

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie des Procédés



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Industrie Pétrochimique

Spécialité : Génie de Raffinage

Présenté Par :

RAHMOUNI Wail ,OUBEKARedouane

Thème :

**Contribution à la résolution des problèmes de traitement
des pétroles bruts/UTBS/CIS/HMD**

Soutenu le:06/06/2025

Devant le jury:

MCA. Izza Hidaya

UKMO

Présidente

MCA. Akriche Ahmed

UKMO

Examinateur

Pr. Sellami Med Hassen

UKMO

Encadreur

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciement

Nous rendons grâce à Dieu, le Tout-Puissant, qui nous a accordé la santé, le courage et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous exprimons nos sincères remerciements à notre encadrant, **Pr. SELLAMI Mohammed Hassen**, pour ses encouragements, sa patience et ses conseils précieux, ainsi que pour avoir suivi avec rigueur l'évolution de notre travail. Son soutien a été un guide essentiel pour la réalisation de ce mémoire.

Nous remercions chaleureusement les membres du jury d'avoir accepté de consacrer leur temps à l'évaluation de ce travail.

Enfin, nous tenons à remercier tous nos collègues et amis pour leur soutien moral et leurs encouragements tout au long de ce parcours.

WAIL et RADOUAN

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ
"وَقُلْ اَعْمَلُوا فَسَيَرَى اللَّهُ عَمَلَكُمْ وَرَسُولُهُ وَالْمُؤْمِنُونَ"
صدق الله العظيم

À celle qui représente l'amour inconditionnel, la patience et la tendresse...

À ma chère mère **samira**,

Tu es la lumière de ma vie, la source de mon courage, et la raison de mes plus grandes réussites. Que

Dieu te protège et t'accorde longue vie.

À celui qui m'a appris les vraies valeurs : l'honneur, la persévérance et la dignité,

À mon père bien-aimé **kamal**,

Merci pour ton soutien constant, tes sacrifices silencieux et ta foi en moi.

À mon encadrant respecté, Monsieur **Sellami Mohammed Hassen**,

Recevez toute ma reconnaissance pour votre accompagnement, vos conseils précieux et votre disponibilité tout au long de ce travail.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à **Marwa**,

Pour son soutien constant, sa présence bienveillante et son aide précieuse tout au long de l'élaboration de ce mémoire.

Son engagement, sa patience et le temps qu'elle m'a consacré ont été d'une grande importance dans l'accomplissement de ce travail.

Je lui dédie ce mémoire avec toute ma reconnaissance et ma considération.

J'adresse également mes sincères remerciements à l'ensemble de mes tantes pour leur affection et leur soutien moral,

Ainsi qu'à mes **grands-parents**, dont **l'amour et la sagesse** ont toujours été une source d'inspiration et de force.

À mes frères, sœurs, amis et collègues,

Merci pour votre présence, vos encouragements et vos mots réconfortants dans les moments les plus difficiles. Ce travail est aussi le vôtre.

Et enfin,

À moi-même, **wail**,

Pour la patience, les efforts, les nuits blanches et la foi en ce rêve...

Je me dédie cette réussite avec fierté et humilité.

Dédicace

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ
"وَقُلِ اعْمَلُوا فَسَيَرَى اللَّهُ عَمَلَكُمْ وَرَسُولُهُ وَالْمُؤْمِنُونَ"
صدق الله العظيم

À ma tendre mère **Naïma**,

Toi qui as été mon refuge, mon espoir, et ma source d' amour inépuisable. Que cette réussite soit un modeste hommage à ton amour et à tes prières silencieuses.

À mon père **Azeddine**,

Modèle de sagesse et de détermination. Merci pour tes sacrifices et ta confiance, sans lesquels ce parcours n' aurait pas été possible.

À mon directeur de mémoire, Monsieur **Sellami mohammed Hassen**,

Je vous adresse mes sincères remerciements pour votre encadrement, vos conseils éclairés et votre patience tout au long de ce travail.

À tous ceux qui ont croisé mon chemin,

Famille, amis, collègues...

Merci pour votre présence, vos encouragements, et votre foi en moi. Votre soutien a fait la différence.

Enfin,

À moi-même, **Redouane**,

Pour n'avoir jamais abandonné, même quand le chemin devenait incertain. Ce mémoire est le fruit d'une volonté, d'un rêve... devenu réa

المخلص

تتناول هذه الدراسة معالجة النفط الخام، وهي عملية أساسية تهدف إلى إزالة الشوائب وضمان مطابقة المنتج للمعايير الصناعية. وبعد تقديم عام حول النفط الخام والتقنيات المستخدمة في معالجته، قمنا بتحليل الشوائب التي يحتويها و الصعوبات التي تواجه هذه العملية بحاسي مسعود من تحديد عدد من المشكلات واقتراح حلول مناسبة لتحسين كفاءة UTBS وقد مكّنا فحص وحدات المعالجة في محطة المعالجة. ويُعد تحسين معلمات التشغيل واعتماد تقنيات جديدة أمرًا ضروريًا للحصول على نطف خام عالي الجودة يفي بمتطلبات السوق و الاشتراطات البيئية.

Abstract

This study focuses on crude oil treatment, a key process that eliminates impurities and ensures the product meets industrial standards. After a general overview of crude oil and the technologies used, we analyzed the impurities it contains and the challenges encountered during its treatment.

The examination of the processing units at UTBS in HassiMessaoud allowed us to identify several problems and propose suitable solutions to improve the efficiency of the process. Optimizing treatment parameters and adopting new technologies are essential to ensure a higher-quality crude oil that meets market demands and environmental requirements.

Résumé

Cette étude porte sur le traitement du pétrole brut, un processus clé permettant d'éliminer les impuretés et de garantir un produit conforme aux normes industrielles. Après une présentation générale du pétrole brut et des technologies utilisées, nous avons analysé les impuretés qu'il contient ainsi que les difficultés rencontrées lors de son traitement.

L'examen des unités de traitement de l'UTBS de Hassi Messaoud nous a permis d'identifier plusieurs problèmes et de proposer des solutions adaptées pour améliorer l'efficacité du processus. L'optimisation des paramètres de traitement et l'adoption de nouvelles technologies sont essentielles pour garantir un brut de meilleure qualité, répondant aux exigences du marché et aux impératifs environnementaux.

SOMMAIRE

• Abstract.....	I
• Sommaire	II
• 1. Introduction Générale.....	02

Chapitre I :

Généralités sur le pétrole brut

• I.1.Introduction.....	04
• I.2.Définition du pétrole brut.....	04
• I.3.Origine du pétrole brut.....	04
• I.4.Classification des pétroles bruts.....	04
• I.5. Composition du pétrole brut.....	06
• I.6.Principales familles d'hydrocarbures du pétrole brut.....	06

Chapitre II :

Étude technologique

• II.1. Le Champ Pétrolier de Hassi Messaoud : Pilier de l'Industrie Pétrolière Algérienne.....	08
• II.2. Historique et Exploitation.....	08
• II.3. Caractéristiques Techniques du Gisement.....	08
• II.4. L'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS) : Vue d'Ensemble.....	09
• II.4.1. Processus de Traitement.....	09
• II.5.Principales Composantes de l'UTBS.....	10
• II.5.1. Infrastructure de Traitement.....	10
• II.5.2. Systèmes Utilitaires Intégrés.....	10
• II.5.3.Caractéristiques de l'huile stabilisée à l'UTBS.....	10
• II.6. Collecte du Brut Non Stabilisé : Des Satellites vers l'UTBS.....	10
• II.6.1. Processus de Collecte 1.....	11
• II.6.2. Connexions du Réseau de Collecte.....	11
• II.7. Stockage et Expédition du Pétrole Stabilisé.....	11
• II.7.1. Gestion du Gaz Associé.....	12

Chapitre III :

Le traitement du brut

• III.1. Introduction.....	15
• III.2. Processus de traitement du brut.....	15

- III.3. Section de séparation d’Huile.....16
- III.3.1. Définition et principe séparation.....16
- III.3.2. Le Séparateur Tri phasique.....17
- III.3.3. Le Séparateur bi phasique.....17
- III.4. Section de dessalage.....18
- III.4.1. Définition et principe dessalage.....18
- III.4.2. Étapes de l’Opération de Dessalage.....18
- III.4.3. Paramètres de marche et leurs influences.....18
- III.4.3.1. Niveau d’interface eau/brut.....19
- III.4.3.2. Température de dessalage.....19
- III.4.3.3. Taux de l’eau de lavage.....19
- III.4.3.4. Nature de l’eau de lavage.....19
- III.4.3.5. Champ Électrique.....19
- III.4.4. Processus de dessalage.....20
- III.5. Section de stabilisation.....21
- III.5.1. Définition et principe stabilisation.....21
- III.5.2. Étapes de la stabilisation.....21
- III.5.3. Avantages.....22
- III.5.4. Processus de stabilisation.....22
- III.6. Préchauffeur de la colonne de stabilisation, réchauffeur d’huile et réfrigérants d’huile stabilisée.....23
- III.7. Stockage, Comptage et Expédition de l’Huile Stabilisée.....24

Chapitre IV :

Les impuretés du brut

- IV.1. Introduction.....28
- IV.2. Les impuretés du pétrole brut.....28
- IV.3. Généralité sur les sels.....28
- IV.3.1. Nature des sels.....28
- IV.3.2. Inconvénients des sels.....29
- IV.4 Théorie des Émulsions.....30
- IV.4.1 Définition de l’Émulsion.....30
- IV.4.2 Formation d’une Émulsion.....31
- IV.4.4 Méthodes de Décomposition des Émulsions31
- IV.4.4.A. Méthode Chimique.....32
- IV.4.4.B. Méthode Électrique.....32
- IV.4.4.B.1.Mécanisme du Dessalage Électrostatique.....33
- IV.4.4.C. Procédé Mécanique.....34
- IV.4.4.C.1. La Décantation.....35
- IV.4.4.C.2. La Centrifugation (Essorage).....35
- IV.4.4.C.3. La Filtration.....36

Chapitre V :

Les problèmes rencontrés et la résolution

• V.1. INTRODUCTION.....	38
• V.2. Problème.....	38
• V.3. Calcule de dessaleur UTBS.....	40
• V.3.1. Détermination de densité.....	40
• V.3.2. Calcule de la salinité moyenne (entrée et sorte).....	41
• V.3.2.1. Calcule de la salinité Moyenne entrée à dessaleur 1 ^{ère} étage.....	41
• V.3.2.2. Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 1 ^{er} étage.....	41
• V.3.2.3. Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 2 ^{ème} étage...	41
• V.3.2.4. Efficacité du dessaleur.....	41
• V.3.3. Le bilan de matière de dessalage.....	42
• V.3.4. Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée Du dessaleur	43
• V.3.4.1. Calcul de la quantité de brut dessalé	44
• V.3.4.2. Détermination de la quantité d'eau de lavage	44
• V.3.4.3. Détermination de la quantité d'eau de purge.....	44
• V.3.5. Calcul de la vitesse de décantation	44
• V.3.6. Calcul du temps de décantation	46
• V.3.7. Calcul du temps de séjour	47
• V.4. Optimisation des taux d'injection d'eau et de désémulsifiant	49
• V.4.1. Optimisation des taux d'injection d'eau	49
• V.4.2. Optimisation de désémulsifiant	52
• V.5. Mode opératoire.....	52
• V.5.1. Salinité.....	52
• V.5.2. Pourcentage de BSW (Basic Sediment and Water).....	53
• V.5.3. Tension de Vapeur Reid (TVR).....	54
• V.5. Méthodes de protection contre la corrosion et le dépôt de sels	54
• V.5.1. Revêtements protecteurs	54
• V.5.2. Protection cathodique par courant imposé (ICCP)	55
• V.5.3. Protection cathodique par anodes sacrificielles (SACP)	56
• V.3.4. Recommandation d'approche intégrée	56
• Conclusion	54
• Recommandations	57
• Annexe	58
• Références	60

Liste des Tableaux

Les Tableaux	Titre	Page
Tableau III.1	Tableau de fonctionnement de l'unité de dessalage	21
Tableau v.1	Tableau :Les données pour calcul du dessaleur	40
Tableau v.2	Diamètre de la gouttelette d'eau en fonction de la teneur en eau	45
Tableau v.3	Tableau : Le coefficient de résistance en fonction du régime	45
Tableau v.4	Tableau : Caractéristiques d'un dessaleur électrostatique de L'UTBS	46
Tableau v.5	Tableau :Comparaison entre les Résultats obtenu.	48
Tableau v.6	Tableau : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau(cas 1)	49
Tableau v.7	Tableau : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau(cas 2)	50
Tableau v.8	Tableau : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau(cas 3)	50
Tableau v.9	Tableau : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau(cas 4)	51
Tableau v.10	Tableau : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau(cas 5)	51
Tableau v.11	Tableau :Efficacité de dessalage en fonction du désémulsifiant	52

Liste des figures

Figure	Titer	Page
Figure 1.1	comparaison visuelle des bruts provenant de différentes régions du monde	05
Figure 1.2	Classification PONA des pétroles bruts	06
Figure II.1	Carte géographique du champ de Hassi Messaoud	08
Figure II.2	Plan general de l'UTBS.	09
Figure II.3	Collecteur de puits "manifold"	11
Figure II.4	Description de l'unité de Traitement de Brut	12
Figure III.1	organigramme du train de l'UTBS	15
Figure III.2	Composants du séparateur triphasé	16
Figure III.3	Séparation d'Huile	17
Figure III.4	Schéma de Principe du dessalage	18
Figure III.5	Dessaleur électrostatique	20
Figure III.6	Effet de nombred'étage	21
Figure III.7	Stabilisation par distillation: schéma de principe	23
Figure III.8	Schéma stabilisation	23
Figure III.9	description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé	24
Figure IV.1	Chlorure de Sodium	29
Figure IV.2	Photomicrographie d'une émulsion huile-dans-cau	30
Figure IV.3	Représentation d'une emulsion	31
Figure IV.4	polarisation et collision de gouttelettes dues à charges différence.	33
Figure IV.5	Etapes pour briser l'émulsion à l'aide du courant électrique	33
Figure IV.6	Principe dessalage	34
Figure V.1	Schéma de bilan de matière du dessaleur.	43

Table des Abréviations
Symboles et désignations

Symbole	Désignation
BSW	Sédiments basiques et eau.
HMD	Hassi Messaoud region (Southeast of Algeria).
API	American Petroleum Institute.
UTBS	Unité de traitement de brut sud.
CIS	Centre industriel sud.
GPL	Gaz de pétrole liquéfié.
TVR	Tension de vapeur Reid.
HEH	Haoud El Hamra
HP	Haute Pression
Spgr	Specific gravity
DC	Direct current
Ppm	Partie par million
PSI	Pound Square Inch
Dg	Diamètre de la gouttelette d'eau en cm
Dd	Diamètre de dessaleur
E	Efficacité de dessaleur
Ld	Longueur de dessaleur
LSI	Distance entre les électrodes
Q	Débit de la charge
Qb	Quantité de brut à dessaler
Qd	Quantité de brut dessalé
Qw	Quantité d'eau de lavage
Q'w	Quantité d'eau de purge
Qwext	Quantité d'eau dans le brut dessalé

Se	Salinité d'entrée
Ss	Salinité de sortie
T, t	La température
Td	Temps de décantation
TS	Temps de séjour
V	Volume de la capacité
Vd	Vitesse de décantation
vb	Viscosité cinématique de la phase continue (brut)
X	Taux de lavage
Y	Teneur en eau dans le brut à l'entrée de dessaleur
Z	Teneur en eau dans le brut à la sortie de dessaleur
ρ	Masse volumique de la phase dispersée (eau)
ρ	Masse volumique de la phase continue (brut)
μ_2	Viscosité dynamique de la phase continue
ΔP	Perte de charge
ppm	Partie par million
d	Densité à 15°C
PF	Point final
p	Pression de service
φ	Coefficient de frottement

Introduction Générale

Introduction Générale

1. Introduction Générale

Le champ pétrolifère de Hassi Messaoud est l'un des plus importants en Algérie et dans le monde depuis sa découverte. Il joue un rôle clé dans la production nationale de pétrole. Parmi les infrastructures essentielles de ce champ figure **l'unité de traitement du brut sud (UTBS)**, qui comprend plusieurs unités dédiées au traitement du pétrole brut avant son expédition. Ce traitement vise principalement à éliminer les impuretés telles que le sable, l'argile, l'eau libre et les sels, afin d'obtenir un brut conforme aux exigences industrielles et commerciales.

