de L'UTBS	58
Tableau IV.5 : Comparaison entre les Résultats obtenu	60

Introduction Générale



Introduction Générale:

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffinique, naphténiques et aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés et contient en plus des hydrocarbures, de l'eau sous forme d'émulsion et certaine quantité des sels, comme les chlorures de sodium et de magnésium accompagnés des traces de sulfates de silice et d'oxyde de fer ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (Vanadium, Molybdène, Mercure et Nickel).

La présence d'eau salée dans le pétrole diminue sa qualité en provoquant le bouchage et la corrosion des équipements. L'élimination de ces sels et de l'eau est indispensable à tous les niveaux des traitements du brut et cela nécessite l'installation d'une unité de dessalage. Il existe trois méthodes pour le dessalage, mécanique qui se base sur la différence entre la densité des phases à séparer, chimique qui consiste à utiliser des composés chimiques pour éliminer les émulsions et en fin électrique se basant sur le champ électrostatique pour la coalescence des gouttelettes d'eau salées.

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 courantes sont de 40 (mg/l) pour la teneur de sel et l'ordre inférieur à 1% pour BSW (basic sediments and water).

Ce mémoire s'articule autour de quatre chapitres. Le premier chapitre présente des généralités sur le pétrole brut une étude bibliographique concernant les sels présents dans le pétrole brut, les problèmes rencontrés par les pétroliers en production et en raffinage suite à la formation des émulsions eau/brut stables qui contaminent le pétrole brut, et une théorie sur les procédés de dessalage. Le deuxième chapitre comporte une brève présentation des régions HBK et HMD. Le troisième chapitre résume les méthodes et le matériel utilisés au laboratoire pour le calcul de la salinité et de rendement de dessalage des deux régions; et enfin dans le dernier chapitre sont représentés nos résultats.

Le mémoire est achevé par une conclusion générale suivie d'une bibliographie.

Chapitre I
Généralités sur le pétrole
et le dessalage



Introduction :

Le pétrole brut extrait des puits ne peut pas être directement exploité en raison de sa teneur en eau, en gaz associé, ainsi que des impuretés solides telles que le sable, l'argile et la boue. Le but de traitement du pétrole brut est d'éliminer ces impuretés et respecter les normes de qualité internationales répondant aux exigences spécifiques des clients (TVR, salinité et BSW).

1. Généralités sur le pétrole brut :

1.1. Définition de pétrole brut :

Le terme « Pétrole » provient du mot latin « petroleum » qui signifie « Huile de roche ». Il s'agit d'une huile minérale naturelle combustible de couleur très sombre, dotée d'une odeur caractéristique plus ou moins prononcée et d'une densité allant de 0.8 à 0.95. Le pétrole est composé d'hydrocarbure formés par un nombre variable d'atomes de carbone et d'hydrogène, ce qui entraîne des molécules de taille et de structures différentes, déterminant ainsi leur état physique : solide, liquide, ou gazeux.[1]

1.2. Composition des pétroles brut :

Le pétrole brut, également connu sous le nom d'hydrocarbure, est composé de deux composants essentiels : l'hydrogène et le carbone. Selon cette nomenclature, la teneur en carbone varie de 83% à 87%, tandis que la teneur en hydrogène varie de 11% à 14%. Ces deux éléments constituent les trois grandes familles d'hydrocarbures, qui sont [2] :

- 1- Les hydrocarbures Aliphatiques saturés (paraffines) et insaturés (oléfines)
- 2- Les hydrocarbures Cycliques saturés et aromatiques.
- 3- Les hydrocarbures mixtes.

En plus de ces composants, le pétrole brut contient également d'autres éléments qui peuvent être nocifs pendant le processus de raffinage. L'oxygène, le soufre et l'azote, qui peuvent être présents dans des composés totalisant jusqu'à 6% à 7% [2].

De plus, l'analyse des cendres de pétrole à révéler la présence d'autres composés tels que le chlore, l'iode, le phosphore, le silicium, le sodium et le fer.[2]

1.3. Classification de pétrole brut :

Après le découvert d'un gisement de pétrole, on fait subir des analyses de celui-ci afin de le classer. Cette classification a une grande importance dans la détermination de son schéma de traitement ; Pour cela, il existe trois méthodes de classification qui sont [2]:

➤ Classification industrielle :

Les pétroles sont répartis dans la pratique industrielle en : légers, moyens, et lourds, déterminés par simple mesure de densité tels que [2] :

- Pétrole léger avec $d_4^{15} < 0.828$
- Pétrole moyen avec $0.828 < d_4^{15} < 0.884$
- Pétrole lourd avec $d_4^{15} > 0.884$

➤ Classification par coefficient caractéristique K_{UOP} :

Le facteur caractéristique K_{UOP} a été introduit par des chercheurs de la société « Univers sal Oil Products » Le K_{UOP} des hydrocarbures purs examinés est alors de [2]:

- 13 pour paraffines.
- 12 pour les hydrocarbures ou le poids relatif des chaînes et cycles est équivalent.
- 11 pour les naphtènes purs.
- 10 pour les aromatiques purs.

➤ Classification par propriétés chimiques principales :

C'est le classement du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures. Les types d'huile sont : Paraffinique, naphténique, aromatique [2].

1.4. Spécification de pétrole :

La connaissance des caractéristiques physico-chimique globales des pétroles bruts est essentielle pour déterminer les étapes initiales de traitement (séparation des gaz associés et stabilisation sur le champ de production), le transport, le stockage et bien entendu le prix.

1.4.1. Densité :

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépendent de cette propriété, souvent exprimé en degré API.

La densité est le rapport du poids d'un certain volume d'échantillon à une température t au poids du même volume d'eau à une température standard [3].

1.4.2 Viscosité :

Il est essentiel de mesurer la viscosité des pétroles bruts à différentes températures afin de calculer les pertes de charge dans les pipelines et de spécifier les pompes et les échangeurs. La viscosité d'un brut paraffinique augmentera rapidement en cas de baisse de température, tandis que pour un brut naphténique ou mixte, l'augmentation de la viscosité sera plus progressive [3].

1.4.3.Tension de vapeur :

C'est la pression des vapeurs générée par un volume déterminé de pétrole brut à 100 °F (37.8 °C). La valeur de tension de vapeur REID est exprimée en g/cm² ou PSI.

La mesure de la tension de vapeur REID des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbure légers [4].

1.4.4.Teneur en eau et sédiments BSW :

Le pétrole brut renferme de faibles quantités d'eau, de sédiments et de sels minéraux, dont la plupart sont dissous dans l'eau, tandis que le reste se présente sous forme de cristaux très fins. Ces éléments peuvent causer des dommages aux équipements tels que la corrosion, l'érosion, le dépôt et le bouchage [3].

1.4.5.Teneur en sels :

Il s'agit de la quantité de sels (composés ioniques) dissous dans un litre d'eau. Elle est exprimée en gramme de sels par kilogramme d'eau. La présence d'une concentration élevée de sel peut entraîner des phénomènes de corrosion nuisibles, tant dans les canalisations lors du transport que dans les installations de raffinage [4].

2.Théorie sur le dessalage de pétrole :

2.1.Le dessalage :

2.1.1. Définition de dessalage :

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie du raffinage qui permet d'éliminer 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 [5].

2.1.2. But de dessalage :

L'objectif de dessalage est [6] :

- Éliminer le sel par dessalage pour satisfaire les normes commerciales.
- Avoir une salinité inférieure ou égale 40 mg/l et BSW inférieure 1%.
- Limiter les pertes de charge et la corrosion dans les pipes de transport.
- Éliminer l'eau (Déshydratation).

2.2. Les sels :

2.2.1. Nature des sels :

Les sels considérés dans les bruts salés sont principalement des chlorures, dont la répartition est approximativement la suivante [7] :

MgCl₂ (chlorure de magnésium) à hauteur de 20%

CaCl₂ (chlorure de calcium) à hauteur de 10%

NaCl (chlorure de sodium) à hauteur de 70%

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

2.2.2. Inconvénient des sels :

Les sels dissous dans l'eau de pétrole brut se déposent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et des fours, entraînant les inconvénients suivants [5]:

- Augmentation des pertes de charge, ce qui entraîne une réduction du débit ou une augmentation de la vitesse de passage en raison de la diminution de la section de passage.
- Diminution du coefficient de transfert de chaleur, car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur.
- Encrassement des échangeurs et des fours.
- Corrosion des circuits de tête de la colonne de distillation atmosphérique en présence chlorure de magnésium et de calcium selon les réactions suivantes :
 - $\text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
 - $\text{CaCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2\text{HCl}$
- Formation d'un résidu atmosphérique riche en sodium, qui empoisonne le catalyseur de craquage catalytique.

2.3. Les émulsions :

2.3.1. Définition de l'émulsion :

L'émulsion est définie comme un liquide qui est dispersé en petites gouttelettes dans un autre liquide comme montré dans la figure. Nous appellerons par émulsion stable ne peut pas être séparée par décantation simple mais par traitement (physique, chimique et électrique) [8].

Une émulsion du pétrole brut est deux liquides non miscibles dont le premier (l'eau) est dispersé sous forme de petite gouttelettes (la phase interne), dans l'autre (le brut) qui constitue ou externe, de sorte que deux types d'émulsions peuvent être distingués dans le domaine pétrolier [8] :

- Émulsion hydrophobe : gouttelettes d'eau dans un milieu huileux concentré.
- Émulsion hydrophile : milieu concentré d'huile dans l'eau .

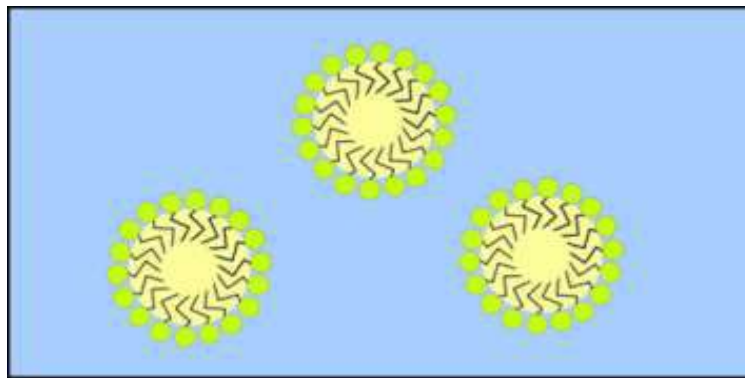


Figure I.01 : Cas d'une émulsion huile dans l'eau .

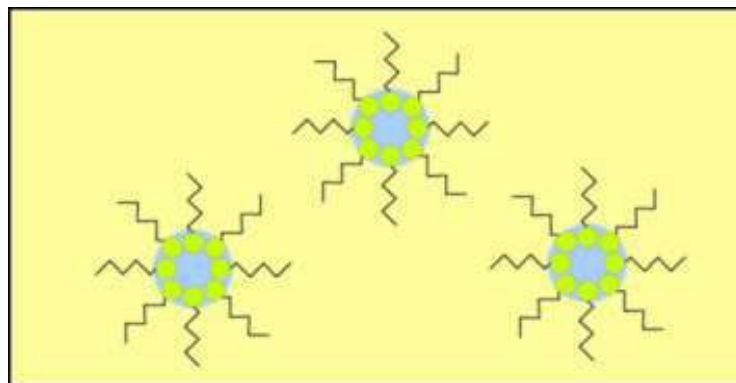


Figure I.02 : Cas d'une émulsion eau dans l'huile .

2.3.2. Les divers types d'émulsions :

Il existe différents types d'émulsions comme montre la figure. Les émulsions simples composées de deux phases (hydrophile et lipophile) et les émulsions multiples constituées de deux phases lipophiles et d'une phase hydrophile ou de deux phases hydrophiles et d'une phase lipophile [9].

➤ Les émulsions simples :

Les émulsions simples dans lesquelles des gouttelettes d'eau ou des gouttelettes d'huile sont dispersées dans de l'huile ou de l'eau sont appelées E/H et H/E [9].

➤ Les émulsions doubles :

Les émulsions doubles sont des émulsions comportant en même temps des émulsions H/E et E/H conduisant soit à des systèmes eau dans huile dans eau (E/H/E) soit à des systèmes huile dans eau dans huile (H/E/H) [9].

➤ Les émulsions multiples :

Elles sont souvent utilisées en cosmétique et en pharmacie [9].

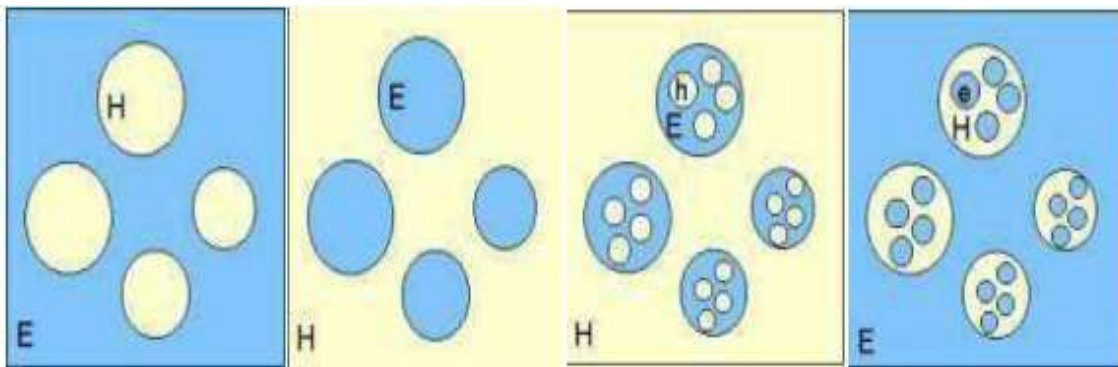


Figure I.03 : Les différents types d'émulsions .

2.3.3. Conditions de formation d'une émulsion :

Les émulsions les plus généralement rencontrés dans la production du pétrole brut sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continu étant l'huile

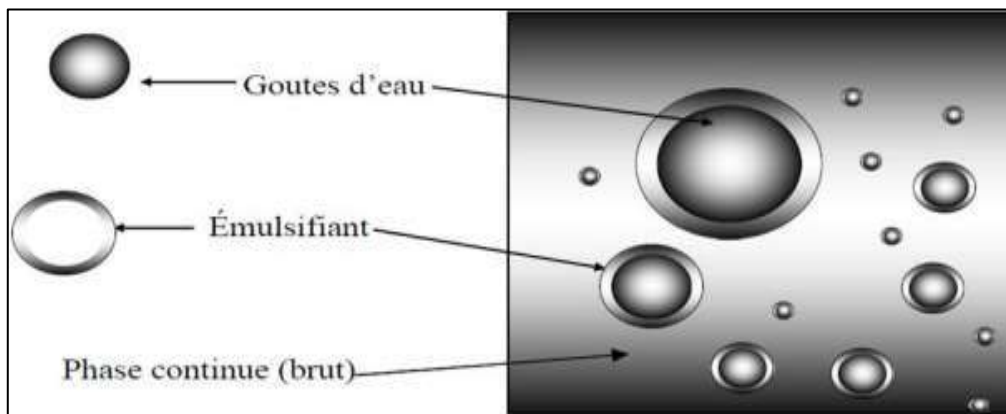


Figure I.04 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant .

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

Pour la formation de cette émulsion, trois conditions sont distinguées :

- Immiscibilité de deux liquides
- Énergie suffisante pour disperser l'eau dans le pétrole brut
- Présence d'un agent émulsifiant

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut peuvent être du bitume les Asphaltènes, les résines, les acides organiques des paraffines des solides solubles dans l'huile et certains solides solubles dans l'huile, ainsi que certaines solides finement divisées comme les sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer [10].

Ces agents contenus dans le pétrole brut se rencontrent à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, empêchant ainsi leur coalescence et stabilisant ainsi l'émulsion [10].

2.3.4.Principe de l'émulsion :

Le mécanisme des émulsions repose sur l'interaction de deux forces opposées : la tension interraciale des deux liquides qui cherche à uniformiser chaque phase, et la résistance du film interraciale qui empêche cette fusion dans la phase dispersée. Ainsi, la diminution de la taille des gouttelettes dans l'émulsion implique la rupture de la membrane interfaciale par des moyens chimiques ou électriques. Grâce à l'intervention de procédés chimiques, électrique et mécaniques, les gouttelettes dispersées peuvent se combiner. Une fois que les

gouttelettes d'eau se sont agrégées et ont fusionné, la séparation des deux phases peut être réalisée simplement par gravité [11].

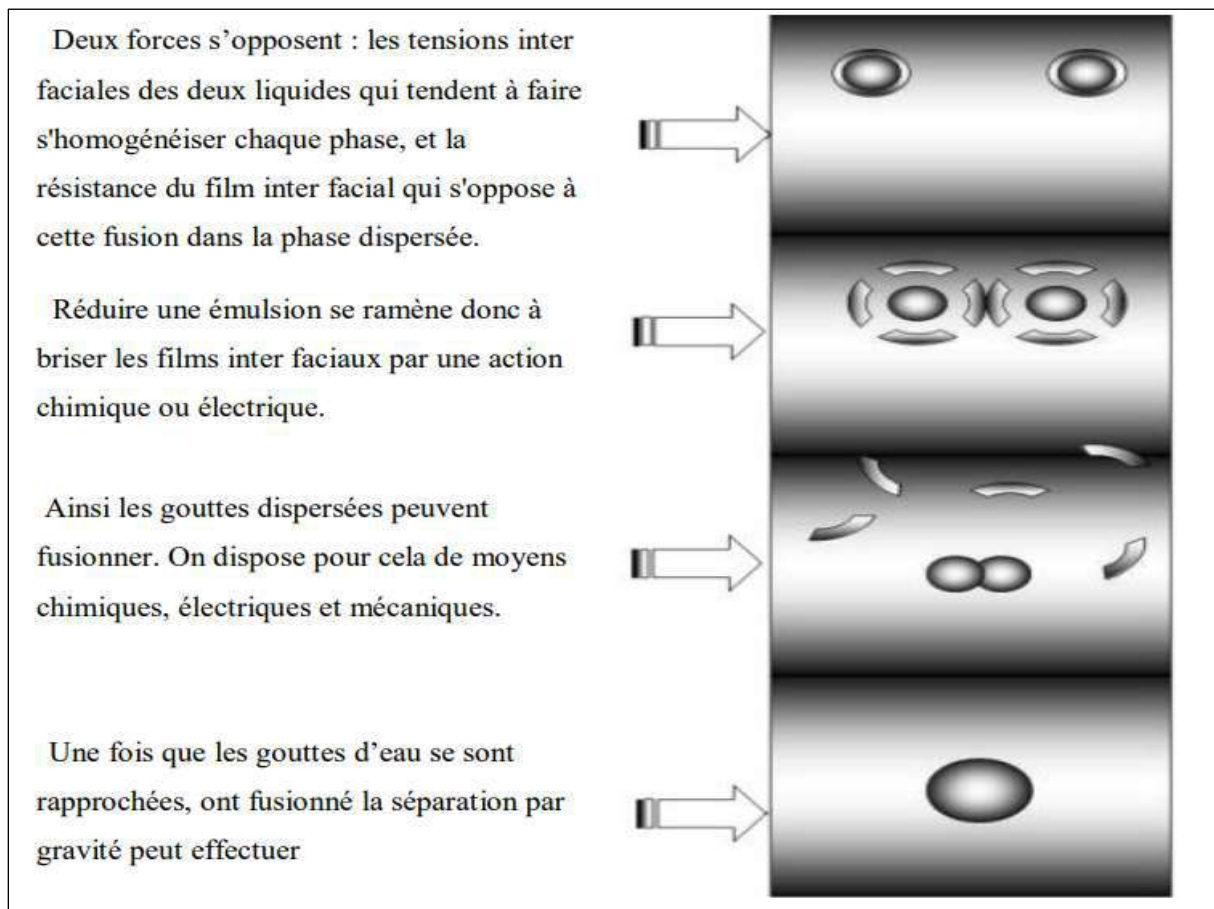


Figure I.05 : Principe de l'émulsion .

2.3.5.Paramètres de stabilité d'une émulsion :

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à l'endommagement, dépend principalement des paramètres suivants [10] :

- Agent émulsifiant :

C'est le facteur essentiel 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 eau/ brut et par son pouvoir émulsifiant. L'émulsion devient instable en l'absence de l'agent émulsifiant [10].

- Viscosité de l'huile :

La viscosité d'huile 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 indésirable par rapporte la décantation des fines gouttelettes d'eau [10].

- **Age de l'émulsion :**

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

(Plus l'émulsion est ancienne, plus le traitement est difficile.) [10]

- **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, la stabilité des émulsions diminue, lorsque le pourcentage d'eau augmente.

- **La taille des gouttelettes :**

L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites [10]

2.3.6.étapes de désintégrations des émulsions :

Il existe 3 principaux types des procédés [12] :

- a) Procédé mécanique
- b) Procédé chimique
- c) Procédé électrique

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

Le recours à l'un des procédés doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique [12].

a) 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. On a deux possibilités pour améliorer la décantation de l'eau :

- La coalescence des gouttelettes d'eau.
- L'augmentation de la température a pour but de diminuer la viscosité de l'huile et l'accélération de la décantation.

- **La centrifugation :**

il est basé sur le lavage du pétrole brut à des températures supérieures. 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 [12].

a) 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 [12] :

- L'absorption de l'agent émulsifiant par le produit chimique à effet tensio-actif plus puissant et à solidité moindre de la couche absorbante.
- 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 des émulsifiants :

- Dans les puits de production.
- Dans les pipes
- Dans la vanne du dessaleur .

b) 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 créé entre les deux électrodes supérieure et inférieure, et par conséquent l'assemblage des gouttelettes d'eau en forment des grosses gouttes qui décantent facilement [12].

Chapitre II

Présentation des unités de dessalage HBK & HMD (UTBS)



1. Présentation de région HBK :

1.1.Présentation de la direction Haoud Berkaoui :

La Direction Régionale Haoud Berkaoui fait partie de la Division Production de l'activité Amont de Sonatrach et représente l'une des dix zones principales productrices des hydrocarbures du Sahara algérien. Elle occupe une superficie de 6300 km².

Le premier centre de traitement d'huile a été mis en service en 1967 ; aujourd'hui il existe cinq (05) centre de traitement d'huile et une unité de traitement de gaz.

Chaque centre de production reçoit du brut, provenant de divers puits, le stabilise, le stocke dans des bacs pour l'expédier vers TRC.

Le gaz récupéré est comprimé et acheminé vers l'usine de traitement de gaz de Guellala (UTG/GLA) qui en soutire du GPL, du gaz de vente et du gaz-lift [13].

1.2.Situation géographique :

Sur la route RN49, reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, à 35 km d'Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolier : Il s'agit de la Direction Régionale Haoud Berkaoui, située à 770 km.0 au sud d'Alger, à 35 km au nord-ouest d'Ouargla et à 100 km à l'ouest de Hassi Messaoud.

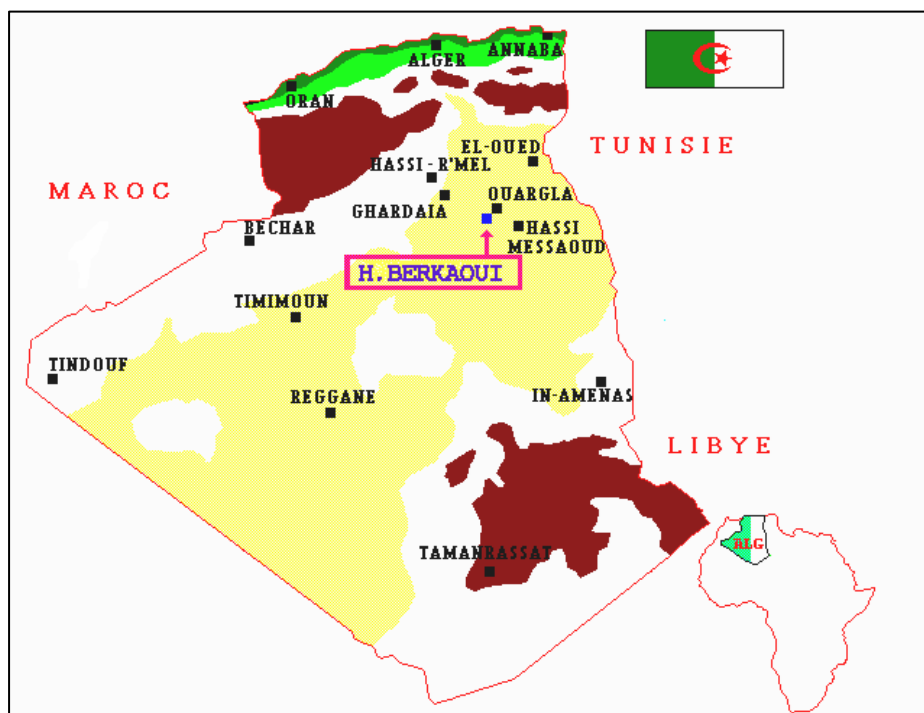


Figure II.01 : Situation géographique de la région HBK .

Elle est constituée essentiellement de trois champs principaux :

Haoud Berkaoui Guellala, Ben kahla et de plusieurs champs périphériques : Ben kahla Est, Guellala Nord Est, Draa Etamra ,Haniet El Mokta ,Bab El Hattabat, Sahane, N'goussa et Mokh El Kebch [13].

1.3. Historique de la direction régionale HBK :

Les actions marquantes de la Direction Régionale HaoudBerkaoui sont résumées dans ce qui suit :

- 1965 : Découverte du champ de HaoudBerkaoui par le forage du puits OK10.
- 1966 : Découverte du champ de Benkahla par le forage du puits OKP24.
- 1967 : Mise en service du centre de traitement d'huile de HBK.
- 1969 : Découverte du champ de Guellala par le forage du puits GLA 2.
- 1970 : Extension du centre HaoudBerkaoui pour recevoir la production de Benkahla (BKH).
- 1971 : Mise en service du centre de production et du centre de traitement d'huile à BKH.
- 1972 : Découverte du champ de Guellala Nord Est par le sondage GLA NE 01.
- 1976 : Création de la direction régionale et mise en service du centre de traitement d'huile GLA (Guellala)
- 1978 : Mise en service du centre de traitement d'huile à GLA/NE. (Guellala Nord Est)
- 1979 : Mise en service du centre de traitement d'huile à DRT. (Draa Ettamra)
- 1981 : Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH pour le Maintien de pression de gisement.
- 1984 : Extension du centre de BKL.
- 1985 : Démarrage de l'unité de traitement du gaz associé à Oued Noummer.
- 1986 : Extension du centre de GLA /NE et Effondrement du puits OKN32.
- 1989 : Passation de consigne entre les régions HBK et Hassi R'mel pour le champ de Oued Nommer.
- 1992 : Mise en service de l'unité de récupération du gaz torché de BKH, BKL et GLA (boosting) et mise en service de l'usine de traitement de gaz.
- 1993 : mise en service de nouvelles unités électriques d'injection d'eau GLA et BKH. Démarrage de l'unité de traitement de gaz à GLA et des trois (03) stations de compression des gaz torchés (HBK, BKH et GLA).

- 1995 : Mise en service de nouvelles unités électriques d'injection d'eau BKH.
- 1996 : Mise en service de nouvelles unités de dessalage au centre Berkaoui.
- 1999 : Découverte du champ de Benkahla-Est. Par le sondage BKHE1.
- 2000 : Réalisations de trois stations de déshuilage à HBK, BKH et GLA, avec une capacité totale de traitement d'eau huileuse de 4800 m³ /j.
- 2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques le mois de mars.
- 2002 : Découvert du sondage BKP1.
- 2003 : Création de l'unité de traitement du gaz GLA.
- 2004 : Déplacement des manifolds, production et refoulement vers l'extérieur du centre de production GLA. Endommagement du bac R01 à GLA, remplacement des pompes d'expédition du centre production de BHK et de centre de production de GLA-NE
- 2005 : Découverte des champs de NHN – EAAN – GLO – GLSW et BKRS. Lancement du projet démolition du bac R01 et construction de trois nouveau bacs 5000 m³ deux GLA et un HBK.
- 2006 : Création de l'unité de traitement de gaz et lancement de projet tableau de bord XP.
- 2007 : Extension de projet de récupération de gaz associé, installation DCS des centres de production de HBK, BKH et GLA.
- 2008 : Démarrage du projet de récupération des gaz associés (RGA).
- 2010 : Découverte de la zone de BENKAHLA-Sud.(présentation HB)

1.4. Principaux Champs :

1.4.1. Champ de HBK :

Sur une superficie de 303 km² , le centre de production HBK se compose de (13) :

- Une unité de séparation d'huile avec une capacité de traitement 7500 m³ /j.
- Une autonome de stockage de 18000 m³ .
- Une unité de boosting d'une capacité nominale de 1042000 Sm³ /j.
- Une station d'injection d'eau de capacité nominale de 250 m³ /h.
- Une unité de déshuilage l'une capacité de 100 m³ /h.

L'équipement d'expédition se compose de deux électro-pompes et de deux turbopompes d'une capacité d'expédition 7700m³ /j.

1.4.2. Champ de GLA :

Sur une superficie de 99 km² , le centre de production se compose de [13]:

- Une unité de séparation d'huile avec une capacité de traitement 7500 m³ /j.
- Une autonome de stockage de 15000 m³ .
- Une unité de boosting d'une capacité nominale de 765000 Sm³ /j.
- Une station d'injection d'eau de capacité nominale de 250 m³ /j.
- Une unité de déshuilage l'une capacité de 60 m³ /j.

L'équipement d'expédition se compose de deux électropompes et de deux turbopompes d'une capacité d'expédition 7200 m³ /j.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'une capacité environ de 2369 000 Sm³ /j, sa capacité de récupération est estimée à 500T/j de GPL, de 90T/j pour les condensats, de gaz de vente de 1236000 Sm³ /j et de 424000 Sm³ /j de gaz lift [13].

1.4.3. Champ de BKH :

Sur une superficie de 286 km² , le centre de production BKH se compose de :

- Une unité de séparation d'huile avec une capacité de 7000 m³ /j.
- Une unité de boosting d'une capacité nominale de 562000 Sm³ /j.
- Une station d'injection d'eau de capacité nominale de 250 m³ /h.
- Une unité de déshuilage l'une capacité de 40 m³ /h.

L'équipement d'expédition se compose de deux électropompes et de deux turbopompes (secours) d'une capacité d'expédition 3600 m³ /j.

Toute la production d'huile de BKH est expédiée vers le centre de production de HBK[13].

1.5. Organigramme de la région de HBK :

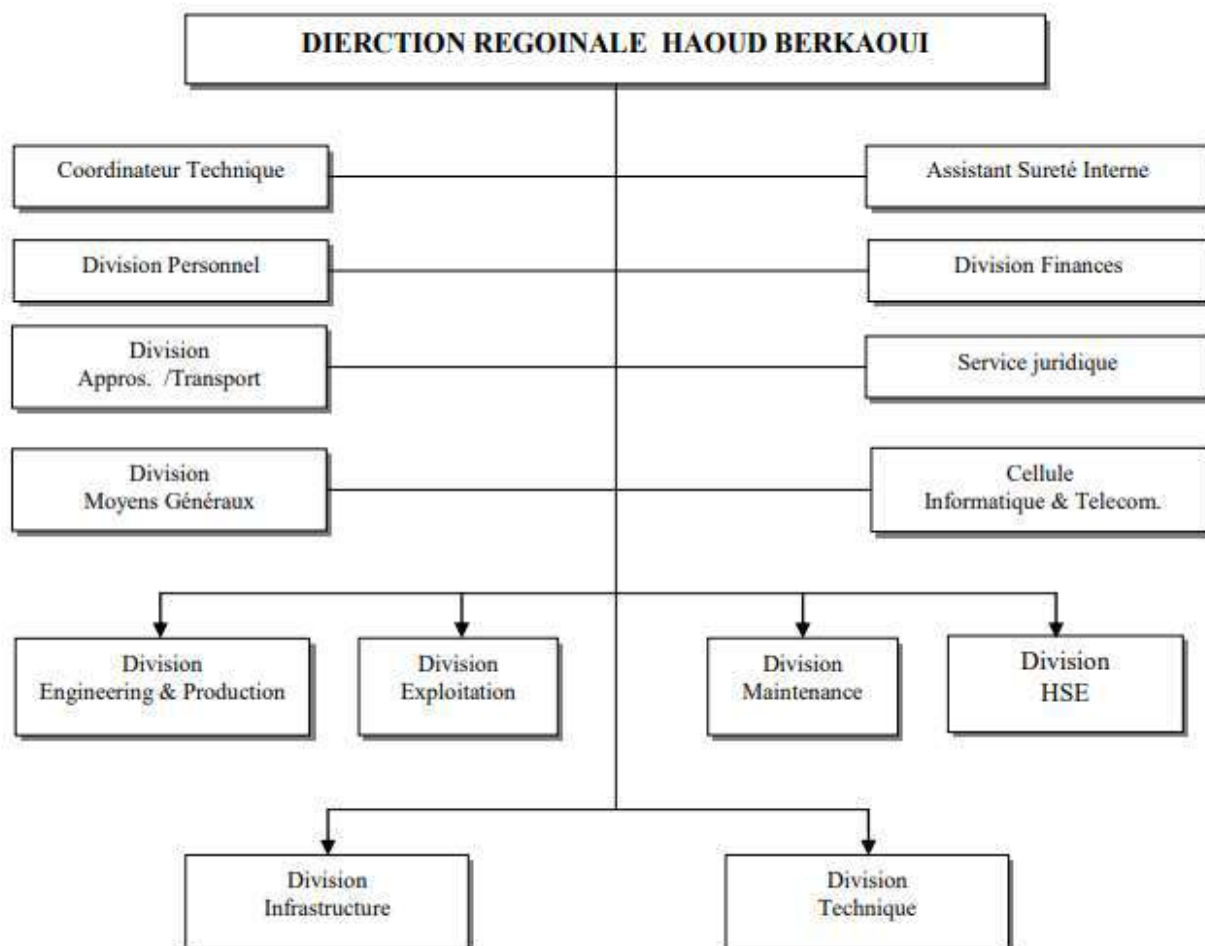


Figure II.02 : Organigramme de la Direction Régionale Haoud Berkaoui .

1.6. Description de centre de production HBK :

1.6.1. Définition :

Le centre de production de Haoud Berkaoui pour but de séparer le pétrole brut venant des champs avoisinants en trois produits : l'huile, le gaz associé et l'eau.

Après la séparation, l'huile va être acheminée vers l'unité de stockage puis elle sera expédiée vers la raffinerie d'ARZEW. L'eau séparée est destinée vers l'unité de déshuilage afin de la traiter et d'extraire de petite quantité d'huile restante qui sera après renvoyée vers l'unité de stockage et l'eau traitée sera envoyée au borbier. Le gaz sera acheminé vers l'unité de boosting [13].