Lors de notre stage au sein de l'UTBS de Hassi Messaoud, nous avons constaté plusieurs défis techniques liés au traitement du pétrole brut "La corrosion des équipements et Le colmatage des tuyauteries". La gestion des paramètres critiques, notamment la densité, la salinité et la teneur en eau (BSW), constitue une problématique majeure pour garantir un brut répondant aux normes requises. Ainsi, cette étude vise à analyser ces problèmes rencontrés lors du traitement du pétrole brut et à proposer des solutions afin d'améliorer son efficacité.

Notre travail est structuré comme suit :

- **Le premier chapitre** : Généralités de pétrole brut.
- **Le deuxième chapitre** : Étude technologique.
- **Le troisième chapitre** : Le traitement du brut.
- **Le quatrième chapitre** : Les impuretés du brut.
- **Le cinquième chapitre** : Les problèmes rencontrés et la résolution.
- **Conclusion générale.**

Chapitre I

Généralités sur le pétrole brut

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

I.1.Introduction

Le pétrole brut joue un rôle fondamental dans le monde moderne, étant avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il couvre environ 60 % des besoins énergétiques mondiaux et permet la production de divers produits énergétiques tels que les lubrifiants, les bitumes ainsi que les produits pétrochimiques, dont la diversité ne cesse de croître (fibres synthétiques, matières plastiques, solvants et détergents).

I.2.Définition du pétrole brut

Le pétrole, issu du latin petroleum (dérivé du grec Petra, signifiant "roche", et du latin oleum, signifiant "huile"), est une huile minérale naturelle composée principalement d'hydrocarbures et piégée dans des formations géologiques spécifiques.

Cette ressource fossile est un élément clé de l'économie industrielle moderne puisqu'elle constitue la source principale de carburants liquides (fioul, gazole, kérosène, essence, GPL). Le naphta, issu de son raffinage, est essentiel à la pétrochimie, qui produit une large gamme de matériaux usuels (plastiques, textiles synthétiques, élastomères, détergents, adhésifs, engrais, cosmiques).

Les fractions les plus lourdes du pétrole donnent naissance aux bitumes, paraffines et lubrifiants.[1]

Il est souvent surnommé "or noir" en raison de sa couleur et de sa valeur élevée.

I.3.Origine du pétrole brut

Le pétrole s'est formé il y a environ 350 millions d'années à partir de la décomposition d'organismes marins, en particulier le plancton. Sa formation nécessite plusieurs dizaines de millions d'années et repose sur quatre conditions fondamentales :

1. La présence d'une roche-mère
2. Un environnement favorisant la transformation de cette roche en hydrocarbures
3. Des voies de migration pour le pétrole
4. Un réservoir naturel où il est stocké

Cette ressource fossile se présente sous la forme d'une roche liquide carbonée, dont la couleur varie du vert au brun noir, et qui dégage une odeur spécifique. Le pétrole, sous ses différentes formes, constitue un pilier essentiel de l'économie industrielle en fournissant la majorité des carburants liquides.[2]

Les pétroles bruts varient considérablement en termes de propriétés physiques et de composition chimique, ce qui influence leurs méthodes d'extraction, de transport, de stockage et de raffinage. Une compréhension précise de leur composition est donc primordiale.[3]

I.4.Classification des pétroles bruts

a. Classification industrielle

Cette classification repose sur la densité et divise le pétrole en trois catégories :[4]

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

(d_4^{15} représente le rapport entre la masse d'un volume de pétrole à 15°C et celle de l'eau distillée à 4°C.)

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

b. Classification chimique

Cette classification repose sur la nature dominante des hydrocarbures présents dans le pétrole brut :[4]

- **Pétroles paraffiniques**
- **Pétroles naphténiques**
- **Pétroles aromatiques**
- **Pétroles paraffino-aromatiques**

c. Classification économique (technologique)

Elle prend en compte plusieurs critères :[4]

1. La teneur en soufre :

- **Catégorie A** : faible en soufre ($\%S \leq 0,5\%$)
- **Catégorie B** : moyennement sulfuré ($0,5\% < \%S < 2\%$)
- **Catégorie C** : très sulfuré ($\%S > 2\%$)

2. La teneur en produits clairs (PF $\leq 350^{\circ}\text{C}$) :

- Teneur élevée ($>45\%$)
- Teneur moyenne ($30\% < T < 45\%$)
- Teneur faible ($<30\%$)

3. La teneur en paraffines :

- Peu paraffinique ($T \leq 1,5\%$)
- Paraffinique ($1,5\% \leq T \leq 6\%$)
- Très paraffinique ($T > 6\%$)

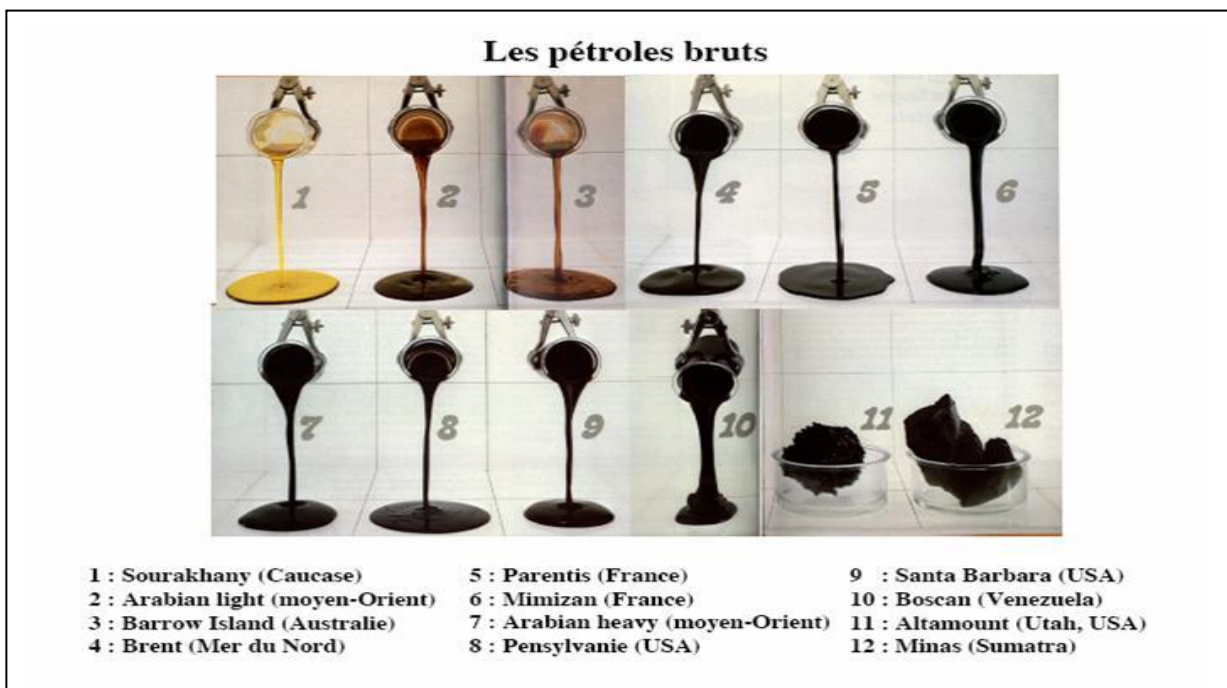


Figure 1.1 Comparaison visuelle des bruts provenant de différentes régions du monde

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

I.5. Composition du pétrole brut

Le pétrole brut est un mélange complexe composé principalement d'hydrocarbures (à savoir paraffiniques, naphéniques et aromatiques), auxquels s'ajoutent des composés organiques oxygénés, azotés et sulfurés, ainsi que des traces de métaux spécifiques (Vanadium, Molybdène, Nickel).

Ses éléments principaux se répartissent généralement comme suit :[2]

- **Carbone** : 83% à 87%
- **Hydrogène** : 10% à 14%
- **Azote** : 0,1% à 2%
- **Oxygène** : 0,05% à 1,5%
- **Soufre** : 0,05% à 6%
- **Métaux (Ni et V)** : < 1000 ppm

La classification du pétrole brut selon le degré API (American Petroleum Institute) repose sur la densité, déterminée par la formule suivante :

$$API = (141,5 / Sp.gr) - 131,5 Sp.gr$$

La densité de l'huile à 60°F (15,6°C) par rapport à l'eau prise à 60°F.

Où SG (Spécifique Gravité) est la densité du pétrole par rapport à l'eau.

On distingue trois grandes catégories de pétrole brut en fonction du degré API :

- **Brut léger** : API > 34 (light)
- **Brut moyen** : 26 < API < 34 (intermediate)
- **Brut lourd** : API < 24 (heavy)

Cette classification permet d'évaluer la qualité et la facilité de raffinage du pétrole. Plus le degré API est élevé, plus le pétrole est léger et valorisable pour la production de carburants.

I.6. Principales familles d'hydrocarbures du pétrole brut

Les hydrocarbures, constituant essentiel du pétrole, ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène, représentant respectivement 83%-87% et 11%-14% du pétrole brut. Ils sont classés en plusieurs familles chimiques selon leur structure : [5]

- **Les paraffines (alcane)** – C_nH_{2n+2} : hydrocarbures saturés divisés en paraffines normales et paraffines isomères.
- **Les naphènes (cyclo alcane)** – C_nH_{2n} : hydrocarbures cycliques et saturés.
- **Les aromatiques** – C_nH_{2n-6} : hydrocarbures insaturés avec structures cycliques et trois doubles liaisons.

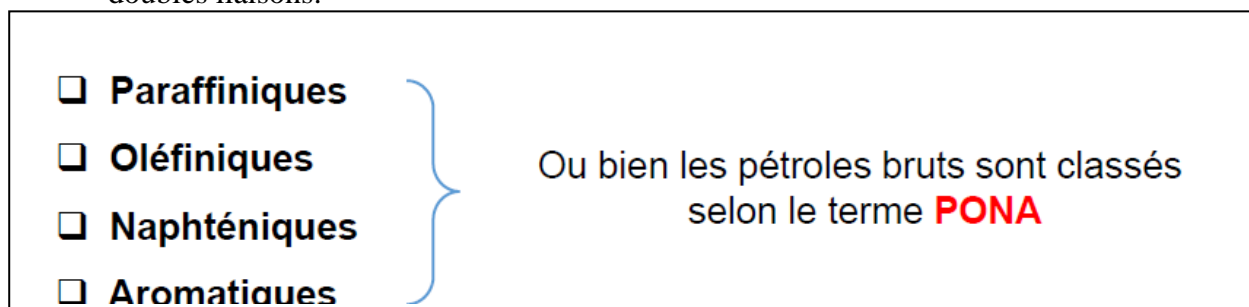


Figure I.2 Classification PONA des pétroles bruts

Chapitre II

Étude technologique

Chapitre II : Etude Technologique

II.1. Le Champ Pétrolier de Hassi Messaoud : Pilier de l'Industrie Pétrolière Algérienne

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, situé à environ 850 km au sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne, constitue le plus grand gisement pétrolier d'Algérie et l'un des plus complexes au monde. Il s'étend sur une superficie de 2 200

à 2 500 km² et se trouve à une altitude de 498 mètres, avec des coordonnées géographiques de 31,7° Nord et 6,05° Est. [7]



Figure II.1 Carte géographique du champ de Hassi Messaoud

II.2. Historique et Exploitation

Découvert en 1956, le gisement a d'abord été exploité par deux compagnies françaises :

- CFPA (Compagnie Française des Pétroles Algériens) dans la zone nord.
- SNREPAL (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation des Pétroles en Algérie) dans la zone sud.

Cette division géographique a conduit à la création de deux centres de production distincts, chacun doté de ses propres installations de séparation, traitement, stockage et expédition du pétrole brut. Avec le temps, des unités de traitement du gaz et de réinjection ont été ajoutées, renforçant ainsi la capacité de production du site. [7]

II.3. Caractéristiques Techniques du Gisement

Hassi Messaoud se distingue par plusieurs paramètres techniques :

- ✓ **Qualité du pétrole** : huile légère, facilitant le raffinage.
- ✓ **Pression du réservoir** : comprise entre 120 et 400 kg/cm², témoignant de la richesse du champ.
- ✓ **Température élevée** : environ **118 °C**, nécessitant des technologies adaptées pour l'extraction.
- ✓ **Faible porosité** : rendant parfois l'extraction plus complexe. [7]

Chapitre II : Etude Technologique

II.4.L'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS) :Vue d'Ensemble

L'Unité de Traitement de Brut Sud (UTBS), mise en place par SONATRACH sur le champ pétrolier de Hassi Messaoud Sud, assure le traitement du pétrole non stabilisé provenant de six champs satellites. Son rôle est essentiel pour la stabilisation et le dessalement du brut, permettant ainsi l'expédition de l'huile stabilisée vers le centre de stockage de Haoud El Hamra (**HEH**) via un pipeline de 24 pouces (CIS-HEH). [6]

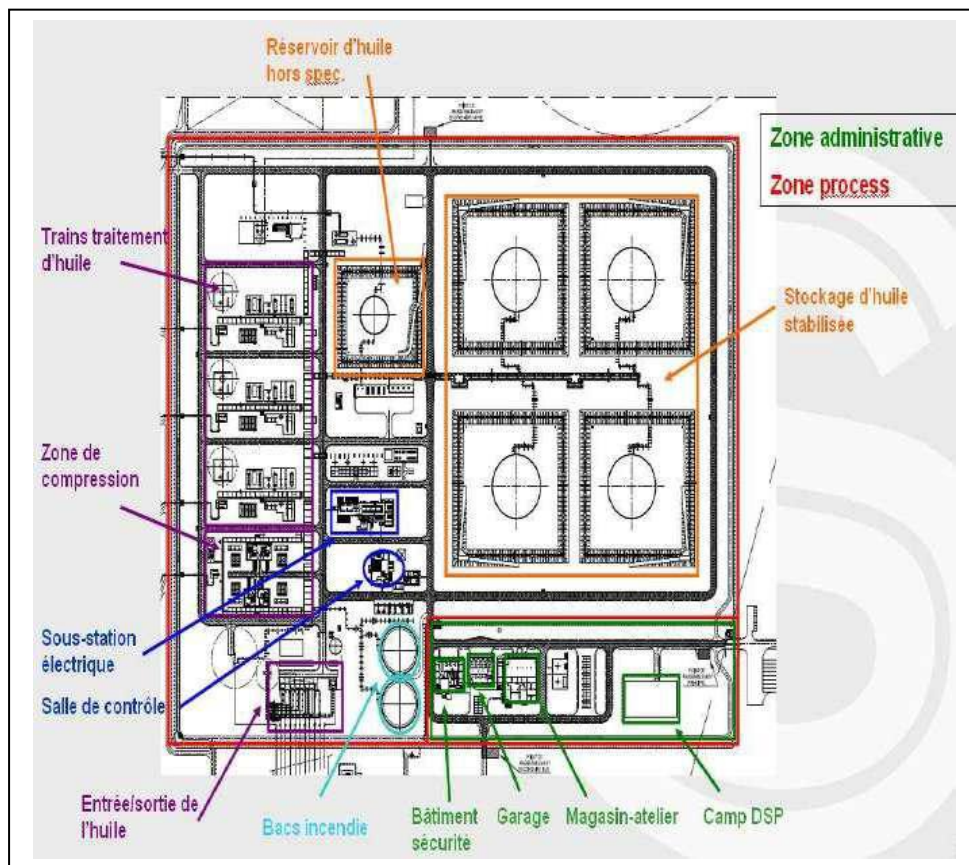


Figure II.2 Plan général de l'UTBS.

II.4.1. Processus de Traitement

L'UTBS repose sur plusieurs étapes clés :

✓**Stabilisation du brut** pour le rendre compatible avec le stockage et le transport.

✓**Utilisation du gaz associé** comme combustible, tandis que l'excédent est redirigé vers l'unité de GPL du CIS.

✓**Alimentation en eau** pour le lavage du brut, fournie par deux puits d'eau d'Albien.

✓**Traitement des eaux huileuses**, soit par injection dans OMN77, soit via un bassin d'évaporation en cas de besoin. [6]

Chapitre II : Etude Technologique

II.5.Principales Composantes de l'UTBS

L'unité comprend plusieurs installations spécialisées assurant un traitement efficace du brut :

II.5.1. Infrastructure de Traitement

- Réseau de collecte de brut
- Unités de traitement de brut
- Unité de compression
- Traitement de l'huile hors spécifications
- Stockage de l'huile stabilisée
- Pomperie d'expédition
- Système de comptage
- Traitement des eaux huileuses
- Pipelines d'expédition[6]

II.5.2. Systèmes Utilitaires Intégrés

- Gaz combustible
- Systèmes de sécurité
- Eau brute et potable
- Traitement des eaux usées
- Eau incendie et émulseur
- Produits chimiques et lubrifiants
- Distribution de diesel et azote [6]

II.5.3.Caractéristiques de l'huile stabilisée à l'UTBS

L'UTBS est conçu pour produire jusqu'à 300 000 barils de brut stabilisé par jour (47 700 m³/j).

✓Tension de vapeur Reid (TVR) :

- Inférieure ou égale à 10 psi en hiver
- Inférieure ou égale à 7 psi en été

✓Teneur en eau et sédiments (BSW) : Inférieure ou égale à 0,1 % vol.

✓Salinité : Inférieure ou égale à 40 mg/L

Grâce à cette infrastructure complète et autonome, SONATRACH maximise l'efficacité de l'exploitation pétrolière, tout en garantissant le respect des normes environnementales et de sécurité.

[6]

II.6.Collecte du Brut Non Stabilisé : Des Satellites vers l'UTBS

Le système manifold de collecte repose sur deux collecteurs principaux :

Un collecteur de 24 pouces, fonctionnant à 13,5 bar, qui alimente les trois unités de traitement d'huile et le système hors spécifications.

Un collecteur de 16 pouces, opérant à 3 bar, qui prend le relais en cas de défaillance des pompes d'expédition d'au plus deux satellites. [6]

Chapitre II : Etude Technologique

II.6.1. Processus de Collecte

Les puits producteurs envoient le brut vers des plateformes satellites, où une première séparation pétrole/gaz/eau est effectuée. Ensuite, le pétrole non stabilisé est transporté via un réseau de pipelines vers le Complexe Industriel Sud (CIS) ou vers l'UTBS, en passant par le manifold M01 à l'entrée de l'UTBS. [6]



Figure II.3 Collecteur de puits "manifold"

II.6.2. Connexions du Réseau de Collecte

Les pipelines souterrains reliant les satellites au manifold M01 sont :

✓W1C	→	Pipeline	20''
✓W1A	→	Pipeline	12''
✓W2A	→	Pipeline	12''
✓E1C	→	Pipeline	14''
✓E2A	→	Pipeline	10''
✓S1A	→	Pipeline	10''
✓CIS	→	Pipeline	16''
✓W2A'	→	Pipeline	12''

Chaque pipeline dispose de stations de raclage au départ et à l'arrivée, sauf ceux de 16'' (CIS) et 12'' (W2A'), qui en sont dépourvus. Ces stations comprennent des réservoirs souterrains pour récupérer les liquides après le raclage, et la dépressurisation est dirigée vers ces réservoirs. [6]

II.7. Stockage et Expédition du Pétrole Stabilisé

Le pétrole brut, après dessalement et stabilisation, est stocké dans quatre réservoirs à toit flottant, d'une capacité de **50 000 m³** chacun. Ensuite, l'huile stabilisée est pompée vers le CIS, puis vers HEH, grâce à un système de pompe comprenant :

- ✓4 pompes de surpression
- ✓4 pompes d'exportation[6]

Chapitre II : Etude Technologique

II.7.1. Gestion du Gaz Associé

Le gaz généré lors de la stabilisation du brut est utilisé comme source d'énergie sur le site. L'excédent est comprimé par quatre unités de compression, puis envoyé vers la station de gaz MFD CIS.

II.7.2. Description de l'unité de Traitement de Brut

Le pétrole brut provenant des satellites ne peut pas être stocké dans des réservoirs à toit flottant. Pour :

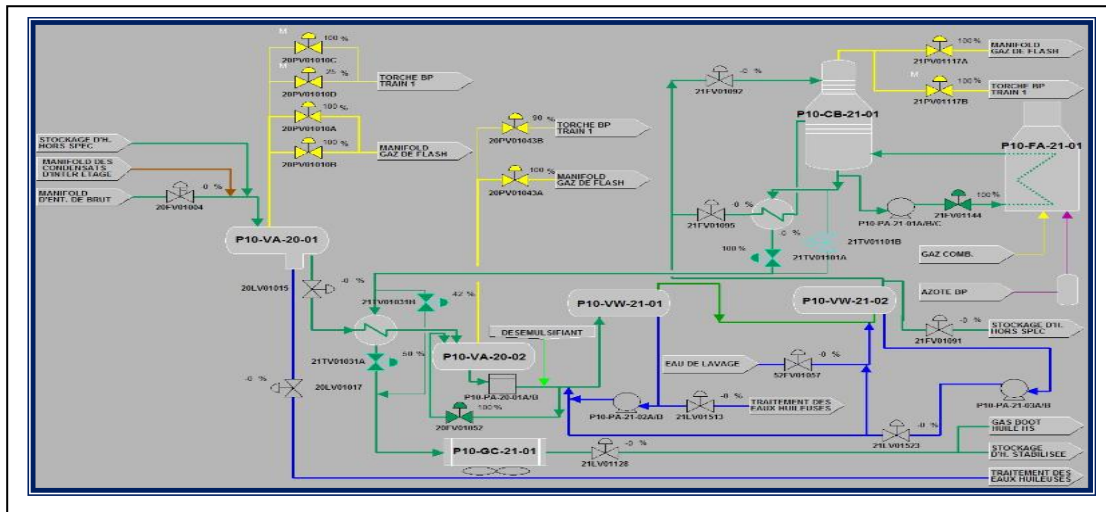


Figure II.4 Description de l'unité de Traitement de Brut

- Une pression de vapeur (TVR) adaptée à un stockage à température ambiante, soit 7 psi lorsque la température extérieure atteint 50°C en été, et pouvant aller jusqu'à 10 psi pour une température extérieure
- Une salinité ne dépassant pas 40 mg/L.
- Une teneur en eau insoluble dans le brut stabilisé inférieure ou égale à 0,1 %.

Pour satisfaire ces exigences, plusieurs étapes de traitement sont nécessaires :

- Une première phase de dégazage et de réchauffage du brut dans des séparateurs triphasiques, diphasiques ainsi qu'un réchauffeur d'huile.
- Un processus de dessalage réalisé à l'aide de deux séparateurs électrostatiques connectés en série.
- Une stabilisation du brut au sein d'une colonne de stabilisation, précédée d'un préchauffage et complétée par un rebouillage via un four.
- Un refroidissement du brut stabilisé avant stockage, assuré par des échangeurs de chaleur, des réchauffeurs et des aéro réfrigérants.

Chapitre II : Etude Technologique

Chaque unité de traitement du brut comprend :

- Un séparateur triphasique.
- Un réchauffeur d'huile.
- Un séparateur diphasique.

Un module de dessalage incluant :

1. Un premier étage de dessalage.
 2. Un deuxième étage de dessalage.
 3. Deux pompes de recyclage d'eau pour le premier étage.
 4. Deux pompes de recyclage d'eau pour le deuxième étage.
- Une colonne de stabilisation.
 - Trois pompes dédiées à la recirculation du rebouilleur.
 - Un échangeur pour le refroidissement du pétrole stabilisé. [6]

Chapitre III

Le traitement du brut

Chapitre III : Le traitement du brut

III.1.Introduction

Le pétrole brut extrait des puits producteurs est acheminé vers les plateformes satellites, où une première séparation huile/gaz/eau est effectuée. Une fois séparé, le brut non stabilisé est pompé depuis le séparateur triphasique vers les installations existantes du CIS ou vers l'UTBS, en utilisant le nouveau réseau de collecte.

Un ensemble de connexions permet de relier les plateformes satellites au nouveau réseau qui transporte le brut non stabilisé jusqu'au manifold M01, situé à l'entrée de l'UTBS. Toutefois, il est essentiel de noter que l'huile brute ne peut pas être stockée dans des bacs à toit flottant, car elle risque de dégazer avec condition opératoire tableau annexe 03

III.2. Processus de traitement du brut

Capacité des unités : Trois unités de traitement d'huile sont mises en place, chacune ayant une capacité de 100 000 barils par jour. Leur rôle est de convertir le brut en huile stabilisée conforme aux normes d'exportation.

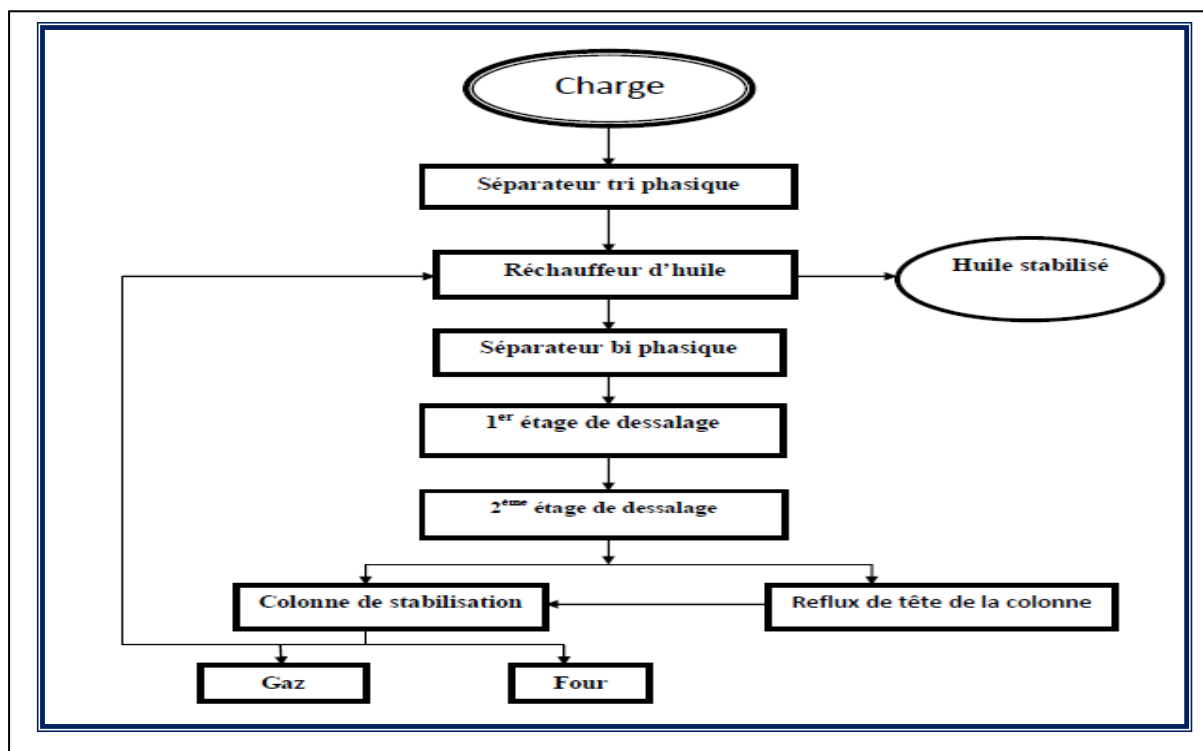


Figure III.2 organigramme du train de l'UTBS

Étapes du traitement :

1. Dégazage et réchauffage :

- Le brut est d'abord dégazé dans des séparateurs tri-phasiques et diphasiques.
- Il est ensuite réchauffé via un réchauffeur d'huile.

2. Dessalage électrostatique :

- L'élimination des sels est réalisée grâce à deux séparateurs électrostatiques montés en série.

Chapitre III : Le traitement du brut

3. Stabilisation du brut :

- Le brut passe ensuite dans une colonne de stabilisation, avec un préchauffage en amont et un rebouillage à l'aide d'un four.

4. Refroidissement et stockage :

Enfin, le brut stabilisé est refroidi avant stockage via :

- Les préchauffeurs de la colonne de stabilisation
- Les réchauffeurs d'huile
- Les aéro-réfrigérants d'huile stabilisée
- Ces différentes étapes permettent d'obtenir une huile stabilisée prête pour l'exportation, conforme aux exigences industrielles et aux standards internationaux.[6]

III.3. Section de séparation d'huile

III.3.1. Définition et principe séparation

Les séparateurs occupent une place essentielle en tête de la chaîne de traitement, recevant directement, via le manifold d'entrée, la production acheminée par les collecteurs. Ce sont des récipients sous pression intégrés à un circuit, où ils provoquent un ralentissement du débit de l'effluent afin de faciliter la séparation des différentes phases.