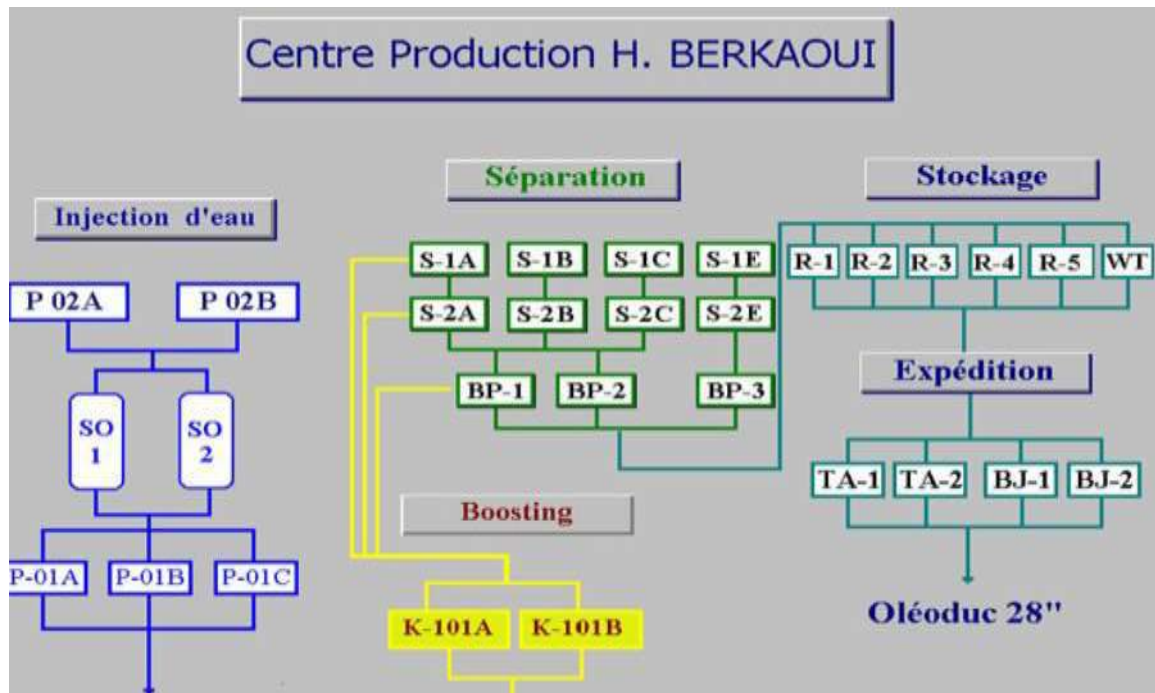


Figure II.03 : Centre production H.Berkaoui .

1.6.2. Mission de centre :

- Traiter le brut
- Séparer les différentes phases (eau , pétrole et gaz)
- Récupérer les gaz torchés et les envoyés vers l'unité de traitement des gaz GLA
- Traiter l'eau récupérée des séparateurs
- Stocker le brut et l'expédier vers oléoduc HEH-ARZEW

1.6.3. Les unités :

Il comporte principalement six unités :

- Unité de séparation
- Unité de Stockage et d'expédition
- Unité de boosting gaz
- Unité d'injection d'eau
- Unité de déshuilage
- Unité air Instrument/Service.

2.Présentation de région HMD :

2.1. Présentation de la direction Hassi Messaoud :

Cadre régional

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autres part, par la transformation diagenétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris la forme ou la configuration actuelle.

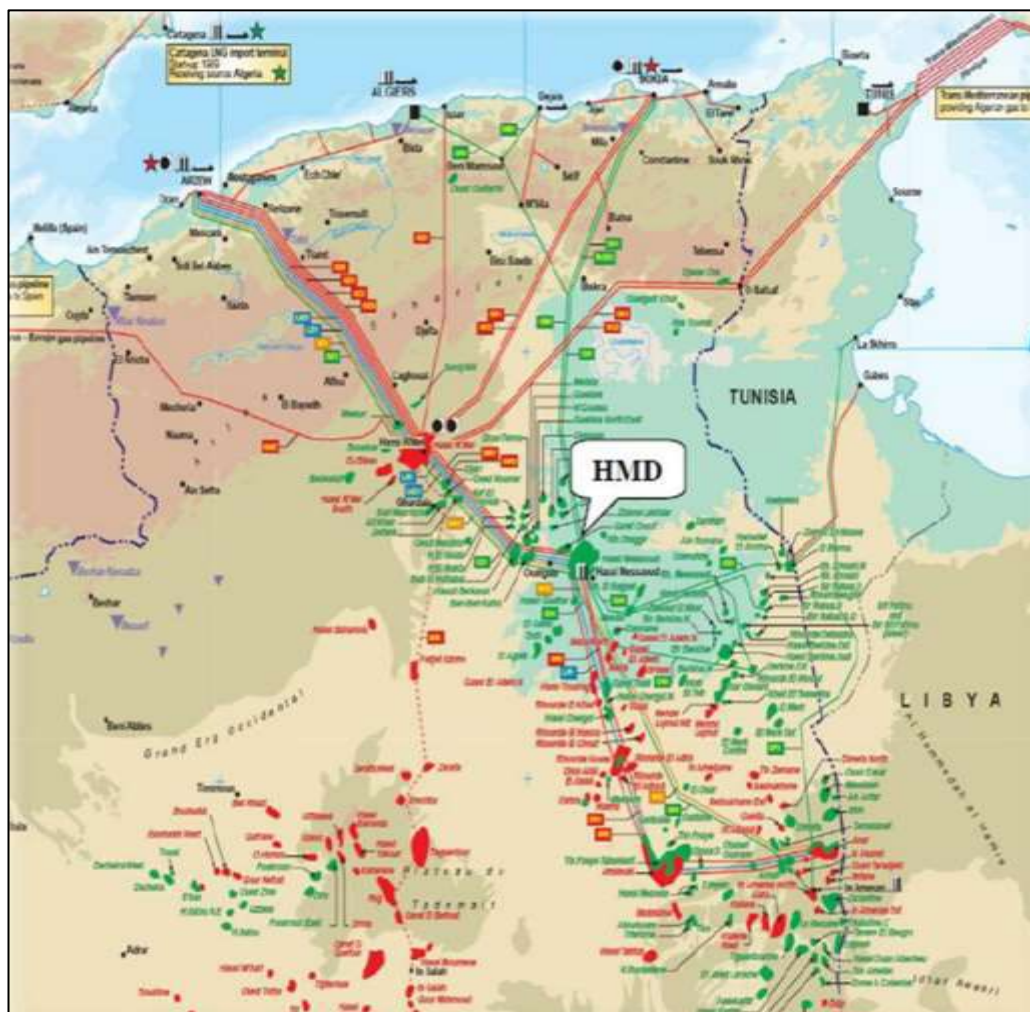


Figure II.04: Situation géographique de champ de Hassi-Messaoud .

2.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie, et se situe à environ 850km au Sud-Est d'Alger, à 280km au Sud-Est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à 350km à l'Ouest de la frontière Tunisienne, Il s'étend sur une superficie de 2500 Km². Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X = [790.000 - 840.000] Est

Y = [110.000 - 150.000] Nord

Il est limité :

- Au Nord-Est par le gisement de [Rh Chegga] [3]
- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb
- Au Sud-Est par les gisements : Rhour de El Baguel et Mesdar.

2.3 Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, (vaste formation évaporitique du trias) ; il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djamâa-Touggourt.
- À l'Ouest, par la dépression de Oued Mya.
- Au Sud par le fond d'Amguid et d'El-Biod.

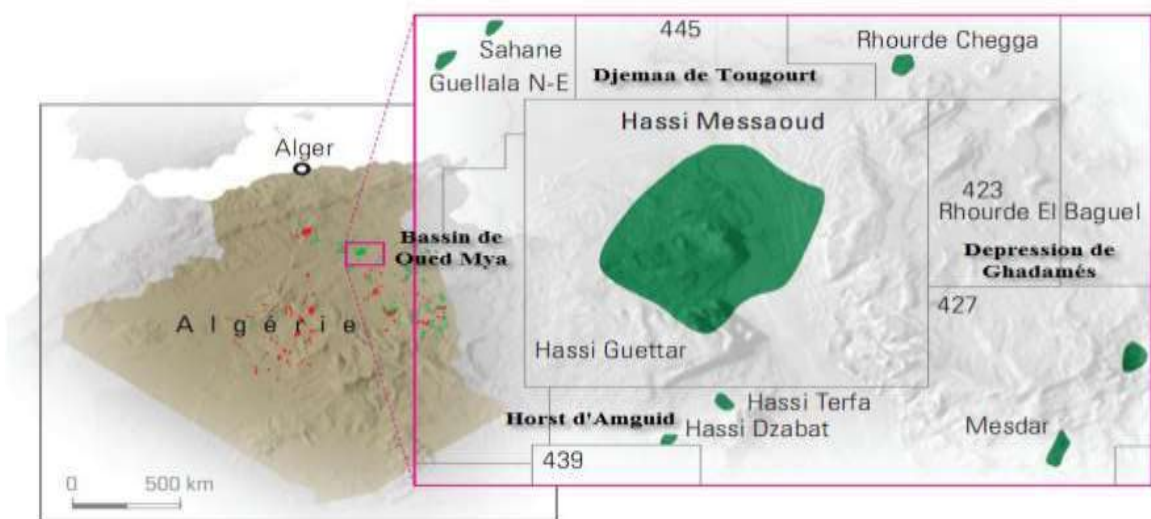


Figure II.05 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud .

2.4. Historique :

1956 : Découverte du champ (Forage de MD 01)

1958 : Mise en exploitation du champ Sud

1960 : Création du CIS et CINA

1960-1970: Réalisation de 05 Unités de séparation ; 02 Unités de Réinjection de gaz ; 01 Topping et 02 Unités de Stabilisation

1970-1980 : Réalisation de 02 Unités GPL ; 07 Unités de séparation Satellites ; 01 Raffinerie ; 01 Unité d'injection d'eau ; 05 Unités Boosting et 05 Unités de Réinjection de gaz

1980-1990 : Réalisation de 02 Unités de Réinjection d'eau ; 01 Unité de séparation Satellites ; 06 Unités Boosting ; 01 Unité de séparation et 02 Unités d'injection de gaz.

1990-2000 : Réalisation de 17 Unités Boosting;06 Unités de Réinjection de gaz ; Unité de séparation de gaz ; 01 Unité de GPL et 02 Unités d'azote.

2000 à ce jour : Réalisation de 02 Unités de Traitement des eaux Huileuse ; 01 Unité de valorisation des Condensats ; unité de dessalage, un nouveau réseau des torches ,01 Unité de stabilisation d'huile « UTBS » ; 01 Unité de production de GPL et de Condensat et Unité de séparation LDHP (Ligne Direct Haute Pression) « ZCINA ».

2.5. Gisement :

Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mise en évidence la présence d'huile à 3338 m de profondeur dans les Grés du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km au NNW de MD1, le forage OM1 a confirmé l'existence d'huile dans les Grés Cambrien.

Actuellement, le champ est divisé en 25 zones en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leur production.

SUPERFICIE : 3300

KM2 FORMATION : CAMBRO-ORDOVICIEN

PROFONDEUR : entre 3250 et 3500 M

EPESSEUR : jusqu'à 300M

HUILE LEGERE DE DENSITE API = 45,4

1957 : DECOUVERTE (MD1)

1958 : DEBUT DE LA PRODUCTION EN JUILLET

1993 : PREMIER FORAGE HORIZONTAL (MDZ 453)

1996 : PREMIERE REPRISE EN SHORT-RADIUS (MD 218)

2.6. Le champ de Hassi Messaoud :

peut-être considérée comme le moteur économique de l'Algérie. Le pétrole a été découvert accidentellement quand un bédouin (Messaoud Rouabeh) a trouvé un sable noir d'une odeur étrange pendant le creusement d'un puits d'eau dans cette région. Le gouvernement français commença à explorer et exploiter le pétrole dans ces régions depuis les années cinquante jusqu'à l'Indépendance. Le tableau 1 résume les importants événements historiques de ce champ.

1956	Premier puits pétrolier à HMD
1958	Mise en exploitation du HMD-champ sud
1959	Mise en exploitation du HMD-champ nord
1960	Création des complexes industriels (CIS et CINA)
1960-1970	Création de 05 unités de séparation, 03 unités de réinjection de gaz, 01 unité de topping et 03 unités de stabilisation
1970-1980	Création de 02 unités de GPL, 06 de séparation satellites, une raffinerie, 01 unité d'injection d'eau, 05 unités de boosting et 05 de réinjection de gaz
1980-1990	02 unités de réinjection d'eau, 01 unité de séparation satellites, 06 unités boosting, 01 unité séparation et 02 unités d'injection de gaz.
1990-2013	17 unités boosting, 06 unités de réinjection de gaz, 01 unité de séparation, 01 unité de GPL, 02 unités de traitement des eaux de rejet industriels et 02 unités d'azote .unité UTBS

Tableau II.01 : Les principaux événements historiques du champ de HMD .

2.7. Organigramme de SONATRCH à la région de HASSI MESSAOUD :

Le siège de sonatrach à Hassi Messaoud est responsable de la gestion de toutes les opérations pétrolières exécutées dans toute cette région. Cette direction régionale est divisée en 4 directions et 6 divisions come illustre dans la figure (II.6).

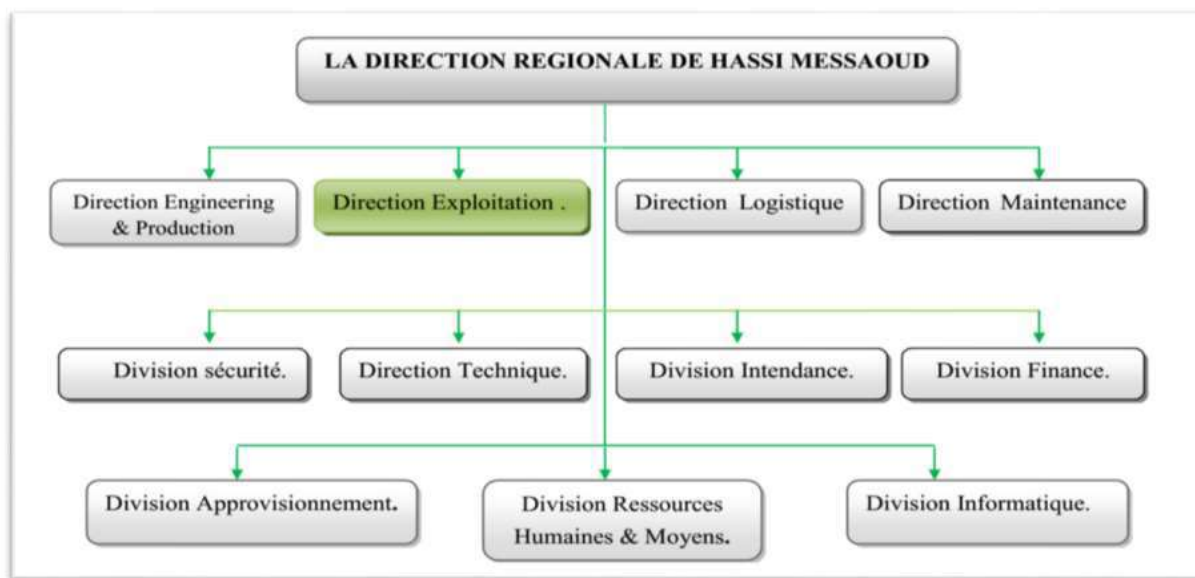


Figure II.06 : Schéma d'organigramme de la direction régionale .

2.8. Description des installations :

La production d'un puits est un mélange tri-phasique composé d'hydrocarbures liquide et gaz, d'eau et impuretés. Cette production subit un traitement au niveau des complexes industriels CIS et CINA avant d'être expédiée. Les quatre complexes CIS et UTBS et CINA et ZCINA composés d'une chaîne de procédés plus ou moins complexes ont pour fonction le traitement des effluents provenant des puits producteurs. Ces procédés sont faits pour prendre en charge : Le traitement du pétrole brut : séparation huile-eau gaz, dessalage et stabilisation pour la production d'un pétrole brut conforme aux normes commerciales (TVR, Salinité, Densité et BSW). Le traitement des gaz associés produits aux cours du processus du traitement du pétrole brut pour la production des GPL et condensats. Le traitement des eaux huileuses générées lors du processus traitement de pétrole brut pour la protection de l'environnement. Le raffinage d'une partie du brut pour la production de carburants approvisionnement du marché local. La réinjection des gaz résiduels et l'injection d'eau pour le maintien de la pression du gisement.

2.8.1. Direction exploitation :

Cette direction enveloppe différents départements comme présenter dans la figure 04 dans le but d'exploiter le brut de son lieu de production jusqu'à aux stations de traitement et de stockage. Le brut n'est pas directement exploitable à son état naturel, mais doit subir plusieurs transformations au niveau de deux complexes industriels sud (CIS) et nord (CINA). Après ces dernières, il sera acheminé vers HAOUD el HAMRA, pour être dispatché vers les régions du nord, tel Arzew, Alger et Skikda [1]. Cette direction gouverne toutes les opérations de production comme les stations d'injection du gaz et de compression. Additionnellement, le contrôle des opérations de transport comme le boosting et de traitement est aussi une importante phase pour assurer la durabilité de récipient de pétrole et la bonne qualité.