Généralement, ces équipements se présentent sous la forme d'un réservoir cylindrique, pouvant être installé en position verticale ou horizontale. Bien que moins courants, des modèles sphériques existent également. Le bon fonctionnement des séparateurs est assuré par des piquages munis de vannes ainsi que par divers instruments de mesure et de contrôle.[9 ;15]

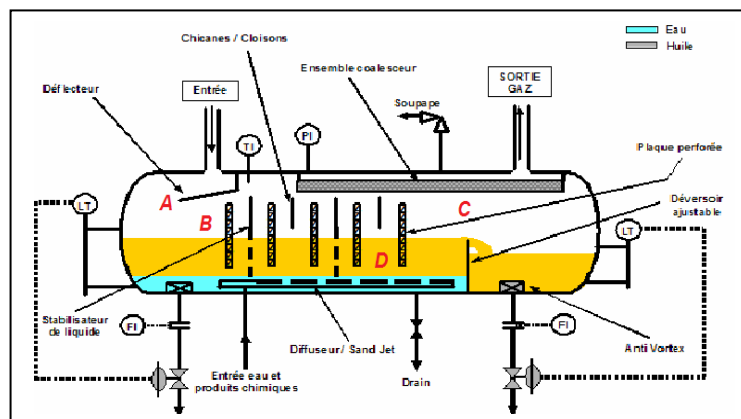


Figure III.2 Composants du séparateur triphasé

Dans l'UTBS, on distingue plusieurs types de séparateurs, dont :

- **Le séparateur tri-phasique** : utilisé pour séparer simultanément le gaz, l'huile et l'eau.
- **Le séparateur bi-phasique** : conçu pour séparer le gaz et l'huile [6]

Chapitre III : Le traitement du brut

III.3.2. Le Séparateur Tri-phasique

Le séparateur tri-phasique constitue la première étape du traitement du pétrole brut. Il reçoit directement le flux en provenance des satellites et assure la séparation efficace des trois phases principales : l'eau, l'huile et le gaz. Cette séparation est essentielle pour préparer chaque phase avant son acheminement vers les unités de traitement spécifiques.

Le pétrole brut pénètre dans le séparateur sous une pression de **6,5 bars** et à température ambiante, ce qui favorise la séparation optimale des trois phases. Le gaz extrait est dirigé vers l'unité de compression via le collecteur de gaz du séparateur, où il est comprimé à des pressions plus élevées pour son transport dans les pipelines.

L'huile, quant à elle, est envoyée vers deux échangeurs de chaleur (réchauffeurs d'huile) après être passée par un contrôleur de niveau qui régule son débit. Dans le réchauffeur, l'huile est portée à **70°C**, température idéale pour le dessalage, un processus permettant d'éliminer les sels dissous. Ce chauffage est assuré par de l'huile stabilisée, provenant du fond de la colonne de stabilisation et chauffée à **120°C**. L'échange thermique entre l'huile stabilisée et l'huile brute permet d'optimiser la récupération de chaleur, réduisant ainsi la consommation énergétique de l'unité. Ce processus réduit la teneur en eau et en sels dans l'huile, évitant ainsi la corrosion des équipements en aval et garantissant le respect des normes environnementales en matière de rejets d'eau. [8]

III.3.3. Le Séparateur bi-phasique

La deuxième étape de séparation huile/gaz est réalisée par le séparateur bi-phasique, qui reçoit l'huile chauffée à **70°C** en provenance du réchauffeur d'huile. Cet équipement opère sous une pression de **5 bars** pour assurer une séparation efficace des phases.

Le gaz de flash, résultant de l'élévation de température dans le réchauffeur et de la détente dans le séparateur diphasique, est acheminé sous contrôle de pression vers l'unité de compression via le collecteur de gaz de flash. L'excédent de gaz est quant à lui dirigé vers la torche basse pression de l'installation.

Concernant l'huile, elle est transférée du séparateur bi-phasique vers le système de dessalage à l'aide de pompes centrifuges verticales, assurant ainsi une alimentation optimale du dessaleur pour la suite du traitement. [8]

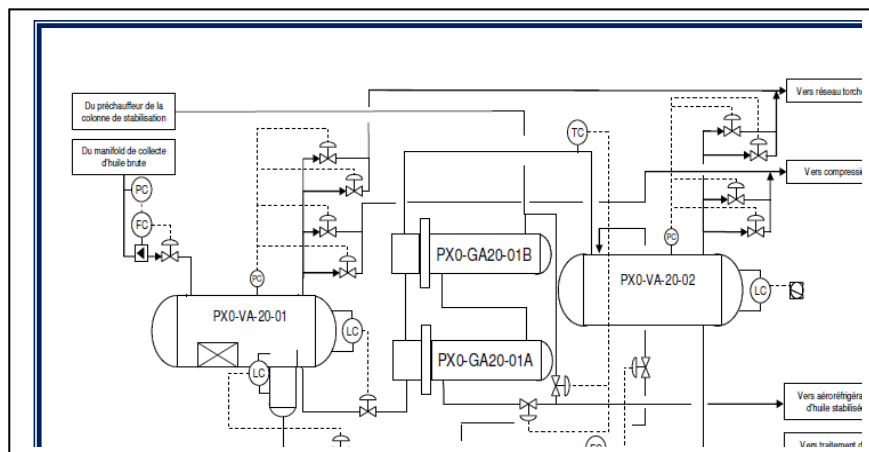


Figure III.3 Séparation d'Huile

Chapitre III : Le traitement du brut

III.4 Section de dessalage

III.4.1. Définition et principe dessalage

Le dessalage est une étape essentielle du traitement du pétrole brut, visant à éliminer les sels minéraux et les impuretés solides par un lavage à l'eau. Ce procédé permet de limiter les risques de corrosion et de dépôts dans les installations de traitement. Il repose sur l'émulsion du brut avec de l'eau douce, suivie d'une séparation facilitée par un champ électrique ou un temps de décantation prolongé. Cette séparation s'effectue au sein d'un dessaleur, un grand réservoir horizontal où l'eau, plus lourde, se dépose au fond tandis que le pétrole épuré est récupéré en surface. [10]

Dans l'UTBS, le processus de dessalage est organisé en deux étapes successives, reliées en série. Cette configuration permet une élimination plus efficace des sels minéraux et des impuretés du pétrole brut. [6]

III.4.2. Étapes de l'Opération de Dessalage

1. Lavage du brut

- Injection d'eau douce et d'un agent dés-émulsifiant.
- Mélange intensif par vanne mélangeuse pour favoriser la dispersion de l'eau et la dissolution des sels.

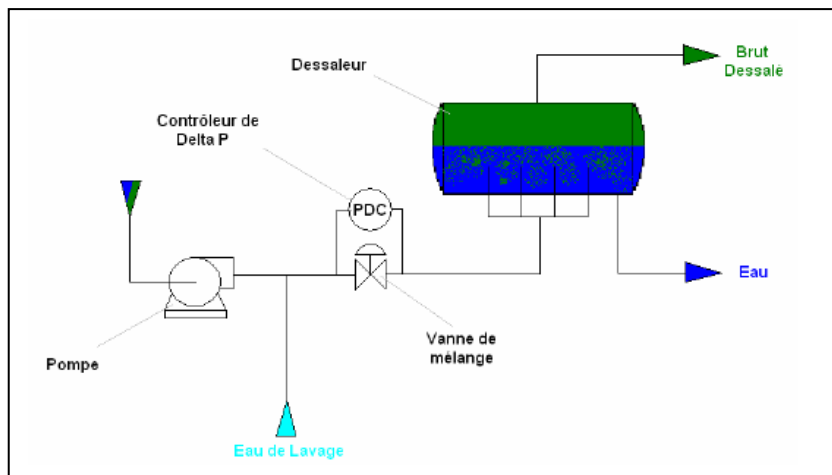
2. Electro-Coalescence

- Application d'un champ électrique dans le dessaleur.
- Polarisation et fusion des gouttelettes d'eau, formant des gouttes plus grosses qui facilitent la séparation.

3. Décantation

- Séparation par gravité des gouttes d'eau coalescées du brut.
- Extraction de l'eau salée en fond de dessaleur, laissant le brut dessalé en surface.

- **Objectif** : Réduction de la salinité du brut pour éviter la corrosion et améliorer la qualité du pétrole traité. [23]



III.4.3. Paramètres de marche et leurs influences

Chapitre III : Le traitement du brut

III.4.3.1 Niveau d'interface eau/brut

Le niveau d'interface entre l'eau et le brut est déterminé par l'électrode primaire, qui est l'électrode la plus basse dans le système de dessalage. Toute variation significative de ce niveau affecte directement le champ électrique primaire, ce qui perturbe le processus de coalescence électrique et peut réduire l'efficacité du dessalage.[6]

III.4.3.2 Température de dessalage

La température de la charge est un paramètre essentiel pour assurer le bon fonctionnement du dessaleur. Elle influence directement la viscosité de l'émulsion et, par conséquent, l'efficacité du processus de séparation eau/huile.

- Effets d'une température inadéquate :

-Température inférieure à la plage optimale (70°C - 150°C)

- Augmente la viscosité du brut, rendant la séparation de l'eau plus difficile.
- Réduit l'efficacité du processus de coalescence, ce qui diminue le taux de dessalage.

-Température supérieure à la plage optimale

- Accroît la conductivité électrique du brut, ce qui diminue l'efficacité du champ électrique.
- Peut entraîner une dispersion excessive des gouttelettes d'eau, réduisant ainsi leur séparation.

En conclusion, il est crucial de maintenir une température optimale pour garantir une coalescence rapide des gouttelettes d'eau et ainsi améliorer l'efficacité du dessalage.[6]

III.4.3.3 Taux de l'eau de lavage

L'eau de lavage joue un rôle essentiel dans le processus de dessalage, car elle permet d'humidifier et de dissoudre les cristaux de sel présents dans le brut. Cette action favorise la coalescence des gouttelettes d'eau, améliorant ainsi l'efficacité du dessaleur.

- Facteurs influençant la coalescence :

- Taux de lavage : Un ajustement précis est nécessaire pour éviter des déséquilibres.
- Température : Une température adéquate optimise la dissolution des sels et la séparation.

- Conséquences d'un excès d'eau de lavage :

- Augmentation du niveau d'eau dans le dessaleur, pouvant causer des débordements.
- Emprisonnement d'eau dans le pétrole dessalé, réduisant la pureté du brut.
- Formation de mousse, perturbant le processus de séparation huile/eau.[6]

III.4.3.4 Nature de l'eau de lavage

Lorsque l'on utilise une eau douce fortement oxygénée, il est recommandé de la mélanger avec l'eau de procédé, provenant par exemple de :

- La tour de distillation
- Le craquage catalytique

-Pourquoi ?

➔ Élimination de l'oxygène grâce à la réaction avec les sulfures présents dans l'eau de procédé.

➔ Prévention de la corrosion causée par l'oxygène dissous.[6]

III.4.3.5. Champ Électrique

Le champ électrique est un élément clé dans le processus de dessalage électrostatique. Son rôle principal est de favoriser la coalescence des gouttelettes d'eau salée présentes dans le brut.

- Mécanisme d'action :

- Polarisation des gouttelettes sous l'effet du champ électrique.
- Création d'une attraction électrostatique entre les particules d'eau.
- Fusion des gouttelettes en des gouttes plus grosses, facilitant leur séparation du brut.

Chapitre III : Le traitement du brut

- Importance du maintien d'une tension critique :

➔- Trop faible : inefficacité du champ électrique, empêchant la coalescence optimale.

➔- Trop élevée : risque de déformation et de fragmentation des gouttelettes, entraînant une émulsion stable difficile à séparer.

Objectif : Ajuster le champ électrique pour maximiser l'attraction sans provoquer de division des gouttelettes.[8]

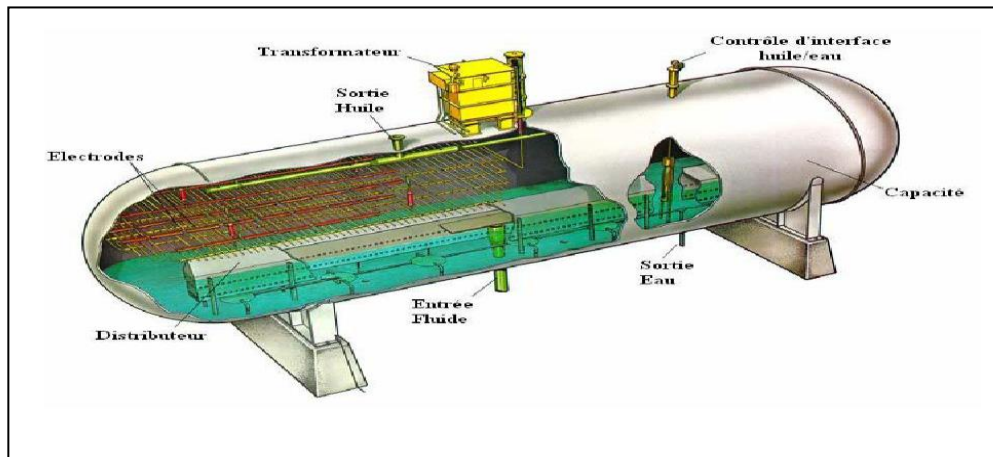


Figure III.5 Dessaleur électrostatique

III.4.4. Processus de dessalage

Le système de dessalage a pour objectif de réduire la teneur en **BSW** dans le pétrole brut traité à **0,1 %** en volume et la concentration en sels à **20 mg/L** d'équivalent NaCl, conformément aux spécifications de conception. Cette étape garantit que l'huile stabilisée stockée respecte les normes requises, avec une concentration en sel inférieure à **40 mg/L** et une BSW inférieure à **0,1 % vol** à la sortie de l'**UTBS**, tout en évitant l'accumulation de dépôts salins dans la colonne.

Pour atteindre ces objectifs, la pompe d'alimentation augmente la pression à **15 bars** et la température à **70°C**, tout en mélangeant le pétrole brut avec **1,4 %** d'eau de lavage recyclée des deux étapes de dessalage. Ce mélange est homogénéisé à l'aide d'une vanne de mélange, ce qui favorise une répartition optimale de l'eau dans le brut et réduit la teneur en sel dans la phase aqueuse.

L'émulsion ainsi formée est ensuite traitée dans une unité de dessalage électrostatique appliquant un champ électrique de **20 000 volts**. Ce champ favorise la coalescence des microgouttelettes d'eau, qui fusionnent pour former des gouttelettes plus grandes. Celles-ci se déposent ensuite par gravité au fond du séparateur électrostatique. Le champ électrostatique est généré entre deux électrodes, l'une étant reliée à la terre et l'autre alimentée par une transformatrice haute tension située au sommet du dessaleur. L'entrée du dessaleur est équipée d'un distributeur garantissant une dispersion homogène du pétrole dans le champ électrostatique.

L'eau récupérée lors de la première étape de dessalage est envoyée vers le centre de traitement des eaux huileuses, tandis qu'une partie est recyclée vers l'entrée du premier étage par des pompes de recirculation. Le pétrole brut issu de cette première étape est ensuite mélangé à de l'eau de lavage, composée d'eau brute et d'eau recyclée, avant d'être introduit dans la deuxième étape de dessalage via une seconde vanne de mélange, assurant ainsi une meilleure séparation des impuretés.

Dans la seconde étape, le pétrole traverse à nouveau un champ électrostatique, favorisant une séparation plus efficace. L'eau isolée descend naturellement vers le fond du séparateur, où une

Chapitre III : Le traitement du brut

grande partie est renvoyée vers la première étape grâce aux pompes de recirculation du deuxième étage. Le reste est dirigé vers l'entrée de la seconde étape, permettant un traitement continu.