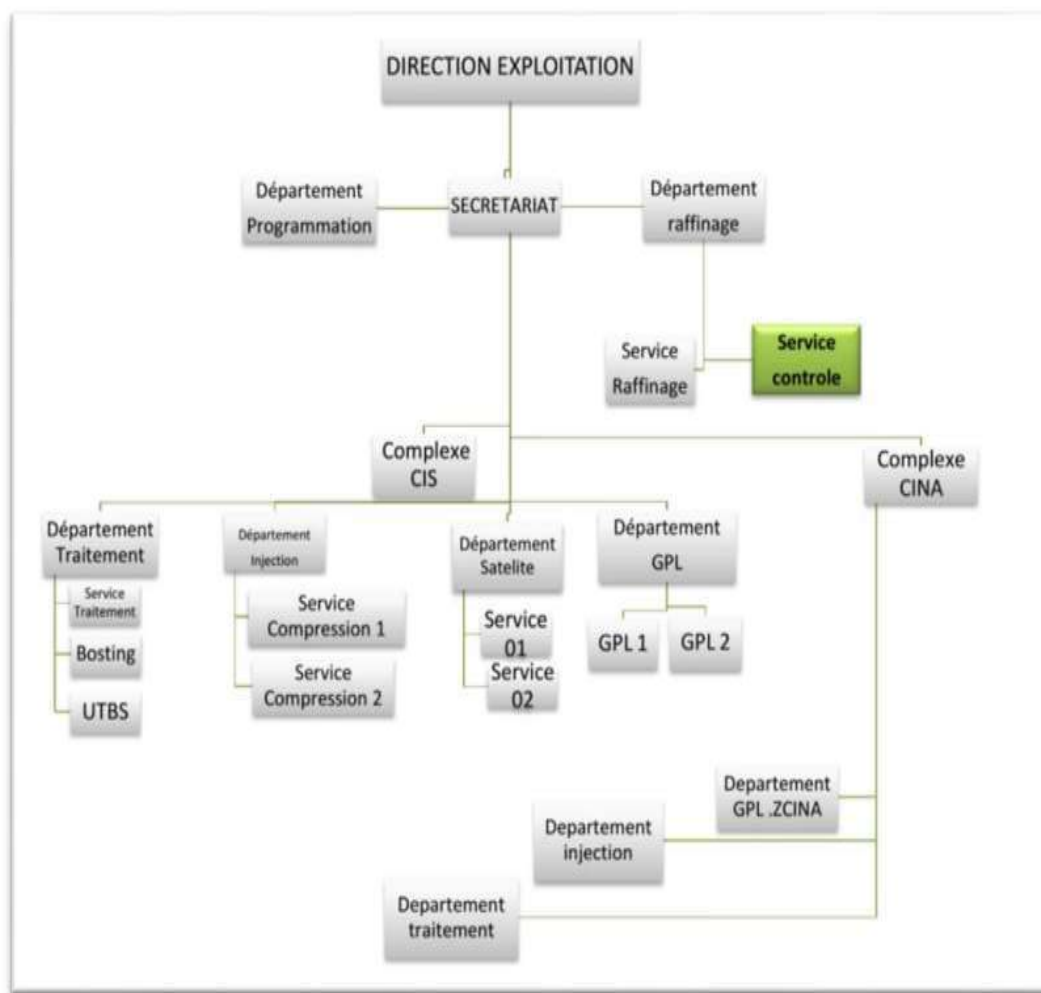


Figure II.07 : Schéma d'organigramme de la Direction Exploitation .

2.8.2. Description du Département Traitement Sud (CIS / UTBS) :

- Service traitement SUD :

Il est composé essentiellement de :

Manifolds.

Séparation LDHP.

Séparation GAZ FTS.

Séparation LDBP, 2ème étage et 3ème étage.

Réservoirs dégazeurs.

Pomperie d'expédition.

Unité de dessalage.

Unité de stabilisation.

Unité de topping.

Parc de stockage du brut traité.

Unité de fractionnement des condensât.

- Service BOOSTING

Les gaz issus des différents étages de séparation du brut de traitement SUD sont comprimé à une pression de 28 bars, ils sont envoyés vers le manifold gaz 28 bars pour alimenter les stations de réinjection de gaz et unités GPL1 et GPL2. Les condensâtes récupérées sont utiliser comme charge de l'unité UFC.

- Service de l'UTBS L'UTBS (Unité de Traitement de Brut Sud) :

mise en service en Aout 2010, est destinée à recevoir et traiter l'huile non stabilisée provenant de six champs satellites sud (W1C, W1A, W2A, S1A, E1C, et E2A) et à expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH (Haoud El Hamra). Le traitement consiste à dessaler et stabiliser le brut provenant des six champs satellites. L'unité a été conçue pour produire 300 000 barils par jour (47 700m³ /j).

- **Objectifs de l'unité UTBS :**

- Amélioration de la sécurité des installations
- Amélioration de la qualité du brut conformément aux exigences et normes internationales.
- Augmentation de la capacité de traitement de production
- Certification iso 14001 (environnement)
- Production d'un brut conforme, stable et commercial.

Chapitre III

*Les méthodes de dessalage
dans deux régions et Mode
Opératoire*



1.Méthode de dessalage à HBK :

Dans cette région il existe deux Procédés (mécanique et chimique) [16] :

1.1. Procédé mécanique :

Le pétrole brut venant des différents champs avoisinants s'accompagne sur certain puits d'une production d'eau salée due à la présence des sels cristallisés en suspension avec les particules de brut, il subit une première séparation au niveau du séparateur Free Water Knock Out (FWKO) situé à l'extérieur du centre. Cette première séparation est dite bi-phasique car elle se fait entre l'eau et l'huile. Le but de cette étape est de se débarrasser d'une grande quantité d'eau salée, alors que le séparateur fonctionne sur le principe de la gravité (l'eau salée descend et l'huile monte). Ensuit chaque phase prend sa sortie :

- L'huile est acheminée vers les manifolds.
- L'eau prend la destination de l'unité de déshuilage.

Au niveau des manifolds se fait la collecte de l'huile et via 06 pipes se fait l'acheminement vers le centre de production HBK.

- 04 collecteurs de pétrole brut à haut pression HP (6 -13) bar.
- 02 collecteurs de pétrole brut à moyenne pression MP (1.6 -4) bar.

1.2. Procédé chimique :

Dans l'entrée du centre production ,le pétrole brut est chargé de gouttes d'eau salée dans suspension appelée émulsion, qui est entourée d'un film inter-facial qui empêche la coalescence due à deux forces opposés : les tensions superficielles des deux liquide (eau / l'huile) qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film inter-facial qui s'oppose à cette fusion .Pour briser cette interface et les gouttelettes d'eau salée dispersées peuvent fusionner ,on injecter un produit chimique appelé désémulsifiant (chemec2936) , et un autre produit appelé anti-paraffine (AP-104) qui permet d'éviter la formation des paraffines qui se forme à une basse température de 10 à 33 C⁰, elle est visqueuse et devient solide quand la température atteint environs 0 C⁰ qui peuvent causer des bouchages au niveau des conduites emprisonner l'eau et l'empêche de se séparer du pétrole [16].

1.3. Procédé mécanique :

L'huile entre dans l'unité de séparation via un jeu de vannes cette unité est constituée de trois batteries de séparation. Chaque batterie est constituée d'un séparateur HP, MP et BP :

- Batterie A : Séparateur HP (S1A), Séparateur MP (S2A) et Séparateur BP (BP1).
- Batterie B : Séparateur HP (S1B), Séparateur MP (S2B) et Séparateur BP (BP2).
- Batterie C : Séparateur HP (S1C), Séparateur MP (S2C) et Séparateur BP (BP3).

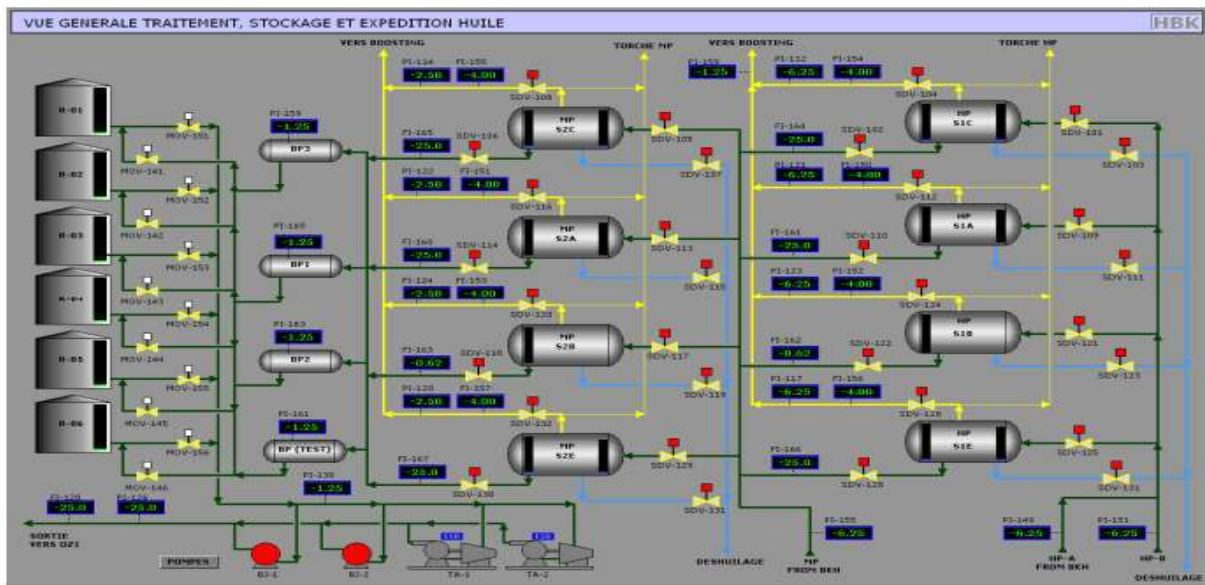


Figure III.01 : Schéma vue générale traitement, stockage et expédition .

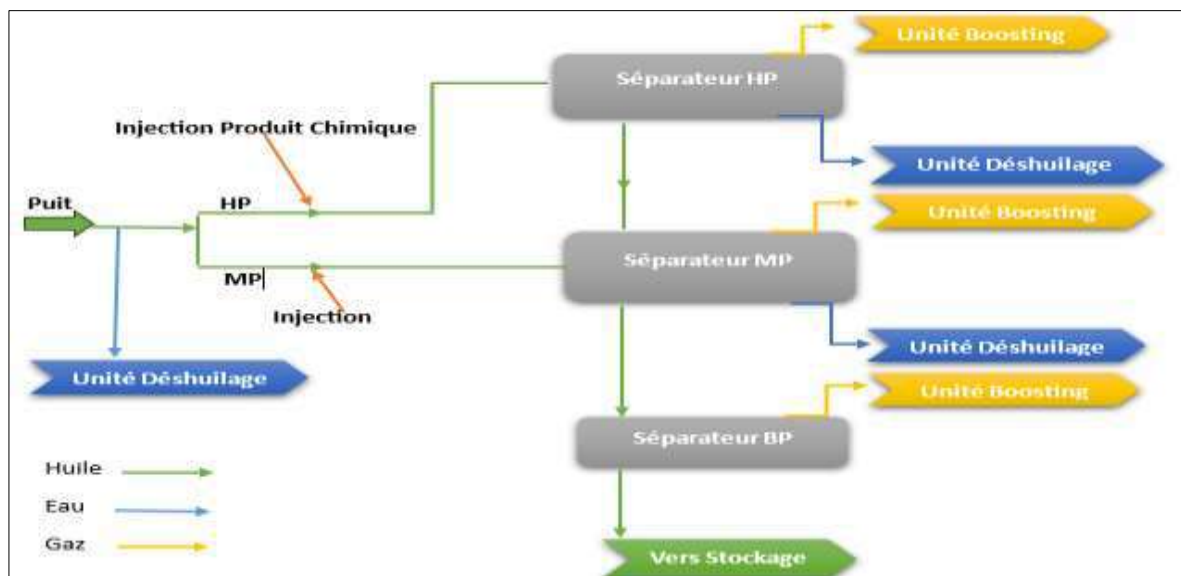


Figure III.02 : Schéma simplifié de traitement de brut dans HBK .

1.3.1. Séparateur à haute pression (HP) :

C'est un ballon tri-phasique qui permet de séparer le mélange (eau salée – huile – gaz). La charge de ce ballon est le pétrole brut provenant des collecteurs HP. Le séparateur est équipé d'une plaque de forme rectangulaire plate, placée à l'entrée des fluides appelé (déflecteur). Le déflecteur a pour rôle de casser le jet des fluides entrant (eau salée - huile) et de leur changer de trajectoire pour réduire la vitesse d'entraînement des fines gouttelettes. En heurtant la surface du déflecteur les fines gouttelettes s'accumulent pour former de grosse gouttent d'eau salée que tombent vers fond de séparateur par l'effet de la gravité, et au-dessus on trouve l'huile, en haut on trouve du gaz car moins dense que l'eau et l'huile. Enfin chaque phase prend sa sortie [16]:

- Le brut vers le séparateur à moyenne pression
- Le gaz : envoyé vers l'unité de boosting et l'excès vers la torche
- L'eau salée vers l'unité de déshuilage

1.3.2.Séparateur à moyenne pression (MP) :

C'est un ballon tri-phasique qui permet de séparer le mélange (eau salée – huile – gaz), la charge de ce ballon est le pétrole brut provient de deux sources le séparateur HP et des conduites MP, (même principe de travail le séparateur HP) et chaque phase prend sa sortie [16] :

- Le brut vers le séparateur à basse pression.
- Le gaz : envoyé vers l'unité de boosting et l'excès vers la torche.
- L'eau salée vers l'unité de déshuilage .



C'est un ballon bi-phasique qui permet de séparer le mélange (huile – gaz) car l'eau a été extraite dans les deux premiers séparateurs. La charge de ce ballon est le pétrole brut provenant du séparateur MP.et chaque phase prend sa sortie [16] :

-
- SEPARATEUR S.P. EXISTANT
- Diagram illustrating a 4-stage distillation column configuration. The system includes four distillation columns (BP0, BP TEST, BP2, BP3) and a reboiler (V-100). The columns are connected in series, with the reboiler (V-100) feeding into the bottom of BP0. The top products (P-100 to P-400) and bottom products (T-100 to T-400) are collected and sent to storage tanks (VERS BAS DE STOCKAGE and VERS HAUT DE STOCKAGE). The reboiler (V-100) is also connected to a VERS HAUT stream.

32

1.4 Unité de Stockage et expédition :

L'unité de stockage du pétrole brut est composée de six bacs de stockage, dont les quatre premières sont de volume identique (2000 m³) et deux derniers possèdent un volume de (5000 m³) .

L'huile provenant des séparateur basses pressions est ensuite stocké. Après une décantation pendant (4 heure) les gouttes d'eau restantes tombent dans fond de bac ensuite l'eau décantée est purgée vers l'unité de déshuilage et l'huile est expédiée vers HEH – ARZEW pour la raffinerie et la vente au marché international .

Une prise d'échantillon du bac de stockage est réalisée par le service du laboratoire afin de contrôler les qualités du pétrole (Salinité, TVR, BSW et Densité) qui doivent répondre à des spécifications bien déterminées avant son expédition [16].

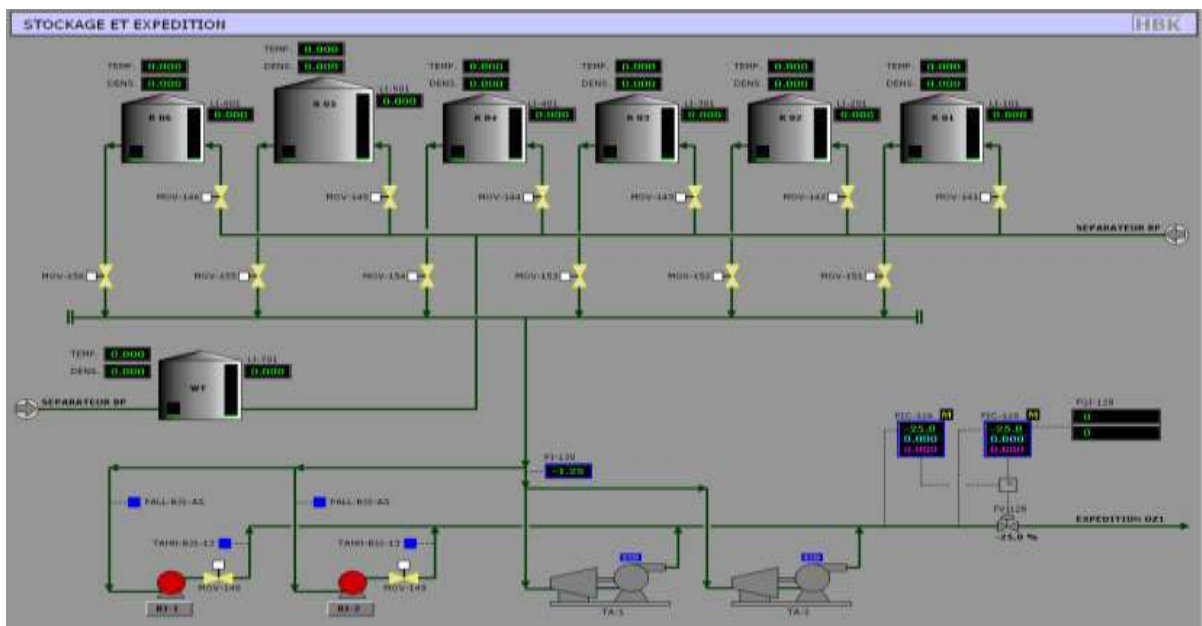


Figure III.05 : Schéma unité de Stockage et expédition

2.Méthode de dessalage à HMD :

2.1.Description de l'Unité de Traitement :

Le train est considéré comme l'unité principale du circuit de traitement du minerai car cette unité contient les plus grandes capacités en stabilisation du minerai. Pour atteindre cette stabilité, le minerai doit tourner à plusieurs capacités de train, selon la structure [17] :

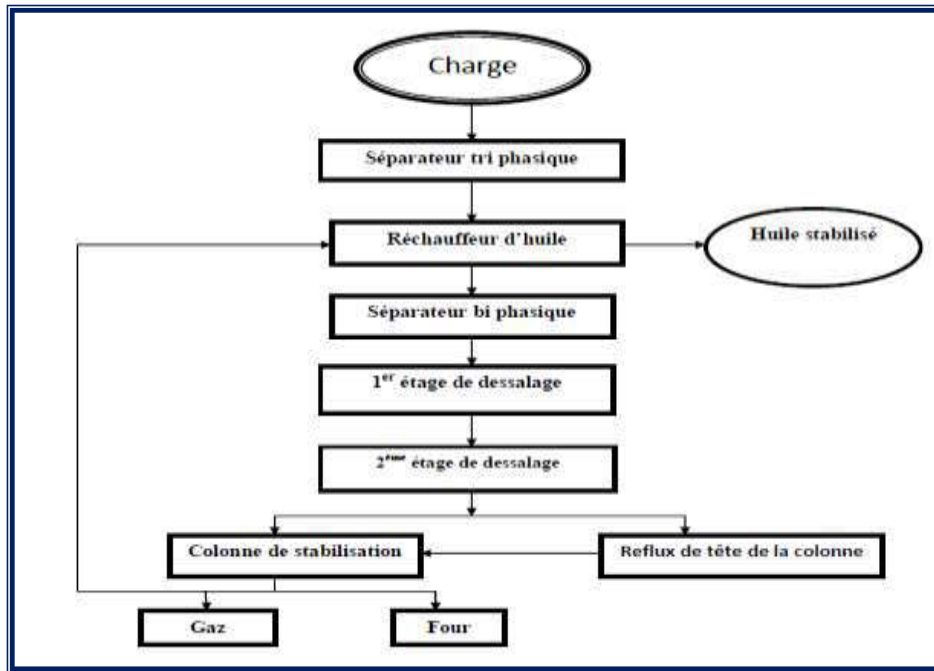


Figure III.06:organigramme du train de l'UTBS

➤ **Chaque unité de traitement d'huile comprend : (Figure 07)**

- Un séparateur tri-phasique.
- Un réchauffeur d'huile.
- Un séparateur bi-phasique.
- Un paquage de dessalage comprenant
 1. premier étage de dessalage.
 2. deuxième étage de dessalage.
 3. deux pompes de recyclage d'eau premier étage.
 4. deux pompes de recyclage d'eau deuxième étage.
- Un ecolonne de stabilisation.
- Trois pompes de recirculation du rebouilleur.
- Un rebouilleur Un refrigerants d'huile stabilisée.

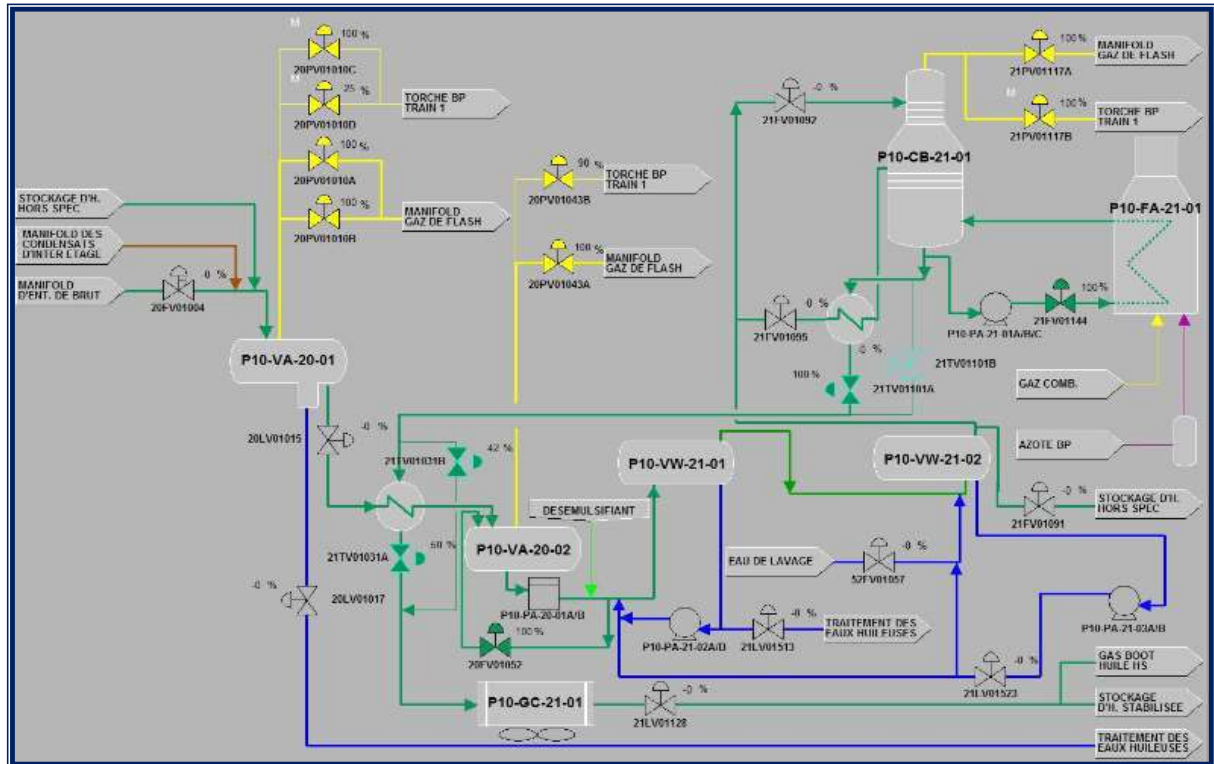


Figure III.07: Description de l'unité de Traitement de Brut [10].

2.2. Réseau de collecte de brut

Les installations sont conçues pour traiter le brut en provenance des six champs satellites existants de Hassi Messaoud Sud, dont trois sont situés à l'Est de l'unité (E1C, E2A et S1A) et trois situés à l'Ouest (W1A, W2A et W1C). Les raccordements au niveau des satellites sont équipés de deux vannes manuelles et le pipeline permet d'exporter le brut soit à l'UTBS soit au CIS. Ainsi, le traitement du brut sera assuré par le CIS en cas d'impossibilité d'acheminement du brut vers l'UTBS

2.3. Traitement de brut

L'huile brut provenant des satellites ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant car elle peut dégazer.

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

- TVR de l'huile compatible avec un stockage à température ambiante ,c'est-à-dire 7psi pour une température extérieure de 50°C (en été) et jusqu'a10 psi pour une température extérieure de 25°C maximum (en hiver).
- Salinité inférieure ou égale 40 mg/L.

Teneur en eau insoluble dans le brut stabilisé inférieure ou égale à 0.1%.

Pour atteindre ces spécifications, plusieurs étapes sont nécessaires :

2.3.1.Séparation :

Premier méthode basée sur la séparation par différence de densité entre l'huile et l'eau salée dans le séparateur tri-phasique (gaz, pétrole, eau).

La séparation tri-phasique est la première étape du train, elle est de pression 6.5 bar, cette étape consiste a séparer le brut qui arrive par le 24''(non stable) a trois phases (gaz, eaux huileuses, huile) par différence de densité , le brut entre , les eaux huileuses décante et collectée dans l'appendice puis envoyée vers l'unité de traitement des eaux huileuses , ensuite il sort en toute bas de l'appendice par une vanne régulatrice ,le gaz monte et va être envoyée vers les tubes, l'huile grâce a un contrôleur de niveau, est envoyée vers le réchauffeur.

L'huile chauffée à 70°C alimente le séparateur diphasique qui constitue le deuxième étage de séparation.

Le gaz de flash dû à la chauffe dans le réchauffeur d'huile et à la détente à 5 bar dans Le séparateur diphasique est envoyé vers la compression ,l'excès de gaz étant envoyé vers la torche basse pression de l'unité.

L'huile est pompée du séparateur diphasique vers le package de dessalage par les pompes d'alimentation du dessaleur, centrifuges verticales [19]

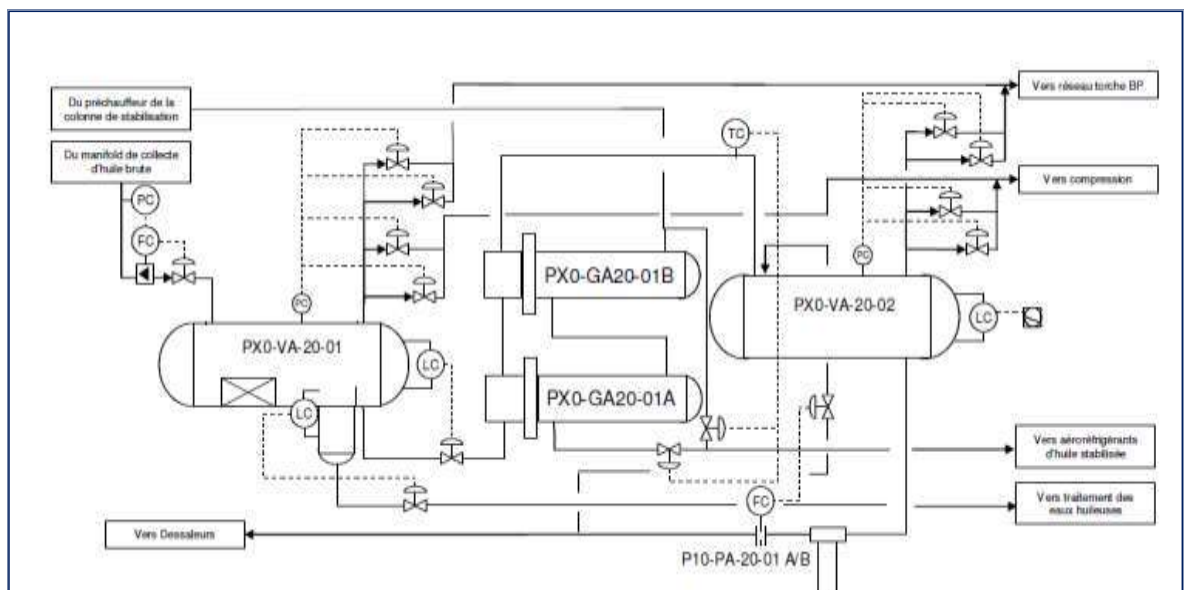


Figure III.08 : schéma de Séparation d'Huile .

2.3.2. Dessalage :

Les pompes d'alimentation pompent l'huile chaude du réchauffeur vers la première dessaleur , en passant par la pompe mélangeuse à une température de 70°.

-Raw Mix - L'huile est alimentée avec le produit chimique (dés émulsifiant) par pompe doseuse avant d'entrer dans la première étage (dessaleur de 15 bars) .

- Mélange brut - L'huile est alimentée avec le produit chimique (démulsifiant) et l'eau de lavage par la première pompe doseuse avant d'entrer dans la première étage (adoucissement 15 bars) et le mélange se fait à l'intérieur de la première pompe mélangeuse.

Après que le pétrole brut ait quitté la première étage de dessalement, une autre émulsion est réalisée (brut de la première étage, eau de lavage, désémulsifiant) à l'aide de la deuxième vanne mélangeuse (21-PV 0X524) située après la première étape de dessalement et fonctionnant à une pression de 12 bars et une température de 64/65 degrés.

Cela garantit un mélange adéquat de l'huile, des produits chimiques et de l'eau de lavage, Le pétrole brut est ensuite transféré vers la deuxième étage de dessalement.

Le mélange brut est dessalé sous l'influence d'un champ électrostatique, Le rôle du champ électrique est de favoriser la collision et la coalescence des gouttelettes d'eau salée dispersées dans le brut (chaque gouttelette, sous action du champ, se polarise et par conséquent une attraction électrostatique se manifeste entre les particules). Pour atteindre des tensions critiques au dessous des quelles en risque de déformer les gouttelettes au point quelles se divisent encore plus et provoquent le déclenchement du dessaleur.

L'eau salée émerge du fond de dessaleur vers son emplacement de filtration, et l'huile continue son chemin vers le four [18]

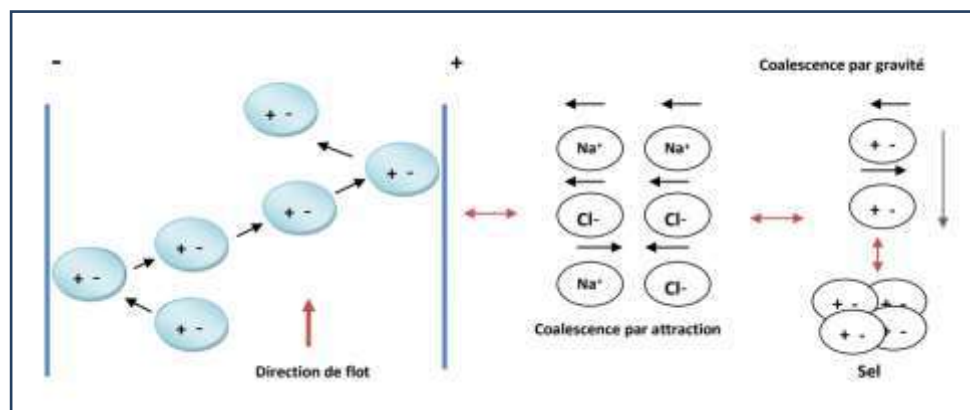


Figure III.09: Action d'un champ électrique Dans le Dessaleur .

➤ Le processus de dessalement est résumé dans les points suivants :

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

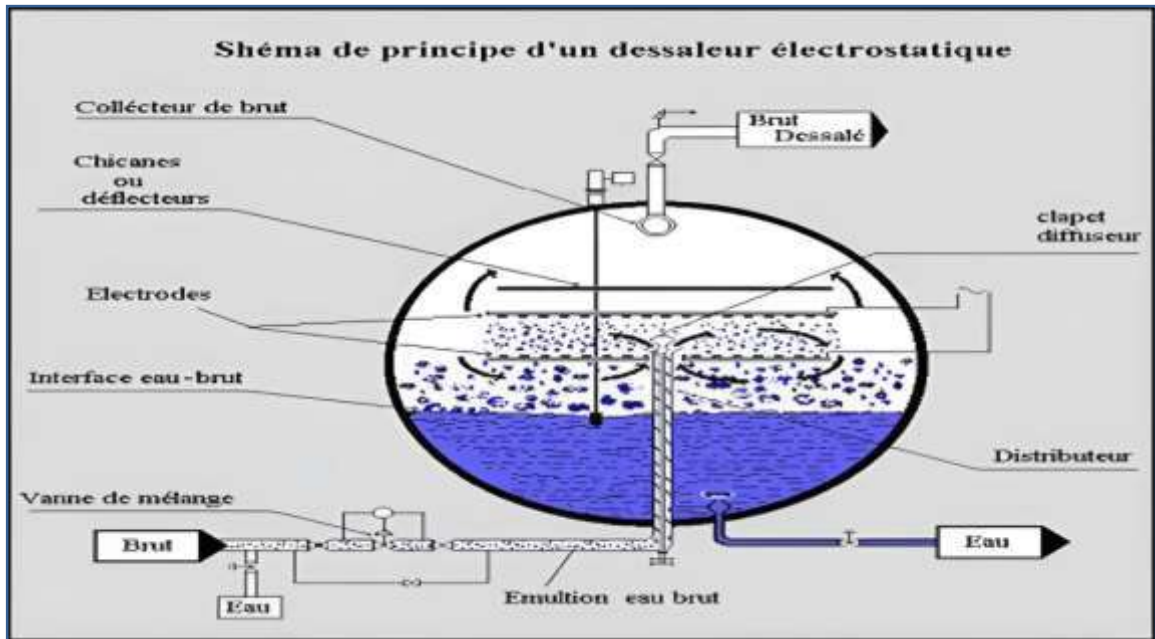


Figure III.10: Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [9]

➤ L'explication est résumée dans un schéma de l'étape de dessalement à UTBS

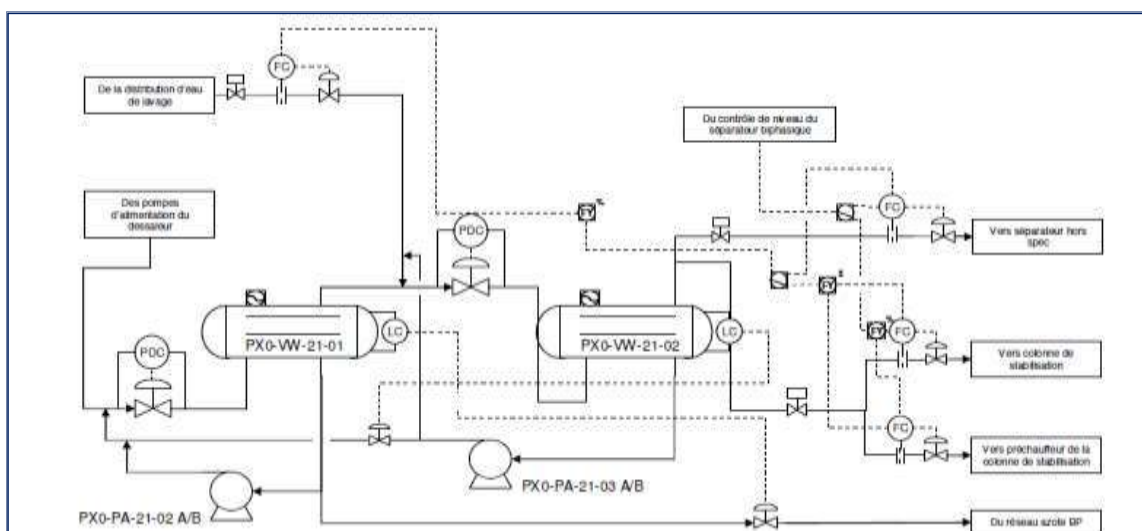


Figure III.11 : schéma de Dessalage.

- **Paramètres de marche:**

- **Le dégazage**

séparateur diphasique est très important, pour réduire la quantité maximale de gaz associé afin que cela ne pose pas de problème à l'intérieur du dessaleur .

- **Température**

Le brut est chauffé pour réduire la viscosité du brut et augmenter la vitesse des particules à l'intérieur de dessaleur .

température 70 C° a également été choisie pour préserver les propriétés du brut et ne pas le séparer..

- **Taux de l'eau de lavage**

La brut est lavée à l'eau de lavage pour garantir que le sel se dissout après avoir rompu la liaison émulsion, et la quantité d'eau injectée est mesurée (5%volume).

- **Taux de désémulsifiant**

Le désémulsifiant est très important dans le processus de dessalement du pétrole. La quantité injectée est déterminée en fonction des besoins et les types de solutions varient, notamment (Prochinor).

- **Le perte de charge**

La vanne mélangeuse accélère le mélange de l'eau de lavage et du désémulsifiant avec le pétrole brut, entraînant une perte de charge (ΔP) en fonction de la qualité du pétrole (lourd ou léger). Une augmentation ou une diminution de la perte de pression indique le taux de lavage, qui varie entre 1 et 2 bar.