Enfin, pour optimiser la séparation huile/eau à chaque étape du dessalage, une injection d'environ **1.2 %** de désémulsifiant est effectuée au niveau de chaque vanne de mélange, facilitant ainsi l'élimination de l'eau résiduelle. [8]

Tableau III.1 Tableau de fonctionnement de l'unité de dessalage

Parameter	Enter	sortie	Les normes
Désémulsifiant	1,2 L/h	/	0.6-2 L/h
champ électrique	20000	/	20000-3000 volt
L'eau de lavage	1,4% du brute la charge		/
Parte de charge	/	/	0.5-1.5

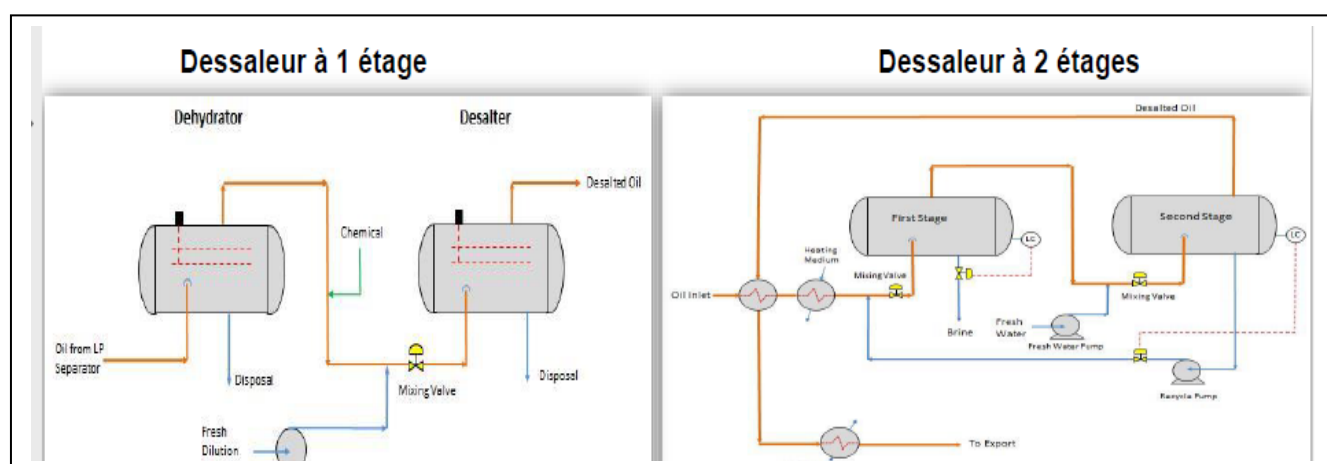


Figure III.6 Effet de nombre d'étage

III.5. Section de stabilisation

III.5.1. Définition et principe stabilisation

La stabilisation du pétrole brut est un processus clé dans l'industrie pétrolière visant à éliminer les gaz volatils et à rendre le brut plus sûr pour le stockage et le transport. Ce procédé réduit la pression de vapeur du brut (TVR) et empêche ainsi l'évaporation excessive des composants légers. Pourquoi stabiliser le brut :

- ✓**Sécurité** : Réduit les risques d'explosion et d'évaporation pendant le stockage et le transport.
- ✓**Qualité du produit** : Améliore la conformité aux normes d'exportation en réduisant la teneur en gaz dissous.
- ✓**Réduction des pertes** : Moins de pertes par évaporation des composants légers.
- ✓**Préparation au raffinage** : Facilite le traitement en raffinerie en ajustant la composition du brut. [12]

III.5.2. Étapes de la stabilisation

1. Dégazage primaire

- Séparation initiale des gaz légers par détente ou passage dans un séparateur triphasique.
- Permet de récupérer le méthane, l'éthane et d'autres hydrocarbures gazeux.

Chapitre III : Le traitement du brut

2. Chauffage du brut

- Le brut est réchauffé pour favoriser la séparation des hydrocarbures légers et lourds.
- La température est optimisée pour éviter une évaporation excessive des composants lourds.

3. Passage dans une colonne de stabilisation

- Similaire à une colonne de distillation, elle sépare les composants en fonction de leur volatilité.
- En tête de colonne : récupération des gaz légers.
- En fond de colonne : obtention d'un brut stabilisé avec un TVR plus bas.[6]

III.5.3. Avantages

- Brut stabilisé avec une pression de vapeur plus faible.
- Réduction des gaz dissous pour un stockage et un transport plus sûrs.
- Valorisation des hydrocarbures légers récupérés pour d'autres utilisations (GPL, gn).
- Préparation optimale pour les étapes suivantes du traitement pétrolier.[23]

III. 5.4. Processus de stabilisation

L'huile dessalée est dirigée vers la colonne de stabilisation selon deux circuits distincts :

- **20 %** du débit est directement acheminé vers la tête de la colonne, formant ainsi l'alimentation froide.
- **80 %** du débit passe par le préchauffeur de la colonne de stabilisation, servant d'alimentation chaude.

Le préchauffeur est composé de deux calandres en série, chacune pouvant être contournée si nécessaire. L'huile issue du dessalage, à une température avoisinant **70°C**, circule à l'intérieur des tubes du préchauffeur, tandis que l'huile stabilisée, chauffée à **120°C**, traverse la calandre. Ce système optimise le transfert thermique, réduisant ainsi la consommation énergétique globale. La colonne de stabilisation, fonctionnant à une pression de 5 bars, a pour rôle d'éliminer les composés volatils du brut afin d'atteindre une TVR conforme aux exigences de stockage dans des réservoirs à toit flottant.

Son principe repose sur la distillation fractionnée, qui favorise la séparation des composants selon leur volatilité :

- Les fractions légères se concentrent dans la phase gazeuse.
- Les fractions lourdes restent dans la phase liquide.

La chaleur nécessaire au processus est fournie par le four de rebouillage, assurant une stabilisation efficace. En sortie, la TVR cible est de 7 psi en été (point de bulle à 61°C) et 10 psi en hiver (point de bulle à 42°C), garantissant ainsi la qualité du produit stocké.

Chapitre III : Le traitement du brut

La colonne comprend 21 plateaux réels, permettant une séparation optimale des différentes fractions du pétrole brut.[8]

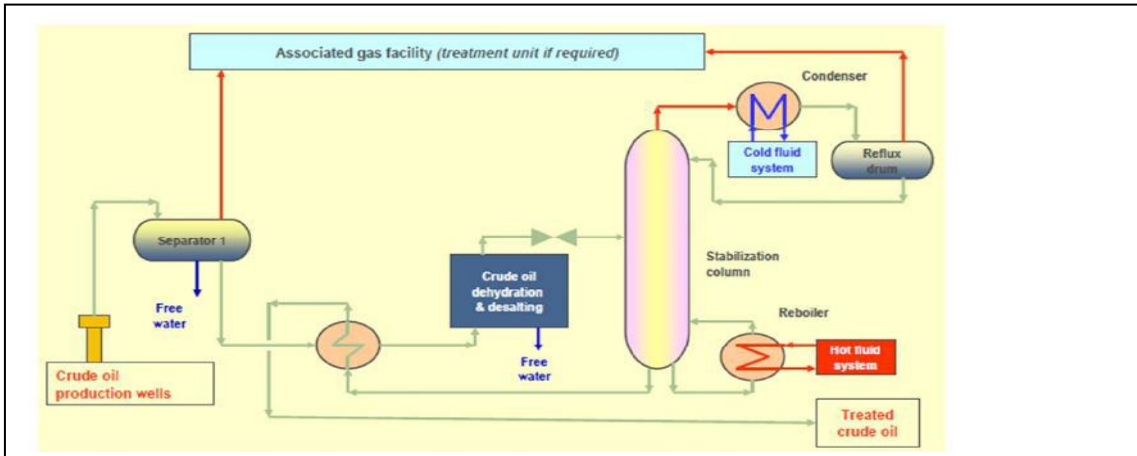


Figure III.7 Stabilisation par distillation: schéma de principe

III.6. Préchauffeur de la colonne de stabilisation, réchauffeur d'huile et réfrigérants d'huile stabilisée

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

Le refroidissement final avant stockage est assuré par les réfrigérants d'huile stabilisée. Une fois refroidie, l'huile peut être envoyée vers les bacs de stockage d'huile stabilisée ou vers le bac de stockage d'huile hors spécifications.[6]

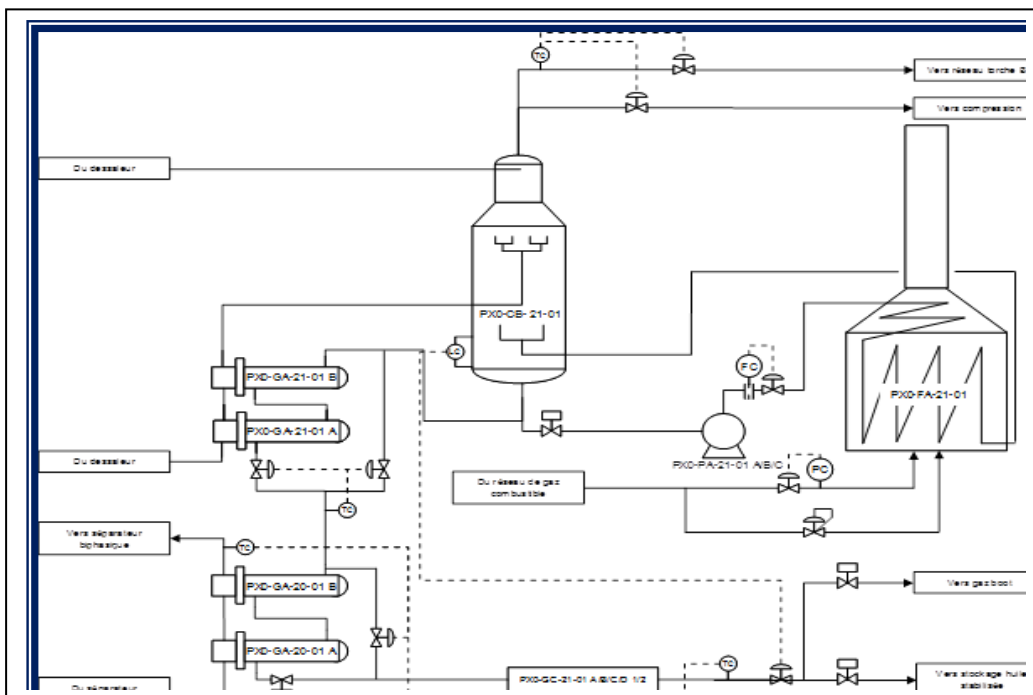


Figure III.8 Schéma stabilisation

Chapitre III : Le traitement du brut

III.7. Stockage, Comptage et Expédition de l'Huile Stabilisée

Le brut stabilisé est stocké dans quatre bacs à toit flottant, chacun ayant une capacité brute de 50 000 m³.

La station de pompage d'expédition comprend des pompes de gavage (4 x 33 %) ainsi que des pompes d'expédition (4 x 33 %). Un système de comptage transactionnel (non fiscal) est installé en amont de la ligne d'expédition vers le CIS.

La ligne d'expédition du brut stabilisé, d'un diamètre de 30 pouces à partir de l'UTBS, est raccordée à la nouvelle conduite de 24 pouces 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 à environ 30 mètres de la gare de racleurs de départ vers HEH. Le raccordement s'effectue sur la partie aérienne de la canalisation, avant son enfouissement.

À noter que le point de raccordement du pipeline d'expédition vers HEH est équipé d'une vanne existante de **24" série 300**. De plus, la ligne est dotée de gares de racleurs (départ/arrivée) et de vannes de sectionnement.[6]

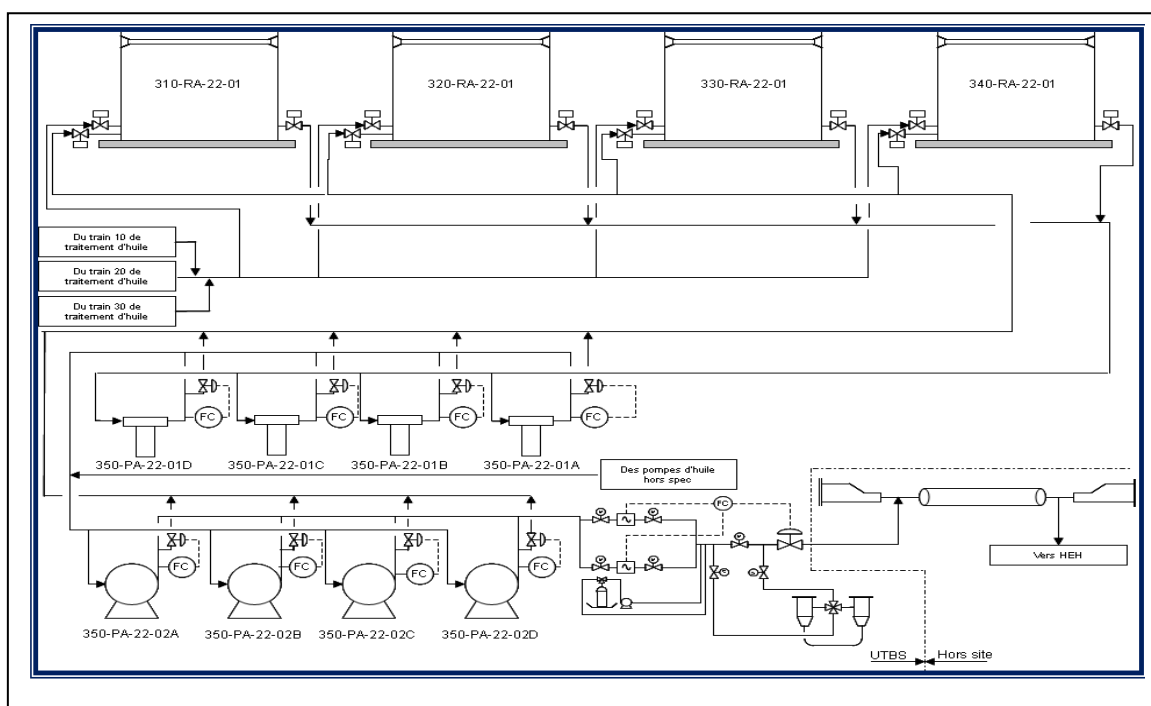


Figure III.9 description du stockage et de l'expédition du brut stabilisé

Chapitre IV

Les impuretés du brut

Chapitre IV : Les impuretés du brut

IV.1. Introduction

Le pétrole brut contient des impuretés comme l'eau, les sels, les solides en suspension et des traces de métaux. Pour préserver les installations et assurer la qualité du brut, la salinité doit rester inférieure à **40 mg/L** et le taux de **BSW** (eau et sédiments) en dessous de **1 %**.

Pour cela, des méthodes de purification avancées sont utilisées. La première étape du raffinage est le dessalage (ou déshydratation), visant à éliminer l'eau et les sels afin de réduire la corrosion et l'encrassement. Ce processus permet d'assurer le bon fonctionnement des traitements suivants et repose sur l'ajout d'eau douce pour dissoudre les sels et faciliter leur séparation. [16]

IV.2. Les impuretés du pétrole brut

Le pétrole brut contient plusieurs impuretés telles que les sels solubles (chlorures de sodium et de calcium), le sable, l'argile et l'eau libre.

- **Les sels** : accélèrent la corrosion des équipements, augmentent les coûts d'entretien et détériorent la qualité des produits finis.
- **Le sable et l'argile** : peuvent obstruer les filtres et les échangeurs de chaleur, réduisant ainsi l'efficacité du raffinage.
- **L'eau libre** : issue de l'humidité ou de la condensation, peut former des émulsions difficiles à séparer et favoriser le développement bactérien.

L'élimination de ces impuretés est cruciale pour garantir un traitement efficace du brut et préserver les installations industrielles. [14]

IV.3. Généralité sur les sels

Les sels, présents sous forme de chlorures, sulfates et carbonates, proviennent des formations géologiques et des processus d'extraction. Leur présence peut causer la corrosion des équipements, l'obstruction des conduits et affecter l'efficacité des catalyseurs.

Le chlorure de sodium (NaCl) se dissout dans l'eau, formant une solution saline, tandis que le sulfate de calcium (CaSO₄) peut précipiter et créer des dépôts. Pour limiter ces effets, des méthodes comme le lavage à l'eau douce et l'utilisation d'agents de floculation sont appliquées. Une gestion efficace des sels améliore ainsi le raffinage et prolonge la durée de vie des installations. [16]

IV.3.1. Nature des sels

Les bruts salés contiennent principalement des chlorures, dont la répartition est approximative :

- **Chlorure de magnésium (MgCl₂)** : 20 %
- **Chlorure de calcium (CaCl₂)** : 10 %
- **Chlorure de sodium (NaCl)** : 70 %

Chapitre IV : Les impuretés du brut

Ces sels peuvent être présents sous deux formes :

- Sous forme de cristaux solides.
- Dissous sous forme ionique dans l'eau contenue dans le brut. [16]



Figure IV.1 Chlorure de Sodium

IV.3.2. Inconvénients des sels

Les sels présents dans le pétrole brut posent plusieurs problèmes lors du raffinage. Ils peuvent cristalliser et rester en suspension dans l'huile ou se déposer sur les équipements d'échange thermique. De plus, ces cristaux sont souvent entraînés dans les circuits, provoquant l'encrassement des lits catalytiques et des installations en aval, ce qui nuit à leur performance. [17]

C'est pourquoi les raffineries exigent une réduction drastique de la teneur en sels avant tout traitement. Ces impuretés entraînent divers inconvénients dans les unités de raffinage, notamment :[18]

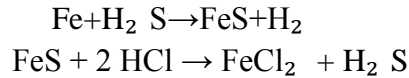
Réduction de la capacité de production, due à l'accumulation de dépôts qui obstruent les conduits.

- Diminution du transfert thermique, causée par la faible conductivité des dépôts de sels sur les échangeurs.
- Corrosion et détérioration des équipements, entraînant la perforation des tubes des fours et des échangeurs.
- Formation d'hydroxydes et d'acides, résultant de l'hydrolyse des sels à haute température.

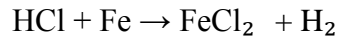
Lors de la distillation, les chlorures présents dans le brut se décomposent en acide chlorhydrique (HCl), une substance très corrosive qui attaque les parties métalliques des installations. Les réactions suivantes illustrent ce phénomène : [16]

Chapitre IV : Les impuretés du brut

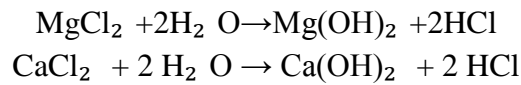
1/La corrosion s'accélère en présence de sulfure d'hydrogène (H₂ S) :



2/ L'acide chlorhydrique attaque le fer :



3/Hydrolyse des sels sous l'effet de la chaleur, générant de l'acide chlorhydrique :



Ces réactions mettent en évidence l'importance de l'élimination des sels pour préserver l'intégrité des équipements et optimiser le rendement du raffinage.

IV.5 Théorie des Émulsions

IV.5.1 Définition de l'Émulsion

Une émulsion est un système formé par le mélange de deux liquides non miscibles, où l'un des liquides est dispersé sous forme de fines gouttelettes dans l'autre, grâce à l'action de stabilisants appelés agents émulsifiants.

Dans ce mélange, le liquide fragmenté en gouttelettes est appelé phase dispersée ou phase interne, tandis que le liquide majoritaire qui l'entoure est désigné comme phase continue ou phase externe.

Dans l'industrie pétrolière, les émulsions courantes impliquent le pétrole et l'eau salée. Lorsque l'eau est dispersée dans le pétrole, on parle d'une émulsion eau dans le pétrole (émulsion directe). À l'inverse, si le pétrole est dispersé dans l'eau, il s'agit d'une émulsion pétrole dans l'eau, également appelée émulsion inverse. [19]

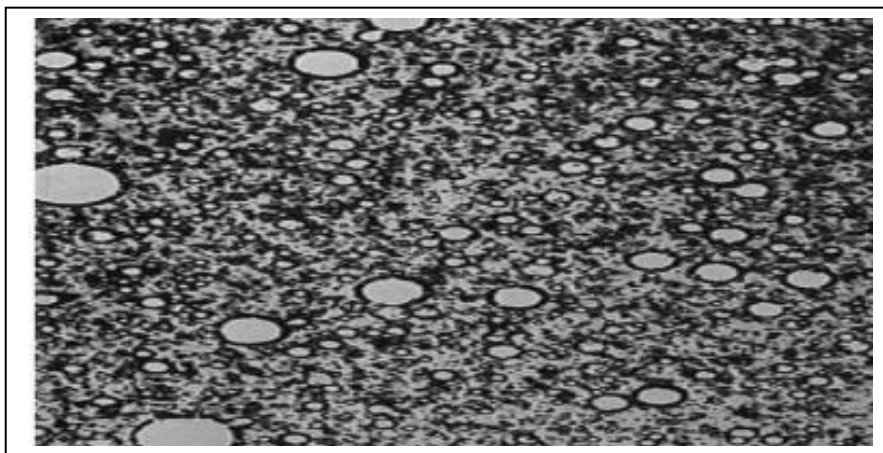


Figure IV.2 Photo micro graphie d'une émulsion huile-dans-Eau

IV.5.2 Formation d'une Émulsion

Dans l'extraction du pétrole brut, les émulsions les plus courantes sont du type eau dans l'huile, où l'huile constitue la phase continue. Les émulsions inverses, de type huile dans l'eau, sont plus rares mais peuvent apparaître dans certaines conditions spécifiques.

Pour qu'une émulsion stable se forme, trois facteurs essentiels sont requis :

- **Incompatibilité entre les deux liquides** (non-miscibilité) ;
- **Agitation intense** favorisant la dispersion d'une phase dans l'autre ;
- **Présence d'un agent émulsifiant** (ou tensioactif), qui stabilise la dispersion.

L'agent émulsifiant possède généralement une affinité pour l'une des phases. Certains émulsifiants sont insolubles et se présentent sous forme de particules solides très fines en suspension dans le liquide. Ces émulsifiants forment un film autour des gouttelettes de la phase dispersée, empêchant leur coalescence et assurant ainsi la stabilité de l'émulsion.

Dans le pétrole brut, les principaux agents émulsifiants naturels incluent les asphaltées, résines et acides organiques. D'autres substances comme les paraffines, sulfates de fer, zinc et aluminium, carbonates de calcium, silice et argile peuvent également contribuer à la stabilisation des émulsions. Ces molécules polaires se positionnent à l'interface eau/huile, créant une barrière protectrice autour des gouttelettes d'eau et limitant leur fusion.[20]

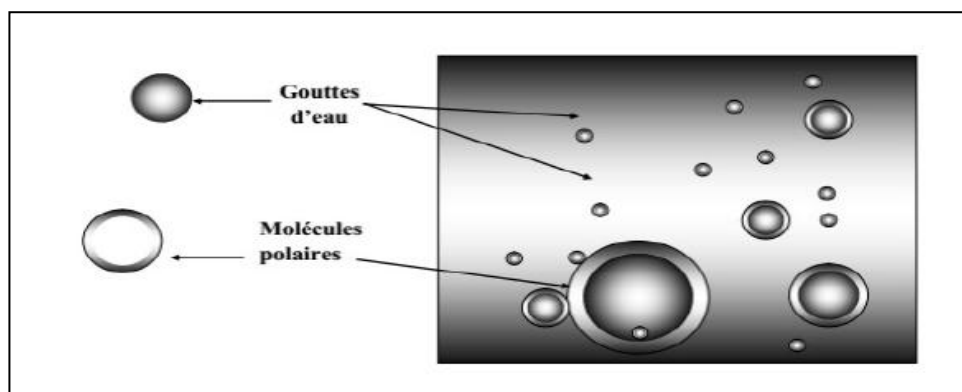


Figure IV.3 Représentation d'une émulsion

IV.5.4. Méthodes de Décomposition des Émulsions

La séparation des émulsions repose sur trois principales approches :

- **Méthode mécanique**
- **Méthode chimique**
- **Méthode électrique**

L'objectif principal de ces procédés est de regrouper les gouttelettes d'eau pour former des gouttes plus volumineuses, facilitant ainsi leur sédimentation au fond du décanteur. Le choix d'une technique dépend de la nature de l'émulsion et des contraintes économiques.

Chapitre IV : Les impuretés du brut

Le procédé mécanique seul est généralement inefficace pour les émulsions stables, car il repose uniquement sur la différence de densité entre l'eau et le pétrole. C'est pourquoi les unités de traitement combinent souvent les procédés chimique et électrique pour briser les émulsions persistantes. [17]

IV.5.4.A. Méthode Chimique

La décomposition des émulsions par des agents chimiques (désémulsifiants) repose sur plusieurs mécanismes :

- Remplacement de l'agent émulsifiant par une substance plus efficace, capable de rompre la pellicule protectrice entourant les gouttelettes d'eau.
- Inversion de phase, où l'émulsion initiale est transformée en une autre de nature opposée, facilitant la séparation.
- Dissolution de la couche protectrice, grâce à une réaction chimique avec l'agent désémulsifiant introduit.

Le choix du désémulsifiant dépend de plusieurs facteurs, notamment la composition du pétrole, la nature et la concentration de la phase aqueuse, l'intensité du brassage, la température et la vitesse de séparation. [17]

Désémulsifiants

Les émulsions peuvent être brisées par l'application de chaleur ou l'ajout d'agents chimiques. Lorsqu'un traitement chimique est nécessaire, on utilise des dés émulsifiants, parfois appelés "disjoncteurs d'émulsions". Ces produits, commercialisés sous différentes marques comme Trémolite, Visco ou Breaxit, neutralisent les effets des agents émulsifiants et favorisent la séparation de l'eau et du pétrole. [21]

IV.5.4.B. Méthode Électrique

Dans le pétrole brut, l'eau et les sels sont souvent présents sous forme d'émulsions très stables. Le dessaleur électrostatique est une solution efficace qui utilise un champ électrique pour faciliter la séparation de ces impuretés.

Ce procédé repose sur l'application d'un champ électrique alternatif à haute tension, qui provoque la polarisation des particules contenues dans l'émulsion. Sous l'effet de cette charge, les gouttelettes d'eau de polarité opposée s'attirent et fusionnent progressivement. Lorsque la charge atteint un seuil critique, la barrière diélectrique est rompue, entraînant la coalescence des fines gouttelettes en gouttes plus volumineuses. Ces dernières, devenues plus lourdes, se séparent facilement du pétrole et se déposent au fond du réservoir.

L'utilisation du procédé électrique est particulièrement avantageuse dans les unités de dessalage, car il permet de réduire efficacement la teneur en eau et en sels du pétrole brut avant son raffinage. [21]

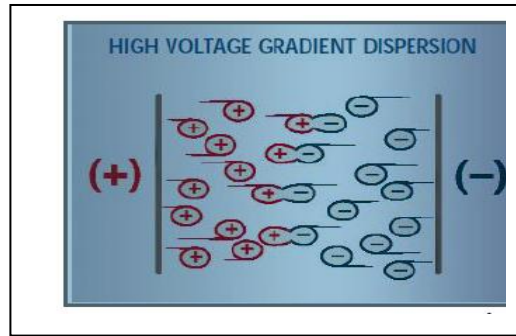


Figure IV.4 polarisation et collision de gouttelettes dues à charges différence.

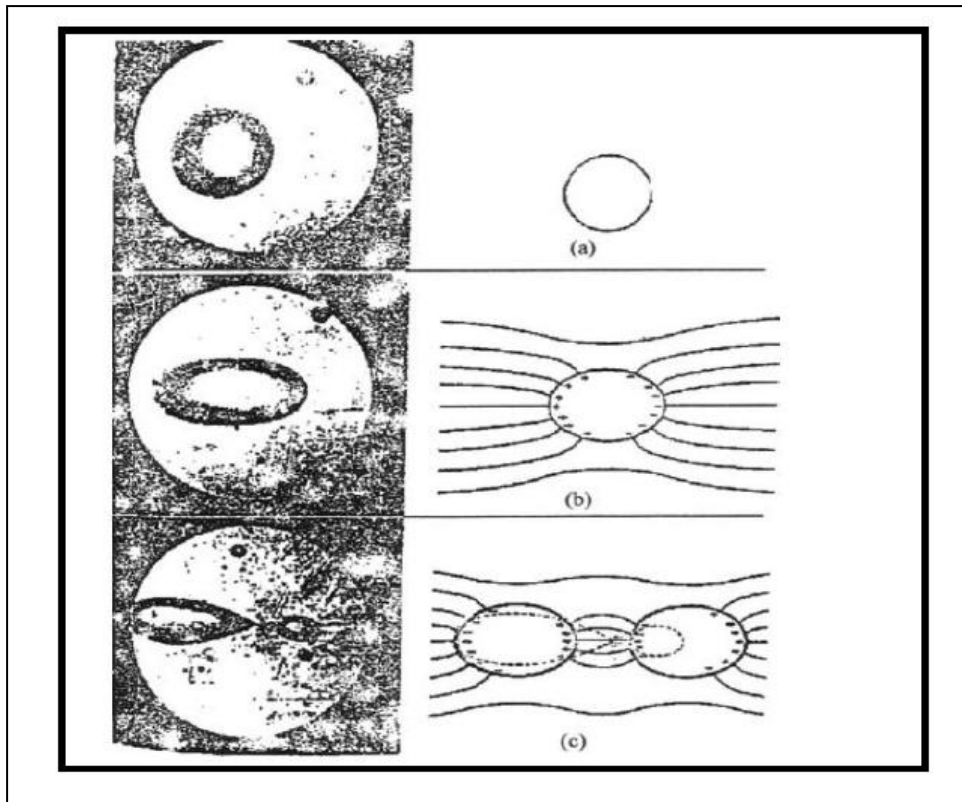


Figure IV.5 Etapes pour briser l'émulsion à l'aide du courant électrique

IV.5.4.B.1.Mécanisme du Dessalage Électrostatique

Pour éliminer efficacement les impuretés présentes dans le pétrole brut, on utilise un processus de lavage à l'eau suivi d'une séparation par dessalage électrostatique. Ce procédé se déroule en trois étapes principales :

1. Diffusion des sels dans l'eau (lavage)

Cette phase consiste à dissoudre les cristaux de sel présents dans le pétrole brut en les transférant dans l'eau. Pour optimiser cette diffusion, l'émulsion eau-pétrole doit être suffisamment fine, ce qui est généralement réalisé en utilisant une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur. L'eau est injectée stratégiquement à différents points du circuit pour améliorer l'efficacité du lavage et garantir que les sels soient entièrement dissous.