- **Le champ électrostatique**

Le champ électrique varie entre 15 000 et 20 000 volts, l'augmentation ou la diminution du champ affecte la composition du matériau et la vitesse de polarisation.

- **Le temps de séjour**

le temps de séjour du brut dans le dessaleur est donné par la relation suivante [21]:

$$T_s = \frac{V}{Q}$$

Où:

TS : temps de séjour ou temps de rétention.

V : volume de la capacité (m³).

Q : débit volumique de la charge.

Q = Q brut + Qeau.

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

- **La décantation**

Comme nous l'avons mentionné précédemment, sous l'influence d'un champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et forment de grosses gouttelettes qui, sous l'influence de leur densité supérieure à celle du pétrole brut, se déposent au fond du dispositif de dessalement, et de là la vitesse de sédimentation est déterminée par la formule de Stokes [22] :

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

V_D: vitesse de décantation (m/s).

g: accélération de la pesanteur.(9.81 m/s²).

d_a: densité de la phase dispersée(eau).

d_c: densité de la phase continue (brut).

ϑ_c: viscosité cinématique de la phase continue.

D : diamètre des gouttelettes d'eau

- **Temps de décantation**

Le calcul du temps de décantation est primordial, car un temps de décantation inférieur au temps de séjour indique l'entraînement des particules d'eau dans le brut. La formule suivante permet de calculer le temps de décantation [21]:

$$t_d = \frac{L_1}{V_d}$$

Où:

t_d : Le temps de décantation (min),

V_D : La vitesse de décantation (m/s),

L_1 : La distance entre l'électrode basse et l'interface (m).

2.2.4. Stabilisation :

Le pétrole brut chauffé dans le four est ensuite envoyé vers une colonne de stabilisation équipée de vingt et un plateaux à clapets fixes. La colonne est alimentée à deux niveaux :

- 80 % du débit total alimente la colonne du plateau 13 après chauffage de la charge dans un échangeur minéral/minéral stabilisé constitué de deux calandres disposées en série.
- 20 % du flux total de minéral alimente la colonne au niveau du plateau de tête et forme un reflux vers la colonne.

Une seringue d'eau de lavage est fournie pour permettre le nettoyage des plateaux en cas de précipitation de sel.

Cette seringue est généralement fermée. La nouvelle cuisson s'effectue au four. [20]

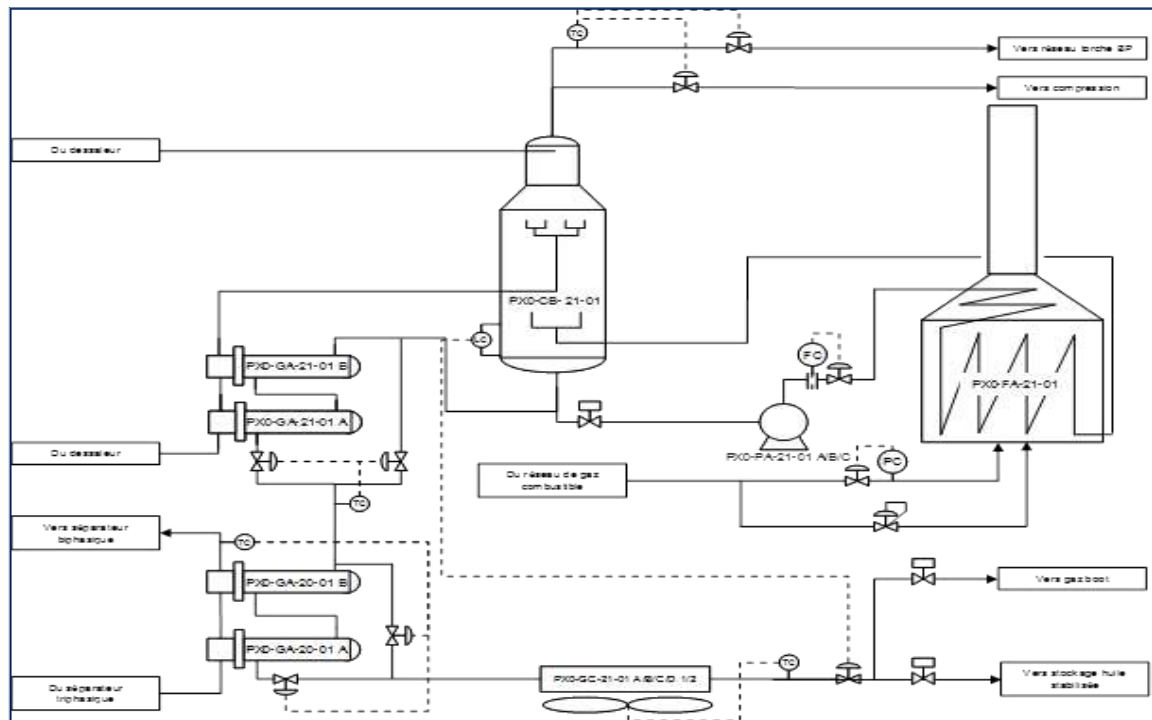


Figure III.12: Schéma de stabilisation.

2.2.5. Refroidissement :

L'huile stabilisée chaude (entre 135 °C dans le cas hiver et 160°C dans le cas été) sort de la colonne et passe côté calandre dans le préchauffeur de la colonne de stabilisation puis côté calandre dans le réchauffeur d'huile et cède ainsi sa chaleur à l'huile non stabilisée. Le refroidissement final avant stockage est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée PX0- GC-21 A/B/C/D (figue 10), constitués de 4 baies en parallèle, chaque baie comportant deux ventilateurs, dont un à pales variables. L'huile ainsi refroidie peut être envoyée vers les bacs de stockage d'huile stabilisée ou vers le bac de stockage d'huile hors-spec .[17]

2.2.6. Stockage:

Le brut stabilisé est ensuite stocké dans 4 bacs à toit flottant ayant chaque capacité brute de 50 000 m³ ensuite ils envoient ce brut stabiliser à HEH(Haoud El Hamra) .

La ligne d'expédition de brut stabilisé de 30'' à partir de l'UTBS se raccorde sur la nouvelle ligne 24'' CIS-HEH réalisée par le Maître de l'Ouvrage. Le point de raccordement est situé à l'intérieur du CIS, à proximité des pompes d'expédition existantes et proche de la gare de racleurs départ vers HEH (30 m environ).

Le raccordement se fait sur la partie aérienne de la canalisation, avant son enfouissement. A noter que le point de raccordement sur le pipe d'expédition vers HEH, est équipé d'une vanne 24" série 300 existante.

La ligne est équipée de gares de racleur départ/arrivée et pourvu de vanne de sectionnement [20].

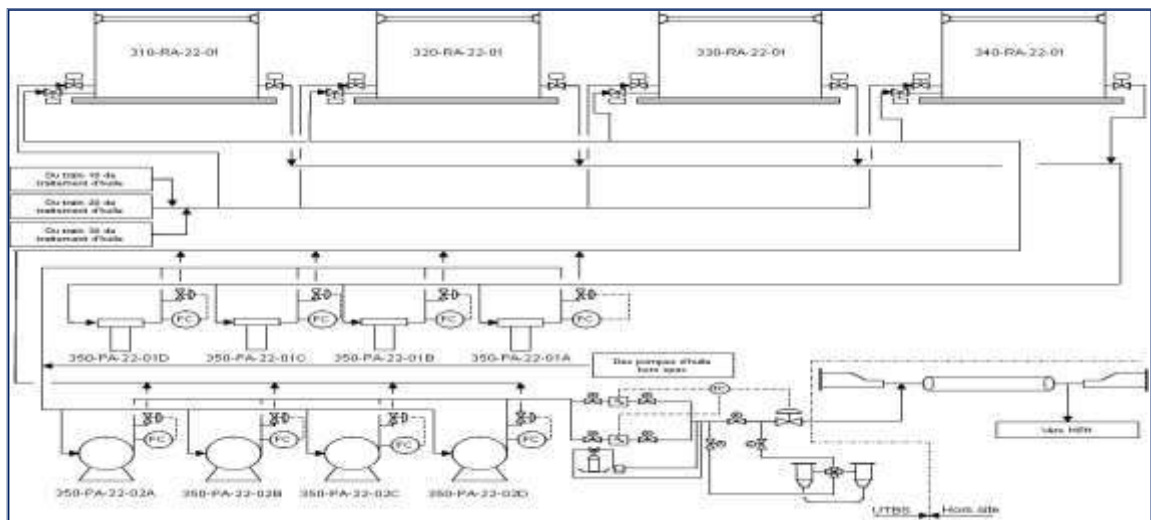


Figure III.13: description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé .

3. Mode Opératoire :

3.1. Salinité :

C'est la quantité de sel (Na Cl) présent dans l'échantillon à analyser.

- Principe :

Les sels sont extraits du pétrole brut par un lavage à l'eau. Pour améliorer la séparation eau huile et accélérer le processus de séparation le pétrole est préalablement dilué dans l'essence.

Le titrage se fait sur l'extrait aqueux par du nitrate d'argent en présence de chromate de potassium servant d'indicateur.

- Réactifs :

Nitrate d'argent AgNO_3 .

Chromate de potassium K_2CrO_4 .

- Matériel utilisé :

- Un agitateur magnétique
- Béchers
- Ampoule à décanter
- Une éprouvette de 100 ml.
- Un dosseur des ions de chlorures.

- Manipulation :

- Verser dans une bouteille 100 ml de brut et 100 ml d'eau distillée.
- Agiter durant 10 minutes à l'aide d'un agitateur.
- Couler le mélange dans une ampoule et laisser décanter.
- Prendre 25 ml d'eau à analyser et ajouter quelques gouttes de chromate de potassium.
- Doser à l'aide de AgNO_3 jusqu'au virage de couleur (jaune vers rouge brique).



Figure 13: différentes étapes pour mesure de salinité.

3.2. Densité :

La densité D_4^{15} est le rapport de la masse sur le volume du produit à 15°C par rapport à celle de l'eau mesuré à 04 °C (car la masse volumique de l'eau pure à 04 °C égale à 1 c'est-à-dire 1L=1Kg).

- Principe :

Elle est mesurée à l'aide d'un densimètre spécifique, on mesure aussi la température du liquide pour retrouver la densité à 15 °C en appliquant la relation suivante :

$$D_4^{15} = D(\text{lue}) + A \times (T(\text{lue}) - 15)$$

Ou A est le coefficient de correction lu dans des tables et qui dépend de la densité lue.

- Matériel utilisé :

- Une éprouvette de 500 ml
- Un densimètre
- Thermomètre

- Manipulation :

- Remplir l'éprouvette avec l'échantillon.
- Plonger un densimètre dans l'éprouvette pour la mesure de la densité et un thermomètre pour prendre la température du liquide.



Figure III.14 : Mesure de densité.



Figure III.15: Thermomètre.

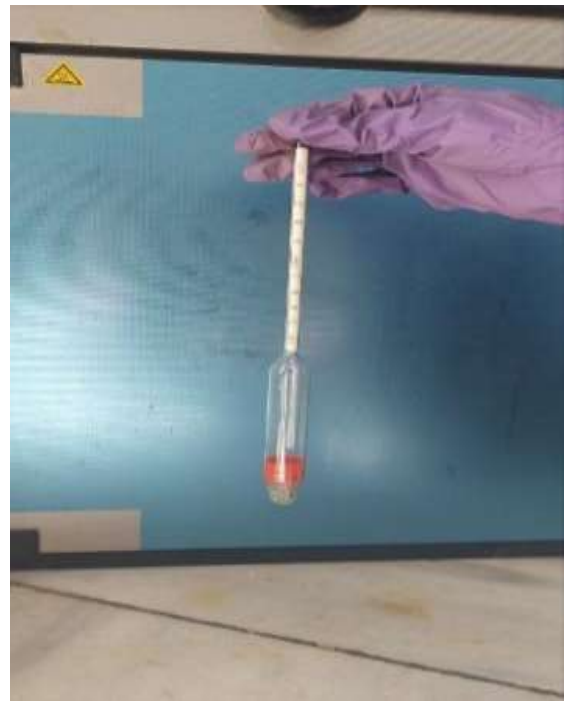


Figure III.16 : Densimètre.

3.3. Le pourcentage de la BSW (Basic sédiment and water) :

C'est le pourcentage de l'eau libre, eau émulsionnée et les sédiments présents dans l'échantillon à analyser

- Principe :

Le principe est la détermination de la teneur en eau, de l'eau émulsionnée et des sédiments présentant dans le pétrole brut afin de caractériser la qualité de ce dernier

- Matériel utilisé :

- Centrifugeuse à des parois coniques.
- Ampoules coniques

- Manipulation :

- 1) Agiter rigoureusement la bouteille d'échantillon, puis on ouvre la bouteille pour dégager les gaz emprisonné dans le brut.
- 2) Remplir les ampoules coniques avec du brut à la hauteur de 100 ml.
- 3) Introduire les ampoules dans la centrifugeuse.
- 4) Eviter la différence de volume dans les ampoules coniques pour éviter le déséquilibre dans la centrifugation.
- 5) Régler la vitesse de rotation de la centrifugeuse doucement jusqu'à atteindre la vitesse de rotation de 2000 tr/mn.
- 6) Régler la minuterie de la centrifugeuse à 10 mn.
- 7) Stopper la centrifugeuse et retirer les ampoules de l'intérieure.
- 8) Noter les pourcentages en volume de l'émulsion (%EE) de l'eau libre (%EL) et des sédiments (%S).



Figure III.17 : Ampoules coniques et Centrifugeuse à des parois coniques.

3.4. Tension de vapeur Reid (TVR) :

La tension de vapeur Reid (TVR) est une propriété physique importante des liquides volatils dissous dans le brut, ce test est utilisé pour déterminer la pression de vapeur à 37.8 C° (100 F°) du pétrole brut avec un point d'ébullition initial de 0 C° (32 F°).

- Principe :

La méthode consiste à déterminer le point d'équilibre entre les deux phases vapeur/liquide à l'aide d'un déséquilibre de température afin de mesurer la pression des légers présentés dans l'échantillon à analyser.

- Matériel utilisé :

- Une cuve à échantillon
- Une chambre à air représentant environ quatre fois le volume de la cuve.
- Un bain thermostatique à 37.8 C°
- Un manomètre.

- Manipulation :

- Refroidir l'échantillon entre (0 à 4 C°) pour ne pas perdre les légers.
- Remplir la chambre d'échantillon avec le produit à analyser.
- Connecter la chambre d'échantillon avec la chambre d'air et agiter convenablement.
- Plonger l'appareil dans un bain thermostatique à 37.8 C°.
- Agiter périodiquement jusqu'à ce que la pression se stabilise et on fait la lecture de la pression indiquée sur le manomètre.



Figure III.18 : L'appareil de test de TVR .

Chapitre IV

Calculs, Résultats et discussion



Problématique :

Notre but c'est de comparer entre deux méthodes de dessalage : (physico- chimique) à HBK et électrique à HMD, et voir la quelle des deux méthodes sont efficace.

1. Calculs :

1.1 Calculs à HBK :

1.1.1. Calcule de la salinité Moyenne :

➤ Calcule la salinité (entrée) du brut :

D'après le tableau Analyse d'huile des puits à Annexe 04 :

$$S(e) = \frac{\sum Sp}{Np}$$

S(e) : Salinité entrée du brut.

Sp : Salinité des puits entrée.

Np : Nombre des puits (36 puits).

AN:

$$S(e) = \frac{79836}{36}$$

$$S(e) = 2217,75 \text{ mg/l}$$

➤ Calcule la salinité sortie de brut :

Par expérience, nous avons trouvé : Le volume de AgNO_3 Nécessaire pour changer le couleur de l'eau est son volume ($V_{\text{eau}} = 25\text{ml}$) est ($V_{\text{AgNO}_3} = 0,18 \text{ mg/l}$).

Et d'après le tableau dans l'Annexe 05 :

On trouve :

$$S(s) = 34,75 \text{ mg/l}$$

1.1.2.Calcule le BSW Moyenne:

➤ Le BSW (entrée) :

D'après le tableau Analyse d'huile des puits a Annexe 04 :

$$BSW(e) = \frac{\sum EL(\%) + EE(\%) + SED(\%)}{Np}$$

BSW (e): Basic sediment and water entrée.

EL : Eau libre.

EE : Eau émulsion.

SED : Sediment.

Np : Nombre des puits (36 puits)

AN:

$$BSW(e) = \frac{10,95+52,9+0}{36} = 1,7 \%$$

$$BSW(e) = 1,7\%$$

➤ Le BSW(sortie) :

Après l'expérience, on trouve :

$$EL \% = TR$$

$$EE \% = TR$$

$$SED \% = 0$$

$$\text{Donc: } BSW(s) = 0\%$$

1.1.3 Temps de décantation :

Temps nécessaire à l'eau pour décanter est : 4 heures

Calcule la densité sortie:

Par expérience on trouve la densité de brut dans température 24 C° est :

$$D_{24}=0,7990$$

Densité corrigée :

$$D_4^{15} = D(\text{lue}) + A (T(\text{lue}) - 15)$$

D_4^{15} : Densité corrigée.

$D(\text{lue})$: Densité mesuré

A : le coefficient de correction lue dans tables et qui dépend de la densité lue.

$T(\text{lue})$: Température mesuré.

AN :

$$D_4^{15} = 7990 + 7 (24-15)$$

$$D_4^{15} = 7990 + 63$$

$$D_4^{15} = 8053$$

$$D_4^{15} = \boxed{0.8053}$$

1.1.4 Calcule Efficacité de dessalage à HBK

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100$$

R : Rendement de dessalage.