Chapitre IV : Les impuretés du brut

2. Coalescence des gouttelettes d'eau (électro-coalescence)

L'émulsion résultante est constituée d'une phase continue (le pétrole) et d'une phase dispersée (des gouttelettes d'eau dont la taille varie généralement de 1 à 10 μm). Des composants tels que les asphaltées et les particules solides (comme le sulfure de fer) forment un film protecteur autour des gouttelettes d'eau, stabilisant ainsi l'émulsion. Pour rompre cette stabilité et permettre aux gouttelettes d'eau de fusionner, un champ électrostatique est appliqué. Ce champ crée des forces d'attraction entre les gouttelettes, facilitant leur coalescence sous l'effet de la polarisation moléculaire et de l'agitation induite par le champ électrique.

3. Décantation par gravité

Une fois les gouttelettes d'eau coalescées en plus grandes gouttes, celles-ci deviennent suffisamment lourdes pour se séparer naturellement du pétrole et se déposer sous l'effet de la gravité au fond du dessaleur. Cette phase permet d'éliminer l'eau et les sels dissous du pétrole, améliorant ainsi la qualité du brut avant son raffinage.

Ce procédé est largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour réduire efficacement la teneur en eau et en sels, limitant ainsi les risques de corrosion et d'encrassement des équipements en aval du processus de raffinage. [16]

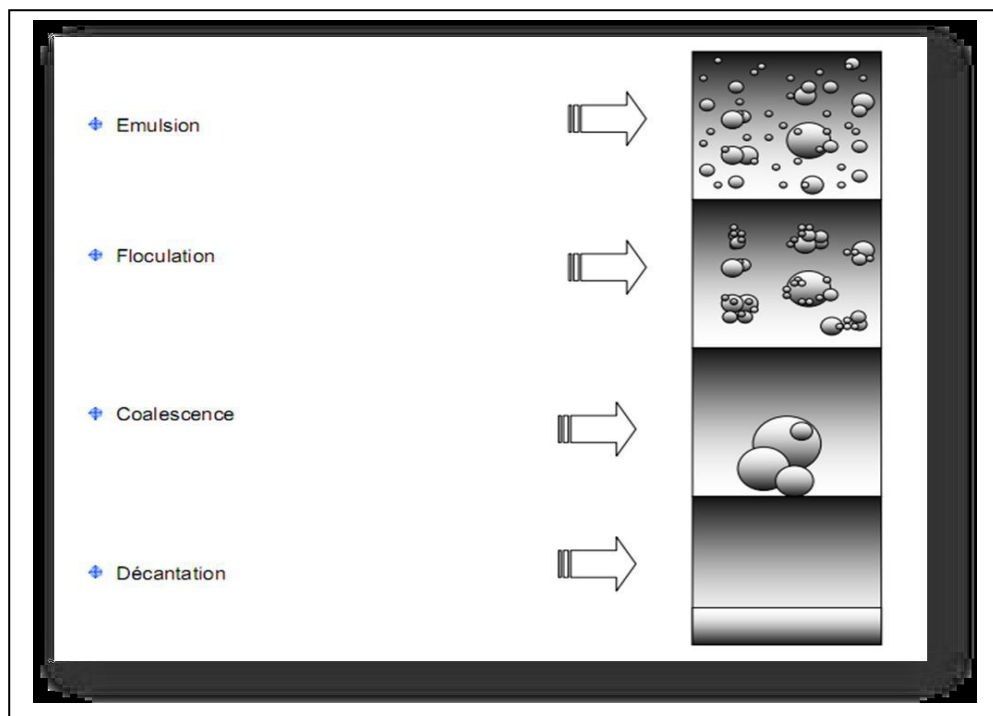


Figure IV.6 Principe dessalage

IV.5.4.C. Procédé Mécanique

Les procédés mécaniques sont couramment utilisés pour séparer les émulsions et comprennent plusieurs techniques telles que la décantation, la centrifugation et la filtration.[22]

Chapitre IV : Les impuretés du brut

IV.5.4.C.1. La Décantation

La décantation repose sur la différence de densité entre l'eau et l'huile pour faciliter la séparation des deux phases. Ce procédé est particulièrement efficace pour les émulsions relativement instables.

L'efficacité de la décantation peut être améliorée par un traitement thermique, qui accélère la séparation en réduisant la viscosité du pétrole. La vitesse de décantation peut être déterminée par la loi de Stokes, qui prend en compte des paramètres tels que la densité des phases, la viscosité du brut et la taille des gouttelettes d'eau. [22]

Pour optimiser la décantation, il est recommandé de :

- Augmenter la taille des gouttelettes d'eau pour accélérer leur chute.
- Travailler à une température plus élevée afin de diminuer la viscosité du pétrole et faciliter la séparation.

IV.5.4.C.2. La Centrifugation (Essorage)

Bien que la centrifugation soit un procédé efficace pour séparer l'eau et les impuretés du pétrole brut, elle présente certaines limites, notamment un débit relativement faible et des coûts d'exploitation élevés, ce qui restreint son usage à des applications spécifiques.

Le principe de la centrifugation repose sur la force centrifuge, qui agit sur les particules en fonction de leur masse et de leur vitesse de rotation. Cette force est définie par :

$$F = m \cdot \frac{v^2}{R}$$

où :

- **F** est la force centrifuge (N),
- **m** est la masse de la particule en mouvement (kg),
- **v** est la vitesse linéaire de la particule (m/s),
- **R** est le rayon de la trajectoire circulaire (m).

La vitesse linéaire est donnée par :

$$v = \frac{(2 \pi \cdot R \cdot n)}{60}$$

D'où la force centrifuge s'exprime également sous la forme :

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

Chapitre IV : Les impuretés du brut

Cette relation montre que la force centrifuge est proportionnelle au carré de la vitesse de rotation N et au rayon de révolution R . Ces deux paramètres sont essentiels dans la conception des centrifugeuses industrielles.

Malgré ses limitations en termes de débit et de coût, la centrifugation permet d'atteindre un taux de déshydratation et de dessalage très élevé, atteignant jusqu'à **99,7 %** d'efficacité. [22]

IV.5.4.C.3. La Filtration

La séparation de l'eau présente dans le pétrole par filtration repose sur le principe du mouillage sélectif. Certains matériaux, comme le sable de quartz, ont une affinité particulière avec l'eau, tandis que d'autres, comme la pyrite, sont plutôt attirés par le pétrole.

Dans le cadre de la déshydratation du pétrole, on utilise souvent des copeaux de bois non résineux, comme ceux de tremble ou de peuplier. Ces copeaux facilitent la coalescence des fines particules d'eau : elles adhèrent aux bords tranchants du matériau filtrant, formant ainsi des gouttelettes plus grandes qui peuvent ensuite s'écouler par gravité.

Les colonnes de filtration sont principalement employées lorsque l'émulsion a déjà été déstabilisée mais que les gouttelettes d'eau restent en suspension et ne décantent pas spontanément. Toutefois, ce procédé présente un inconvénient majeur : l'encrassement rapide de la surface filtrante par les particules solides, ce qui impose un remplacement fréquent du matériau filtrant pour garantir une efficacité optimale. [22]

Chapitre V

Les problèmes rencontrés et la résolution

V.1.INTRODUCTION

Ce chapitre a pour objectif d'analyser en détail les défaillances techniques observées dans les unités industrielles dédiées au traitement du pétrole brut, en mettant un accent particulier sur l'unité UTBS de Hassi Messaoud, et en suggérant des solutions adaptées à ces problèmes.

V.2.Problème :

Au cours d'un stage effectué dans une unité industrielle du secteur pétrolier, nous avons constaté la récurrence de problèmes de corrosion et de dépôts dans les canalisations. Ce phénomène est principalement dû à la présence de chlore dans les sels, ce qui indique un possible dysfonctionnement du dessaleur (Dessaleur). En parallèle, la dégradation des tuyauteries par accumulation de sels peut également entraîner des obstructions partielles ou totales dans certaines sections du circuit, impactant négativement l'efficacité du processus. Cette situation nécessite une analyse approfondie et des tests ciblés sur le dessaleur afin d'évaluer son efficacité, d'identifier les origines du problème, et de proposer des solutions correctives appropriées.

PARTIE CALCUL

Partie calcul

V.3. Calcul de dessaleur UTBS

Tableau V.1: Les données pour calcul du dessaleur

Les paramètres	Les valeurs
Pétrole brut:	
Densité	0.8040
Teneur en sel d'entrée (mg/l)	380
Teneur en sel de sortie (mg/l)	22
Débit d'alimentation (m ³ /h) Part de charge (Bar)	565 0.5
Eau et produit chimique:	
Taux de l'eau de lavage (X %v)	1.4
Teneur en eau du brut à dessaler (Z %v)	2
Teneur en eau du brut à dessaler (Y %v)	0,05
Débit de désémulsifiant (l/h)	1.2
Dessaleur:	
Pression de service (bar)	15
Température de service (°C)	70

V.3.1. Détermination de densité :

Pour calculer la densité de la phase continue (le pétrole brut) à la température de dessalage, il est nécessaire de connaître sa densité à 23 °C. Celle-ci a été déterminée en laboratoire et est égale à : $\rho^{23C} = 0,7984 \text{ g/cm}^3$.

La densité à une température différente, notamment à 15 °C, peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$D_{15/4} = d_{23^{\circ}\text{C}} + A \cdot (T - 15)$$

- $D_{15/4} = 0.7984 + 7(23 - 15)$
- $D_{15/4} = \mathbf{0.8040}$

Les unités de traitement du brut (UTBS) sont constituées de deux trains, chacun équipé de deux desalinisateurs. Le taux moyen de salinité, à l'entrée et à la sortie, est calculé pour l'ensemble de l'installation.

Partie calcul

L'étude porte sur les aspects suivants :

- **le 18 février 2025.**

V.3.2. Calcule de la salinité moyenne (entrée et sorte):

Sm: Salinité moyen de brut (entrée où sorte)

Si: Salinité (entré où sorte) dans chaque Train

Nt : Nombre des Trains

$$\text{Avec: } \mathbf{Sm} = \frac{\sum Si}{Nt}$$

V.3.2.1. Calcule de la salinité Moyenne entrée à dessaleur 1^{re} étage:

D'après le tableau à Annexe02:

$$\mathbf{Sm(e)} = \frac{380+210}{2} = \mathbf{295 \text{ g/L}}$$

Avec :

Sm(e): Salinité moyen de brut (entrée du trains)

V.3.2.2. Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 1^{er} étage :

D'après le tableau à Annexe02:

$$\mathbf{Sm(s)} = \frac{70+64}{2} = \mathbf{67 \text{ mg/L}}$$

Avec:

Sm(s) : Salinité moyen de brut (sorte du 1^{er} dessaleur de train)

V.3.2.3. Calcule de la salinité Moyenne sorte à dessaleur 2^{ème} étage

D'après le tableau à Annexe02:

$$\mathbf{Sm(s)} = \frac{22+14}{2} = \mathbf{18 \text{ mg/L}}$$

V.3.2.4. Efficacité du dessaleur :

Exprimé par le formule suivante

$$\mathbf{E} = \frac{S(e)-S(s)}{S(e)} \times 100$$

Partie calcul

Avec:

E: efficacité de dessaleur en %.

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

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

Calcule d'efficacité dessaleur:

- **1^{er} étage**

$$E1 = \frac{295-67}{295} \times 100 \approx$$

77.29 %

- **2^{ème} étage**

$$E1 = \frac{67-18}{67} \times 100 \approx$$

73.13%

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

$$E = \frac{295-18}{295} \times 100 \approx$$

93.90 %

V.3.3. Le bilan de matière de dessalage:

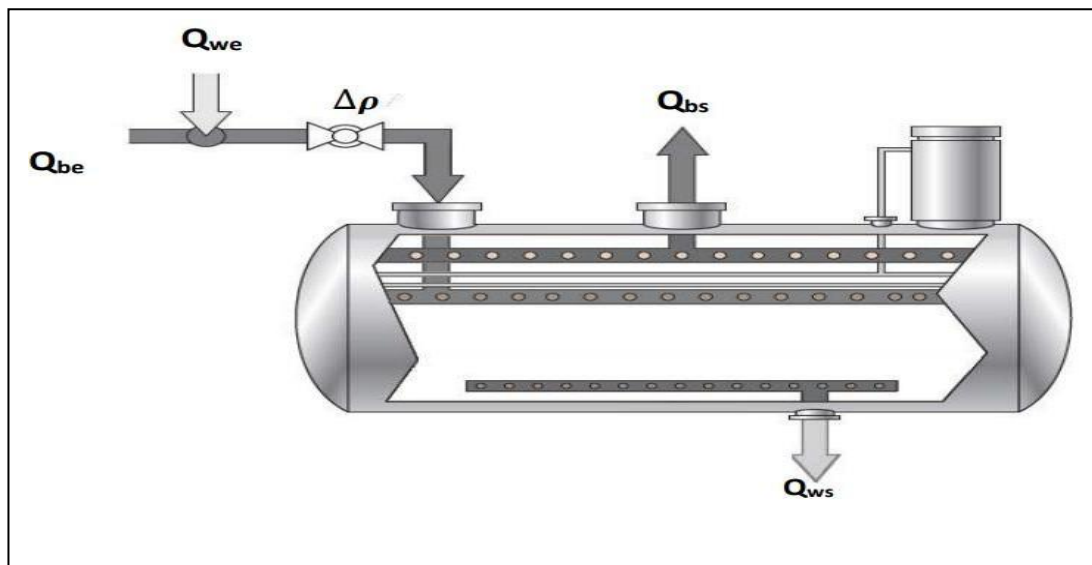


Figure V.01: Schéma de bilan de matière du dessaleur.

Partie calcul

Avec:

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

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

Qbs:Quantité de brut dessalé (m³ /h).

Qws:Quantité d'eau de purge(m³ /h).

On a : Qbe=540 m³/h

V.3.4.Détermination de la teneur et la quantité d'eau du brut à l'entrée du dessaleur:

La relation suivante permet de lier la teneur en sel présente dans le pétrole brut à la quantité d'eau à injecter pour assurer un dessalage efficace :

$$S(s)(Y+X)=S(e)$$
$$X= Y(S(e)-S(s)) /S(s)$$

$$Y = \frac{X \cdot S(s)}{S(s) - S(e)}$$

Avec:

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

S(s):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:

$$Y = \frac{1.4 \times 18}{295 - 18} =$$

0.09%

La teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur est exprimée en pourcentage par rapport à la quantité totale de brut à traiter est: **Y= 0,09 %**.

b-la quantité:

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

$$Q_{Wint} = 565 \times 0,0009 =$$

0,5085 m³/h

La quantité d'eau présente dans le brut à l'entrée du dessaleur est de **0,5085 m³/h**.