Se : Salinité entrée

Ss : Salinité sortie

AN :

$$E = \frac{2217,75 - 34,75}{2217,75} \times 100 = \boxed{98 \%}$$

1.2. Calculs à HMD :

données pour calcul du dessaleur sont rassemblées dans le tableau suivant:

Les paramètres	Les valeurs
Pétrole brut: ○ Densité ○ Teneur en sel d'entrée (mg/l) ○ Teneur en sel de sortie (mg/l) ○ Débit d'alimentation (m3 /h) ○ Parte de charge (Bar)	0.7904 754 18,66 545 1,5
Eau et produit chimique: ○ Taux de l'eau de lavage (X% v) ○ teneur en eau du brut à dessaler (Z %v) ○ teneur en eau du brut a dessalé(Y % v) ○ Débit de désémulsifiant (l/h)	1,2 0,1 0,05 2,6
Dessaleur: ○ Pression de service (bar) ○ Température de service (°C)	14 70

Tableau IV.01 : Les données pour calcul du dessaleur .

1.2.1 Détermination de densité :

Pour déterminer la densité de la phase continue (brut) à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer sa densité à 23°C:

La densité trouvée au laboratoire à $t_{23^{\circ}\text{C}} = 7848 \text{ g/cm}^3$.

La densité à une température que 15 que est donnée par la formule suivante:

- $D_{15/4} = d_{23^{\circ}\text{C}} + A.(T - 15)$
- $D_{15/4} = 7848 + 7.(23 - 15)$
- $D_{15/4} = \mathbf{0.7904}$

Les UTB disposent de trois trains, chaque train contenant deux machines de dessalement.

Nous calculons le taux moyen de salinité (entrée et sorte) réparti dans toute l'usine.

L'étude comprend:

- le 29 février 2024.

1.2.2. Calcule de la salinité moyenne (entrée et sorte) :

$$S_m = \frac{\sum S_i}{N_t}$$

Avec :

S_m : Salinité moyen de brut (entrée où sorte)

S_i : Salinité (entrée où sorte) dans chaque Train

N_t : Nombre des Trains

➤ Calcule de la salinité Moyenne entrée à dessaleur 1^{re} étage :

D'après le tableau à Annexe 01:

$$S_m(e) = \frac{540+465+310}{3} = 438,33 \text{ mg/L}$$

Avec :

S_{me} : Salinité moyen de brut (entrée du trains)

➤ Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 1^{er} étage :

D'après le tableau à Annexe 01 :

$$S_m(s) = \frac{35 + 50 + 40}{3} = 41,67 \text{ mg/L}$$

Avec :

S_{ms} : Salinité moyen de brut (sorte du 1^{er} dessaleur de trains)

➤ Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 2^{ème} étage

D'après le tableau à Annexe 01 :

$$S_m(s) = \frac{16+18+18}{3} = 17,33 \text{ mg/L}$$

1.2.3. Efficacité du dessaleur :

Exprimé par le formule suivante

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} \times 100$$

Avec :

E : efficacité de dessaleur en %.

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

Ss : teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur(mg/l).

➤ **Calcule de Efficacité dessaleur :**

- 1^{re} étage

$$E1 = \frac{438,33 - 41,67}{438,33} \times 100 \approx 90,49 \%$$

- 2^{ème} étage

$$E2 = \frac{41,67 - 17,33}{41,67} \times 100 \approx 58,41 \%$$

➤ **Efficacité du dessalage**

Pourcentage total de différence l'entrée de 1 dessaleur et la sortie 2 dessaleur

$$E = \frac{438,33 - 17,33}{438,33} \times 100 \approx 96,05 \%$$

1.2.4 .Le bilan de matière de dessalage :

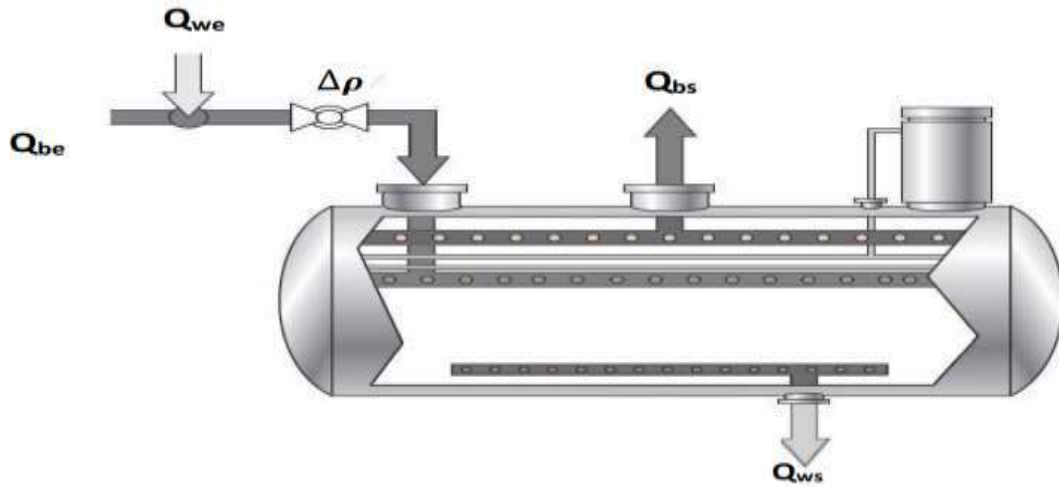


Figure III.01: Schéma de bilan de matière du dessaleur.

Avec :

Q_{be} : Quantité de brut à dessaler (m³ /h).

Q_{we} : Quantité d'eau de lavage (m³ /h).

Q_{bs} : Quantité de brut dessalé (m³ /h).

Q_{ws} : Quantité d'eau de purge (m³ /h).

On a : $Q_{be}=545 \text{ m}^3 /h$

1.2.5. Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur:

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

$$Ss (Y+X) = Se$$

$$X = Y (Se-Ss) /Ss$$

$$Y = \frac{X.Ss}{Ss-Se}$$

Avec :

Se: teneur en sel du brut à dessalé (mg/l).

Ss : teneur en sel du brut dessalé (mg/l).

Y: teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%).

X: la teneur d'eau injectée par rapport au brut mesuré en (% volumique).

a-la teneur :

$$Y = \frac{1,2 \times 17,33}{438,33 - 17,33} = \boxed{0,05\%}$$

La teneur en eau du brut à l'entrer du dessaleur en pourcent par apport au brut à dessaler est:

Y= 0,05 %.

b-la quantité :

$$Q_{wint} = Q_b \times Y$$

$$Q_{wint} = 545 \times 0,0005 = \boxed{0,2725 \text{ m}^3/\text{h}}$$

la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur: $0,2725 \text{ m}^3/\text{h}$

Q_{wint} : la quantité d'eau dans le brut à dessaleur (m^3/h).

1.2.6. Calcul de la quantité de brut dessalé

$$Q_{bs} = (Q_{be} - Q_{wint})$$

$$545 - 0,2725 = \boxed{544,73 \text{ m}^3/\text{h}}$$

1.2.7 Détermination de la quantité d'eau de lavage:

D'après le cas actuel le taux de lavage 1,2 % de volume du brut.

AN:

$$X = Q_{we} / Q_{be}$$

$$Q_{we} = Q_{be} \times X = 545 \times 0,012 = 6,54 \text{ m}^3/\text{h}$$

Détermination de la quantité d'eau de purge :

On a :

$$Q_{ws} = (Q_{we} + Q_{be}) - Q_{bs}$$

$$Q_{ws} = (6,54 + 545) - 544,73 = 6,81 \text{ m}^3/\text{h}$$

1.2.8. la vitesse de décantation des gouttelettes d'eau dans le dessaleur [22] :

$$V_d = \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{\rho_d - \rho_c}{\rho_c} \cdot \frac{D_g \cdot g}{\Phi} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Où:

V_d : vitesse de décantation (m/s).

ρ_d : Masse volumique de la phase dispersée (eau).

ρ_c : Masse volumique de la phase continue (brut).

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

g : accélération de la pesanteur (9,81 m/s²).

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

➤ **Détermination du coefficient de frottement :**

Le coefficient de résistance est donné en fonction du nombre de Reynolds (Re) (Tableau4.) qui est lui-même donné en fonction de la vitesse de décantation. Donc pour sortir de ce cercle on calcul la vitesse tout en fixant le régime, puis on vérifie notre supposition [22].

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

Tableau IV.2 : Le régime d'écoulement et le Coefficient de frottement [22]:

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

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur est laminaire, supposé est correct.

$Re \leq 0,2$ et $\Phi = 24/Re$ On a :

$$Re = \frac{Vd \cdot dg}{Vc}$$

Avec :

Re : nombre de Reynolds.

Vc : viscosité cinématique de la phase continue.

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

$$Vd = g \cdot Dp^2 \cdot \frac{\rho d - \rho c}{18 \cdot \mu b \cdot \rho c}$$

Avec :

Vd: vitesse de décantation (m/s).

ρd :Masse volumique de la phase dispersée (eau).

ρ_c : Masse volumique de la phase continue (brut).

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

g : accélération de la pesanteur (9 ,81 m/s²).

➤ **Détermination du diamètre de la gouttelette d'eau [23]:**

Le tableau suivant donne le diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau:

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

Tableau IV.03 : Diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau [23]

Le taux d'injection d'eau de lavage est de 1,2%, et on prend une valeur proche de ce qui donne le diamètre de la gouttelette d'eau 5. 10⁻⁵. (Voir Tableau 2)

➤ **Calcul de vitesse de décantation :**

Donné

g : Accélération de la pesanteur (9 ,81 m/s²) .

D_g : diamètre de la goutte d'eau (6.10⁻⁵m)

ρ_d : Masse volumique d'eau à 70°C = 0.997 kg/m

ρ_d : Masse volumique de brut à 70 °C = 749kg/m³ [21]

μ_b : La viscosité cinématique de la phase continue (brut) (0,316 .10⁻⁶ m²/s) [24].

$$V_d = 9,8 \times (5.10^{-5})^2 \times \frac{997 - 749}{18 \times (0,316 \times 10^{-6}) \times 749} = \boxed{1,428 \times 10^{-3} \text{ m/s}}$$

➤ **Verification du régime:**

$$Re = \frac{1,427.10^{-3} \times 6.10^{-5}}{0,316.10^{-6}} = \boxed{0,22}$$

$Re \cong 0,2$ régime laminaire. Donc, l'affirmation de notre supposition concernant le mode du régime d'écoulement pour calculer la vitesse de décantation est juste.

1.2.9 Calcul du temps de décantation [21]:

Tableau IV.04 : Caractéristiques d'un dessaleur électrostatique de L'UTBS

Les parameter	Dimension (mm)	Longueur (m)	P (Bar)	T (C°)	Champ Électricite	Volume (m ³)	Poid (Kg)	Diamètre (m)
Les valeur	300*12000	11.76	+23	90	390 v → 20000 v	96	41838	2.94

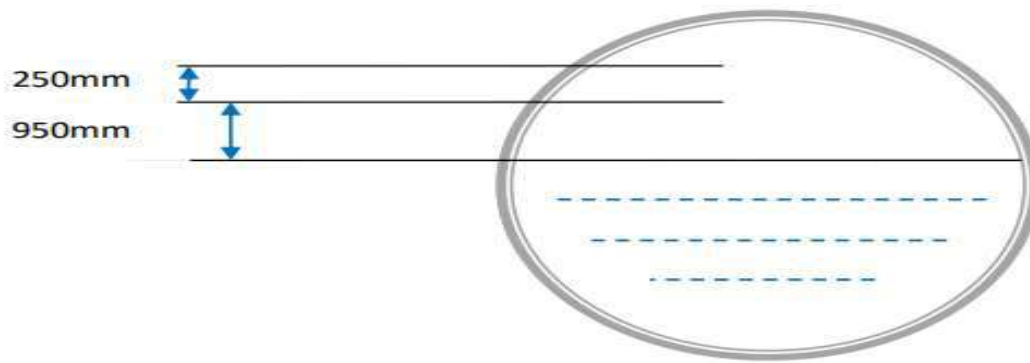


Figure IV.01 : Représentation de la distance entre les électrodes. [24]

Le temps de décantation est calculé par la formule suivante :

$$Td = \frac{Ld}{vd}$$

Où :

Td : Temps de décantation (sec).

L1 : Distance entre l'électrode basse et l'interface (0,95 m).

Vd : Vitesse de décantation (m/sec).

AN :

$$Td = \frac{0,95}{1,428 \times 10^{-3}} = 672,26 \text{ s} = \boxed{11,20 \text{ min} \cong 11,5 \text{ min}}$$

1.2.10. Calcul du temps de séjour:

Le Temps de séjour est déterminé par la relation :

$$Ts = \frac{V}{Q}$$

Où :

TS : Temps de séjour.

V : Volume de la capacité (96 m³).

Q : Débit volumique de la charge.

$Q = Q_b + Q_w$ Q_b : Débit volumique du pétrole brut.

Q_w : Débit volumique de l'eau de lavage.

On a :

$Q_b = 545 \text{ m}^3/\text{h}$ et $Q_w = 6,54 \text{ m}^3/\text{h}$ Donc : $Q = 545 + 6,54 = 560,54 \text{ m}^3/\text{h}$

Alor :

$$Ts = \frac{96}{560,54} = \boxed{0,171 \text{ h} = 10,27 \text{ min} \cong 10,5 \text{ min}}$$

2. Résultats

2.1. Comparaison et interprétation des résultats des de bilan de matière :

En analysant les résultats de l'efficacité des unités de dessalement d'brut des unités UTBS et HBK, nous avons atteint les résultats présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.05 : Comparaison entre les Résultats obtenu.

	Normes internationales	Haoud berkaoui	UTBS
Débet volumique (m³/h)	Non spécifié	312,5	545
Salinité entré (mg/l)	Non spécifié	2217,75	438,33
Salinité sorte (mg/l)	≤ 40	34,75	17,33
La densité	$0.9 \leq D \leq 0,7$	0,8053	0,7848
BSW %	0,1 ≤	0	0,05
TVR (Kg/cm²)	≤ 0,8	0,8 30	0 ,6
Teneur de produit chimique injecté (l/h) : - désémulsifiant - Anti-paraffine	Non spécifié	(Chimec2936) 5, 3 (AP-104) 9 ,1	(Prochinor2558) 2 ,6 /
Teneur d'eau de lavage injecté (l/h)	Entre 5% -10 % en volume	/	1,2
Champ électrique (Volts)	Entre 15 000 / 20 000	/	20 000
Temps de décantation (min)	Td = Ld/Vd	240 – 360	11,5
Temps de séjour (min)	Ts = V/Q	/	10,5
Part de chargeΔP (Bar)	Entre 2 - 0,5	Il n'y pas vanne de mélange	1,5
Température de servis(C°)	Entre 70 - 50	Température Extérieure	70
Efficacité%	E = (Se – Ss)/Se × 100	98	96,05

3.discussion

En analysant les résultats obtenus de l'étude du Haoud Berkaoui et de l'UTBS résumés dans le tableau précédent, nous identifierons les points forts et les points faiblesses de chaque méthode de dessalement du brut .

3.1. les points forts :

à HBK :

- Obtenir un pourcentage final de sel répondant aux normes internationales et au rendement de la méthode(98%)
- Il est peu coûteux en termes d'équipement, c'est-à-dire de nombre d'équipements, ce qui réduit également l'effort de surveillance pendant les travaux.
- L'absence d'injection d'eau de lavage garantit qu'aucune émulsion supplémentaire ne se forme sous l'influence des changements de température et de pression, obtenant ainsi un faible pourcentage d'eau dans l'huile traitée.

à HMD :

- Obtenir un pourcentage final de sel répondant aux normes internationales et au rendement de la méthode (96,05 %)
- Dessaler une grande quantité de brut en peu de temps, ce qui implique de produire de grandes quantités pouvant atteindre 30000 m³/j.

3.2. les points faiblesses :

à HBK :

- La séparation de l'eau salée mélangée à l'huile nécessite beaucoup de temps (temps de décantation), plus de 6 heures, ce qui peut occuper plus d'espace et une durée plus longue pour traiter le brut.
- Le fait que l'huile reste longtemps à l'intérieur du bac de stockage pendant la décantation de l'eau salée entraîne la formation de rouille à l'intérieur du lieu de stockage, ce qui conduit à sa corrosion en peu de temps.
- La productions d'huile traitée est faible

à HMD :

- Le grand nombre d'équipements utilisés dans la méthode de dessalement par dessaleur , qui nécessite des efforts de la part de ceux qui travaillent dans le processus pour assurer un meilleur rendement.
- La perte de pression importante dans le vanne mélangeuse peut entraîner une variation de température, ce qui entraîne la formation d'une nouvelle émulsion qui peut être difficile à éliminer.
- Le débit grand et continu de pétrole brut dans le dessaleur peut ne pas permettre un temps de séjour suffisant, ce qui signifie que le processus de dessalement peut ne pas du bon rendement

Conclusion :

Le processus de dessalement du pétrole brut ne se limite pas à l'utilisation d'un appareil de dessalement(dessaleur), car notre étude a prouvé qu'il existe différentes méthodes de dessalement du pétrole, chacune ayant ses avantages et ses inconvénients.

Enfin, et en utilisant les résultats précédents, nous concluons que. l'efficacité de la méthode de dessalement du brut dans les deux unités HBK et HMD est similaire.

Nous avons constaté que le Haoud Barkaoui est supérieur à Hassi Massoude en termes de rendement.

Chaque méthode ayant des équipements et des paramètres de fonctionnement différents en termes quantitatifs ou qualitatifs, nous distinguer parmi eux :

- Température
- Taux d'injection d'eau de lavage
- Taux d'injection chimique

Cette étude nous ouvre les yeux sur les possibilités et les prédictions des problèmes et des obstacles contenus dans chaque méthode, et permet d'ouvrir la voie à la correction ou à l'élimination des erreurs lors du traitement, pour obtenir une brut qui répondant aux Normes internationales.

Conclusion Générale



Conclusion générale

Le dessalage est une opération effectuée sur le pétrole brut qui permet de purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et le bouchage des équipements pétroliers d'une autre part.

Les importateurs de pétrole fixent les teneurs en sels et en eau dans le brut exporté soit : (40 mg/l en sels et 1% en eau).

Notre étude a pour but de comparer entre deux méthodes différentes de dessalage entre deux régions pétrolières différentes (Haoud Berkaoui et UTBS/HMD).

Cette comparaison revient à comparer entre la méthode (Physico-chimique) utilisée à HBK et la méthode (électrique et chimique) utilisée à l'UTBS/HMD.

Les résultats obtenus, nous montrent que l'efficacité de dessaleur de l'unité UTBS est de l'ordre de 96%, et celle enregistrée pour l'unité Haoud Berkaoui est de l'ordre de 98%.

Cet écart entre les deux efficacités est dû au temps de séjour du brut qui dure 4 heures à HBK mais qui ne dépasse pas une demi-heure à l'UTBS/HMD.

Les Références



Les Références :

- [1] Dictionnaire du pétrole. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19-3, Paris France ; 1998
- [2] J.F.GRAVIER propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Techno .1986
- [3] J-B.WITHIER :le pétrole brut et fraction pétrolière. Edition Techinp.Paris 1973
- [4] ASTM Standards
- [5] Alain DUPUY .Formation professionnalisant ingénieurs procédés en raffinage et pétrochimie hydrocarbures et produits pétroliers, Hassi Messaoud, 2015 ; P7.
- [6] Document de référence sur les meilleures techniques disponibles. Raffinerie de pétrole et gaz. Commission Européenne ; 2003 ; P20.
- [7] B.BOUCECRIMA ,A.DOUBI,M.ZERROUK Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants.I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de Hassi Messaoud , 2006.
- [8] BOUKHADRA Abdeldjalil, MENIDJEL Raid. Traitement du pétrole brut de GBRS (Touggourt) et étude de l'influence de différents paramètres sur l'opération de dessalage. Mémoire Master. Chapitre 3. P18 , 2022, Université 8 Mai 1945 Guelma.
- [9] HOUSSOU Fahima, Contribution à l'étude de la réduction de la viscosité du pétrole brut et des émulsions pétrolières par des additifs chimiques : études rhéologiques, microscopiques et cinématique mémoire Master. Chapitre 3. P34 , 2019, Université Mehmed Bougara Boumerdes.
- [10] AYAT Med. Bachir, Khmeis Med Oussama. Vérification et dimensionnement de dessaleur de l'unité traitement brut sud (UTBS). Mémoire Master. Chapitre 1. P16-17 , 2020, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [11] BARI Aboubaker Seddik, DAHEL Nasreddine .Contribution à la modélisation par bilan de matière et réseaux de neurons artificiels de procédé de dessalage des unités UTBS et OURHOUD. Mémoire Master Chapitre 01. P12, 2023, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [12] TALEB AHMED Safa .étude théorique sur les méthodes de dessalage du pétrole .Mémoire Master. Chapitre 02, P23, 2021, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [13] Fichiers « généralité de région de Berkaoui » obtenu à Sonatrach DP.
- [14] REBEHI Mohammed Lamine, BELALEM Mohammed Radi , SENIGRALokman. Caractérisation et modélisation géologique du réservoir cambrien (R1) d'une partie du champ Hassi Messaoud (La zone 24). Mémoire de Master Professionnel .Chapitre 01, P01/02 , 2017 , Université Kasdi Merbah Ouargla.

- [15] Mr BOUAKKAZ CHABANE. Réhabilitation de l'Unité de stabilisation de brut du service traitement CIS , avec remplacement du reflux chaud par un reflux froid . Projet professionnel de fin de formation, Chpitre01,P03/04,2017,INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE.
- [16] Document de SONATRACH. Manuel Opératoire de l'unité traitement brut Haoud Berkaoui.
- [17] BOUTICHE Anis Mohamed, CHILLA Anis .Prétraitement de brute UTBS.RAPPORT DE STAGE. Mars 2019.Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene.
- [18] Document de SONATRACHE . Manuel opératoire de L'unité traitement brut HASSI-MESAOUUD sud UTBS .(2010)
- [19] DORBAN Brahim. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [20] Memoire de HAMIDOUCHE NABILA et TAZARAT Thizirideetude d'élimination des sels dans de petrole brut d'ourhoud .
- [21] IBEK AG SAHLI hibet arahmane .Etude de dessalage du pétrole brut .Mémoire Master .Chapitre 3 page 32/38 ,2021 .UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA.
- [22] BOUSSOURA Abdelhak.Etude de la section de dessalage à l'unité de traitement de HASSI MESSAOUUD (CINA).Mémoire Master.Chapiter 03 page 36.2018.UNIVERSITÉ de BLIDA 1.
- [23] SALEM Miloud , KIR Oussama, REGUIG Tarek.Vérification du calcul de dessalage du pétrole brut dans l'unité de BIR SEBA. Mémoire Master.Chapiter 3 , page 36.2019.Université Echahid Hamma Lakhdar-El Oued.
- [24] TEMMAR Mounir ,NAAM Ridha .Le dessalage du pétrole : Redimensionnement et paramètres clés (UTBS/HMD). Mémoire Master .Chapitre 03. 2013.,UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGL.

Annexes



Annexes

Annexe 01 : Tableau de la quantité de sel associée à brut dans chaque train

DATE	HEURE	TRAIN 10			TRAIN 20			TRAIN 30		
		E/DSS S 1 ^{ier} étage	S/DSS 1 ^{ier} étage	S/DSS 2 ^{ème} étage	E/DSS 1 ^{ier} étage	S/DSS 1 ^{ier} étage	S/DSS 2 ^{ème} étage	E/DSS 1 ^{ier} étage	S/DSS 1 ^{ier} étage	S/DSS 2 ^{ème} étage
25/12/2023	00H00	788	68	18	720	60	18	756	72	20
	08H00	700	60	20	600	54	16	640	80	18
24/01/2024	16H00	640	38	22	582	50	20	410	38	12
	23H00	590	55	22	540	80	20	265	35	18
29/02/2024	00H00	540	35	16	465	50	18	310	40	18
	08H00	520	44	18	430	42	16	270	35	12

Annexe 02 :Tableau contenant quelques caractéristique du brut UTBS

29/02/2024						
Heure	Densité 15/4	Salinité (mg/l)		TVR (Kg/cm²)	BSW (%)	
		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage		Sortie Aéros	Sortie Dessaleur 2 ^{ème} étage
TRAIN 10						
00h00	0.7917	18	16	0.600	0.05	0.05
08h00	0.7912	20	18	0.620	0.05	0.05
16h00	0.7902	16	16	0.640	0.05	0.05
00h00	0.7949	26	18	0.620	0.05	0.05
08h00	0.7937	18	16	0.630	0.05	0.05
16h00	0.7928	16	14	0.640	0.05	0.05
00h00	0.7975	18	18	0.590	0.05	0.05
08h00	0.7950	14	12	0.610	0.05	0.05
16h00	0.7960	12	14	0.620	0.05	0.05

Annexe 03 : Quelques équipements importants dans la méthode de dessalement en UTSB :

1- La séparation tri-phasique



2 - dessaleur 1^{er} étage et 2^{ème} étage



3-Bac de stockage



4- Vanne mélangeuse



Annexe 04 : Analyse d'huile des puits en test.

B.2. LABORATOIRE (MOIS FEVRIER 2024)

B.2.1. HUILES

B.2.1.2. ANALYSE D'HUILE DES PUIITS EN TEST

Date	Puit	S.Huile (mg/l)	D / T°C	T°C	D / 15°C	EL (%)	EE (%)	SED (%)	S.Eau (mg/l)
01/02/2024	BKRE 4	12	0.815	17	0.8164	TR	TR	0	-
01/02/2024	BKRE 5	35	0.818	17	0.8194	TR	TR	0	-
02/02/2024	NHN 5	12	0.761	17	0.7625	TR	TR	0	-
02/02/2024	NHN 6	12	0.771	17.5	0.7729	TR	TR	0	-
03/02/2024	EAAN 1	58	0.818	17	0.8194	TR	TR	0	-
03/02/2024	OKJ 52	12	0.822	17.5	0.8237	TR	TR	0	-
04/02/2024	GLA/NE 1 BIS	24532	0.859	18	0.8610	0.25	16	0	274656
04/02/2024	NGSP 1	69	0.813	17	0.8144	TR	TR	0	-
05/02/2024	OKS 28	198	0.814	17.5	0.8157	TR	0.2	0	-
05/02/2024	OKS 30	23	0.812	18	0.8141	TR	TR	0	-
06/02/2024	OKS 04	12	0.812	19	0.8148	TR	TR	0	-
06/02/2024	OKS 42	12	0.810	18	0.8121	TR	TR	0	-
07/02/2024	OKS 32	12	0.811	20	0.8145	TR	TR	0	-
07/02/2024	MBB 1	58	0.765	24	0.7718	TR	TR	0	-
08/02/2024	OKJ 03	35	0.825	23	0.8304	TR	TR	0	-
08/02/2024	NGS 1 BIS	30376	0.868	18	0.8700	0.2	33	0	298032
09/02/2024	BKRE 7	82	0.816	22	0.8208	0.05	TR	0	-
09/02/2024	BKO 3	93	0.772	19	0.7750	0.1	TR	0	292288
10/02/2024	BKRE 6	12	0.818	21	0.8221	TR	TR	0	-
10/02/2024	OKS 33	12	0.810	22	0.8148	TR	TR	0	-
11/02/2024	OKS 54	23	0.813	25	0.8199	TR	TR	0	-
11/02/2024	OKS 37	35	0.813	23	0.8185	TR	TR	0	-
12/02/2024	OKI 27	3787	0.810	23	0.8155	0.2	0.3	0	-
12/02/2024	OKJ 312	642	0.817	20	0.8204	0.2	0.2	0	274656
13/02/2024	OKN 660	35	0.824	22	0.8287	TR	TR	0	SS
13/02/2024	GLA 16	175	0.823	21	0.8271	TR	0.5	0	-
13/02/2024	NGSP 2	192	0.826	22	0.8307	0.2	TR	0	-
14/02/2024	BKEQH1	35	0.812	22	0.8168	TR	TR	0	-
14/02/2024	OKJ 03	0	0.803	22	0.8079	0	0	0	333096
15/02/2024	NHN 4	46	0.774	22	0.7792	TR	TR	0	-
15/02/2024	DJHO 1	17520	0.880	22	0.8849	09	02	0	321408
16/02/2024	OKS 47	12	0.815	23	0.8205	TR	TR	0	-
17/02/2024	NHN 4	12	0.768	19	0.7710	TR	TR	0	-
17/02/2024	OKJ 01	514	0.815	22	0.8198	TR	0.2	0	227904
18/02/2024	OKN 17	502	0.797	24	0.8033	0.05	0.2	0	-
19/02/2024	OKJ 01	642	0.809	23	0.8145	0.7	0.3	0	105180

Annexes

Annexe 05 : Mesure de salinités du pétrole brut en mg/l d'après le tableau suivant

Salinités du pétrole Brut en mg/l									
	Volume de la prise d'essai (ml)								
	0,1	0,5	1	5	10	15	20	25	50
0,10	5832	1156,8	572,4	104,88	46,44	26,96	17,22	11,376	-
0,15	8754	1741,2	864,6	163,32	75,66	46,44	31,83	23,064	5,532
0,20	11676	2325,6	1156,8	221,76	104,88	65,92	46,44	34,752	11,376
0,25	14598	2910	1449	280,2	134,1	85,4	61,05	46,44	17,22
0,30	17520	3494,4	1741,2	338,64	163,32	104,88	75,66	58,128	23,064
0,35	20442	4078,8	2033,4	397,08	192,54	124,36	90,27	69,816	28,908
0,40	23364	4663,2	2325,6	455,52	221,76	143,84	104,88	81,504	34,752
0,45	26286	5247,6	2617,8	513,96	250,98	163,32	119,49	93,192	40,596
0,50	29208	5832	2910	572,4	280,2	182,8	134,1	104,88	46,44
0,65	37974	7585,2	3786,6	747,72	367,86	241,24	177,93	139,944	63,972
0,70	40896	8169,6	4078,8	806,16	397,08	260,72	192,54	151,632	69,816
0,75	43818	8754	4371	864,6	426,3	280,2	207,15	163,32	75,66
0,80	46740	9338,4	4663,2	923,04	455,52	299,68	221,76	175,008	81,504
0,85	49662	9922,8	4955,4	981,48	484,74	319,16	236,37	186,696	87,348
0,90	52584	10507,2	5247,6	1039,92	513,96	338,64	250,98	198,384	93,192
0,95	55506	11091,6	5539,8	1098,36	543,18	* 358,12	265,59	210,072	99,036
1,00	58428	11676	5832	1156,8	572,4	377,6	280,2	221,76	104,88
1,10	64272	12844,8	6416,4	1273,68	630,84	416,56	309,42	245,136	116,568
1,20	70116	14013,6	7000,8	1390,56	689,28	455,52	338,64	268,512	128,256
1,30	75960	15182,4	7585,2	1507,44	747,72	494,48	367,86	291,888	139,944
1,40	81804	16351,2	8169,6	1624,32	806,16	533,44	397,08	315,264	151,632
1,50	87648	17520	8754	1741,2	864,6	572,4	426,3	338,64	163,32
1,60	93492	18688,8	9338,4	1858,08	923,04	611,36	455,52	362,016	175,008
1,70	99336	19857,6	9922,8	1974,96	981,48	650,32	484,74	385,392	186,696
1,80	105180	21026,4	10507,2	2091,84	1039,92	689,28	513,96	408,768	198,384
1,90	111024	22195,2	11091,6	2208,72	1098,36	728,24	543,18	432,144	210,072
2,00	116868	23364	11676	2325,6	1156,8	767,2	572,4	455,52	221,76
2,10	122712	24532,8	12260,4	2442,48	1215,24	806,16	601,62	478,896	233,448
2,20	128556	25701,6	12844,8	2559,36	1273,68	845,12	630,84	502,272	245,136
2,30	134400	26870,4	13429,2	2676,24	1332,12	884,08	660,06	525,648	256,824
2,40	140244	28039,2	14013,6	2793,12	1390,56	923,04	689,28	549,024	268,512
2,50	146088	29208	14598	2910	1449	962	718,5	572,4	280,2
2,60	151932	30376,8	15182,4	3026,88	1507,44	1000,96	747,72	595,776	291,888
2,70	157776	31545,6	15766,8	3143,76	1565,88	1039,92	776,94	619,152	303,576
2,80	163620	32714,4	16351,2	3260,64	1624,32	1078,88	806,16	642,528	315,264
2,90	169464	33883,2	16935,6	3377,52	1682,76	1117,84	835,38	665,904	326,952
3,00	175308	35052	17520	3494,4	1741,2	1156,8	864,6	689,28	338,64
3,10	181152	36220,8	18104,4	3611,28	1799,64	1195,76	893,82	712,656	350,328
3,20	186996	37389,6	18688,8	3728,16	1858,08	1234,72	923,04	736,032	362,016
3,30	192840	38558,4	19273,2	3845,04	1916,52	1273,68	952,26	759,408	373,704
3,40	198684	39727,2	19857,6	3961,92	1974,96	1312,64	981,48	782,784	385,392
3,50	204528	40896	20442	4078,8	2033,4	1351,6	1010,7	806,16	397,08
3,60	210372	42064,8	21026,4	4195,68	2091,84	1390,56	1039,92	829,536	408,768
3,70	216216	43233,6	21610,8	4312,56	2150,28	1429,52	1069,14	852,912	420,456
3,80	222060	44402,4	22195,2	4429,44	2208,72	1468,48	1098,36	876,288	432,144
3,90	227904	45571,2	22779,6	4546,32	2267,16	1507,44	1127,58	899,664	443,832
4,00	233748	46740	23364	4663,2	2325,6	1546,4	1156,8	923,04	455,52
4,10	239592	47908,8	23948,4	4780,08	2384,04	1585,36	1186,02	946,416	467,208
4,20	245436	49077,6	24532,8	4896,96	2442,48	1624,32	1215,24	969,792	478,896
4,30	251280	50246,4	25117,2	5013,84	2500,92	1663,28	1244,46	993,168	490,584
4,40	257124	51415,2	25701,6	5130,72	2559,36	1702,24	1273,68	1016,544	502,272
4,50	262968	52584	26286	5247,6	2617,8	1741,2	1302,9	1039,92	513,96
4,60	268812	53752,8	26870,4	5364,48	2676,24	1780,16	1332,12	1063,296	525,648
4,70	274656	54921,6	27454,8	5481,36	2734,68	1819,12	1361,34	1086,672	537,336
4,80	280500	56090,4	28039,2	5598,24	2793,12	1858,08	1390,56	1110,048	549,024
4,90	286344	57259,2	28623,6	5715,12	2851,56	1897,04	1419,78	1133,424	560,712
5,00	292188	58428	29208	5832	2910	1936	1449	1156,8	572,4
5,10	298032	59596,8	29792,4	5948,88	2968,44	1974,96	1478,22	1180,176	584,088
5,20	303876	60765,6	30376,8	6065,76	3026,88	2013,92	1507,44	1203,552	595,776
5,30	309720	61934,4	30961,2	6182,64	3085,32	2052,88	1536,66	1226,928	607,464
5,40	315564	63103,2	31545,6	6299,52	3143,76	2091,84	1565,88	1250,304	619,152
5,50	321408	64272	32130	6416,4	3202,2	2130,8	1595,1	1273,68	630,84
5,60	327252	65440,8	32714,4	6533,28	3260,64	2169,76	1624,32	1297,056	642,528
5,70	333096	66609,6	33298,8	6650,16	3319,08	2208,72	1653,54	1320,432	654,216
5,80	338940	67778,4	33883,2	6767,04	3377,52	2247,68	1682,76	1343,808	665,904
5,90	344784	68947,2	34467,6	6883,92	3435,96	2286,64	1711,98	1367,184	677,592
6,00	350628	70116	35052	7000,8	3494,4	2325,6	1741,2	1390,56	689,28

Volume écoulé de la solution Nitrure d'argent (ml)