Qwint : représente la quantité d'eau contenue dans le brut à dessaler, exprimée en **m³/h**.

Partie calcul

V.3.4.1. Calcul de la quantité de brut dessalé

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

$$Q_{bs} = 565 - 0,5085 =$$

$$564.4915 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.3.4.2. Détermination de la quantité d'eau de lavage:

Dans le cas étudié, le taux de lavage appliqué est de 1,4 % du volume total de brut.

AN:

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

$$Q_{we} = Q_{be} \times X = 565 \times 0,014 =$$

$$7,91 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.3.4.3. Détermination de la quantité d'eau de purge:

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

$$Q_{ws} = (7,91 + 565) - 564,4915 =$$

$$8,4185 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.3.5. Calcul de la vitesse de décantation

La vitesse de décantation à la température de dessalage est déterminée à l'aide de la formule de Stokes, qui permet d'estimer la vitesse de chute des gouttelettes d'eau dans le brut

$$V_d = \sqrt{\frac{4 \cdot (d_1 - d_2) \cdot D_p \cdot g}{3 \cdot d_2 \cdot \emptyset}}$$

d_1 : Densité de l'eau ;

d_2 : Densité du brut ;

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

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

\emptyset : Coefficient de résistance.

Détermination du diamètre de la gouttelette d'eau:

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

Partie calcul

Tableau V.2: 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

Le taux d'injection d'eau de lavage est de 1,4%, et on prend une valeur proche de ce qui donne le diamètre de la gouttelette d'eau 7.10⁻⁵.

a. Calcul du coefficient de résistance (Φ)

Le **coefficient de résistance (Φ)** est déterminé en fonction du **nombre de Reynolds (Re)**, qui dépend lui-même de la vitesse de décantation. Cette interdépendance crée un cercle de calcul. Pour y remédier, on commence par fixer un régime d'écoulement (laminaire, de transition ou turbulent), ce qui permet d'estimer une première valeur de la vitesse. Ensuite, on vérifie si le nombre de Reynolds obtenu confirme le régime supposé :

Le tableau suivant présente les valeurs du coefficient Φ en fonction du régime d'écoulement :

Tableau V.3 : Le coefficient de résistance en fonction du régime

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

On suppose que le régime est laminaire :

$$Re \leq 0,2 \text{ et } \Phi = 24/Re$$

On a: $Re = \frac{V_d D_p}{\nu_b}$

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

V_d : Vitesse de décantation (m /s) ;

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

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

Partie calcul

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

La densité de l'eau à 70°C est 0.9778

La densité du brut à 70°C est 0.7680

$$\nu_b = 0.62 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

Donc la vitesse de décantation :

$$V_d = \frac{9,81 \times (7 \times 10^{-5})^2 \times (0,9778 - 0.7680)}{18 \times 0.62 \times 10^{-6} \times 0,7680}$$

$$\nu_d = 7.152 \times 10^{-4} \text{ m/s}$$

a.Vérification du régime

$$Re = \frac{V_d D_p}{\nu_b}$$

Donc : $Re = \frac{(7.152 \times 10^{-4} \times 5 \times 10^{-5})}{1.02 \times 10^{-6}}$

$$Re = 0,035$$

$Re \leq 0,2$ donc le régime est laminaire et la supposition est vérifiée.

V.3.6. Calcul du temps de décantation :

Tableau V.4: 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	12	15	70	20000 v	98.9	41838	3

Le temps de décantation est calculé par la formule suivante:

$$Td = \frac{L_d}{V_d}$$

Partie calcul

Où :

Td: Temps de décantation (sec).

Ld: Distance entre l'électrode basse et l'interface

Vd: Vitesse de décantation (m/sec).

$$\underline{ANTd} = \frac{0,5}{7,152 \times 10^{-4}} = 699,11s =$$

$$11,6518 \text{ min} \cong 11,70 \text{ min}$$

V.3.7. Calcul du temps de séjour:

Le Temps de séjour est déterminé par la relation:

$$\underline{\text{Où : } Ts} = \frac{V}{Q}$$

Ts: Temps de séjour.

V: Volume de la capacité (98.9m³).

Q: Débit volumique de la charge.

$$\underline{\text{On a: } Q} = Q_b + Q_w$$

Qb: Débit volumique du pétrole brut.

Qw : Débit volumique de l'eau de lavage.

On a:

$$Q_b = 565 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$Q_w = 7,91 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$\text{Donc : } Q = 565 + 7,91 = 572,91 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$\text{Alors : } Ts = \frac{98,9}{572,91} = 0,173 \text{ h} = 10,38 \text{ min} \cong 10,4 \text{ min}$$

Résultats :

L'étude menée sur l'unité UTBS de Hassi Messaoud a montré une bonne efficacité de séparation, atteignant 93,90%. Toutefois, un déséquilibre entre le temps de séjour et le temps de décantation calculé suggère un potentiel d'optimisation du procédé.

De plus, les résultats indiquent que l'efficacité du traitement dépend fortement du dosage du démulsiifiant et du taux d'injection de l'eau de lavage. Une étude expérimentale sur la performance du démulsiifiant est recommandée pour améliorer davantage le rendement du dessalage.

Partie calcul

Tableau V.5: Comparaison entre les Résultats obtenus.

	Norms internationals	UTBS
Débet volumique(m^3/h)	Non spécifié	565
Salinité entré(mg/l)	Non spécifié	295
Salinité sorte(mg/l)	≤ 40	18
La densité	$0.9 \leq D \leq 0,7$	0,8040
BSW%	$0,1 \leq$	0,05
TVR(PSI)	≤ 7	7
Teneur de produit	Non spécifié	(Prochinor2558)
Chimique injecté (l/h) :	Non spécifié	
-désémulsifiant	Non spécifié	
-Anti-paraffine	Non spécifié	
Teneur d'eau de lavage injecté (l/h)	Entre 5%-10% Envolume	1,4
Champ électrique (Volts/m)	Entre 15 000 / 20 000	20 000
Temps de décantation (min)	$Td=Ld/Vd$	11,65
Temps de séjour (min)	$Ts=V/Q$	10,4
Part de charge ΔP (Bar)	Entre 2 -0,5	0,5
Température de servis(C°)	Entre 70-50	70
Efficacité%	$E=(Se- Ss)/Se \times 100$	93,90

Partie calcul

V.4.Optimisation des taux d'injection d'eau et de désémulsifiant

V.4.1. Optimisation des taux d'injection d'eau

Objets de travail :

Mais ce travail est une vérification des paramètres des plats et optimise l'injection multi-usages et l'eau, et respecte les spécifications de la peau en termes de salinité et de BSW (Basic Sediment and Water) à la sortie. dessaleurs.

Les expériences ont été menées en faisant varier uniquement le volume de désémulsifiant injecté au niveau du deuxième dessaleur. Parallèlement, pour chaque valeur fixée de volume de désémulsifiant, des ajustements du volume d'eau injectée ont été réalisés.

Un total de 5 essais a été effectué. Pour chacun de ces essais, un échantillon est prélevé afin de mesurer sa salinité au laboratoire.

Premier cas : Taux d'injection du désémulsifiant fixé à 1,2 l/h

Le Tableau 1 présente les résultats relatifs à la salinité, ainsi que les efficacités de dessalage et du dessaleur, en fonction du taux d'injection d'eau pour ce premier cas.

Tableau V.6 Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau

X(%)	Se(mg/l)	Ss(mg/l)	E(%)
0,6	118	9	92
0,8	213	9	96
1	94	13	86
1,2	1305	15	99
1,4	176	9	95

Deuxième cas : Le taux d'injection de désémulsifiant est égal à 1l/h.

Le Tableau v.6 présente les résultats de la salinité ainsi que de l'efficacité du dessalage et du dessaleur en fonction des taux d'injection d'eau pour ce deuxième cas, où le taux d'injection de désémulsifiant est fixé à 1 l/h.

Partie calcul

Tableau v.7 : Efficacité de dessalage en fonction des taux d'injection d'eau

X(%)	Se(mg/l)	Ss(mg/l)	E(%)
0,6	112	8	93
0,8	119	10	92
1	221	13	94
1,2	519	11	98
1,4	311	15	95

Troisième cas :

Le taux d'injection de désémulsifiant est égal à 0.8 l/h.

Le **Tableau v.7** présente les résultats de la salinité ainsi que de l'efficacité du dessalage et du dessaleur en fonction des taux d'injection d'eau pour ce troisième cas, où le taux d'injection de désémulsifiant est fixé à 0.8 l/h.

Tableau v.8 : Efficacité de dessalage en fonction des taux d'injection d'eau

X(%)	Se(mg/l)	Ss(mg/l)	E(%)
0,6	60	17	72
0,8	201	16	92
1	51	5	90
1,2	149	9	94
1,4	185	14	92

Quatrième cas : Taux d'injection de désémulsifiant égal à 0.6 l/h

Le **Tableau v.8** regroupe les données relatives à la salinité ainsi que les valeurs d'efficacité du dessalage et du dessaleur en fonction des différents taux d'injection d'eau appliqués dans ce quatrième cas.

Partie calcul

Tableau v.9 : Efficacité de dessalage en fonction des taux d'injection d'eau

X(%)	Se(mg/l)	Ss(mg/l)	E(%)
0,6	259	16	94
0,8	308	9	97
1	230	9	96
1,2	171	7	96
1,4	132	7	95

Cinquième cas : Taux d'injection de désémulsifiant égal à 0,4 l/h

Le Tableau v.9 présente les résultats des mesures de salinité ainsi que les efficacités du dessalage et du dessaleur pour différents taux d'injection d'eau, dans le cadre du cinquième cas d'essai.

Tableau v.10 : Efficacité de dessalage en fonction du taux d'injection d'eau

X(%)	Se(mg/l)	Ss(mg/l)	E(%)
0,6	717	9	99
0,8	530	18	97
1	215	13	94
1,2	113	14	88
1,4	475	12	97

V.4.2. Optimisation de désémulsifiant

Afin d'étudier l'optimisation du dessalage selon les caractéristiques spécifiques du brut de la société, le taux d'eau de lavage sera maintenu constant à 1,4%, tandis que le débit de désémulsifiant sera progressivement réduit de 0,4, L/h à 1,2 L/h.

Tableau v.11 : Efficacité de dessalage en fonction du désémulsifiant

désémulsifiant l/h	Se (mg/l)	Ss (mg/l)	E (%)
0.4	475	12	97
0.6	132	7	95
0.8	185	14	92
1	311	15	95
1.2	380	22	94

V.5. Procédure Opérationnelle :

V.5.1. Salinité :

La salinité correspond à la teneur en sels (principalement NaCl) présents dans l'échantillon à examiner.

- **Principe :**
Les sels contenus dans le pétrole brut sont éliminés par un lavage à l'eau. Pour faciliter la séparation entre l'eau et l'huile, et accélérer le processus, le brut est préalablement dilué avec de l'essence. L'analyse se fait ensuite sur la phase aqueuse par titrage avec une solution de nitrate d'argent, en présence de chromate de potassium qui sert d'indicateur.
- **Réactifs utilisés :**
 - Nitrate d'argent (AgNO_3)
 - Chromate de potassium (K_2CrO_4)
- **Matériel nécessaire :**
 - Agitateur magnétique
 - Bêchers
 - Ampoule à décanter
 - Éprouvette graduée de 100 ml
 - Appareil de dosage des ions chlorure

Partie calcul

- **Mode opératoire :**

- Introduire 100 ml de pétrole brut et 100 ml d'eau distillée dans une bouteille.
- Agiter le mélange pendant 10 minutes à l'aide de l'agitateur magnétique.
- Transférer le contenu dans une ampoule à décanter et laisser les phases se séparer.
- Prélever 25 ml de la phase aqueuse pour l'analyse.
- Ajouter quelques gouttes de chromate de potassium à l'échantillon.
- Effectuer le titrage avec la solution de nitrate d'argent jusqu'au changement de couleur (du jaune au rouge brique).

V.5.2. Pourcentage de BSW (Basic Sediment and Water) :

Ce pourcentage représente la quantité d'eau libre, d'eau émulsionnée ainsi que les sédiments présents dans l'échantillon analysé.

Principe :

- Cette méthode consiste à mesurer la teneur en eau (libre et émulsionnée) ainsi que les sédiments dans le pétrole brut, afin d'évaluer sa qualité.

Équipement utilisé :

- Centrifugeuse équipée de tubes à parois coniques
- Tubes coniques (ampoules coniques)

Procédure :

1. Bien agiter la bouteille contenant l'échantillon, puis l'ouvrir pour libérer les gaz retenus dans le brut.
2. Remplir chaque tube conique avec 100 ml de pétrole brut.
3. Placer les tubes coniques dans la centrifugeuse.
4. Veiller à ce que les volumes dans les tubes soient équilibrés afin d'éviter toute instabilité durant la centrifugation.
5. Démarrer la centrifugeuse et augmenter progressivement la vitesse jusqu'à atteindre 2000 tours par minute.
6. Régler la minuterie pour une durée de 10 minutes.
7. Une fois le temps écoulé, arrêter la centrifugeuse et retirer les tubes.
8. Relever les volumes respectifs d'eau libre (%EL), d'eau émulsionnée (%EE) et de sédiments (%S) présents.

V.5.3. Tension de Vapeur Reid (TVR) :

La TVR est une caractéristique physique essentielle des composants volatils contenus dans le pétrole brut. Ce test permet de mesurer la pression de vapeur à une température standard de 37,8 °C (100 °F) pour un brut dont le point d'ébullition commence à 0 °C (32 °F).

- **Principe :**
La méthode repose sur l'établissement d'un équilibre entre les phases liquide et vapeur à la suite d'un changement de température. Cela permet de quantifier la pression exercée par les composants légers volatils présents dans l'échantillon.
- **Équipements nécessaires :**
 - Une cuve pour l'échantillon
 - Une chambre à air d'un volume équivalent à environ quatre fois celui de la cuve
 - Un bain thermostatique réglé à 37,8 °C
 - Un manomètre pour mesurer la pression
- **Procédure :**
 1. Abaisser la température de l'échantillon entre 0 et 4 °C afin de préserver les fractions légères.
 2. Remplir la cuve d'échantillonnage avec le produit à analyser.
 3. Connecter la cuve à la chambre à air, puis agiter soigneusement le dispositif.
 4. Immerger l'ensemble dans le bain thermostatique maintenu à 37,8 °C.
 5. Agiter régulièrement jusqu'à stabilisation de la pression, puis effectuer la lecture sur le manomètre.

Conclusion

Conclusion

V.5. Méthodes de protection contre la corrosion et le dépôt de sels

Pour pallier les phénomènes de corrosion et d'encrassement constatés sur le réseau UTBS, il est conseillé de mettre en œuvre simultanément des solutions de protection anticorrosion. Voici un aperçu détaillé des trois principales techniques on UTBS:

V.5.1. Revêtements protecteurs

Principe : Application d'une ou plusieurs couches de matériaux polymères (époxy, polyuréthane, bitume) directement sur la surface interne et externe des canalisations.

Objectif : Former une barrière étanche à l'eau, à l'oxygène et aux ions chlorure, empêchant ainsi le contact direct entre le métal et le milieu corrosif.

Points clés

- 1/Choisir un système multicouche (primaire + secondaire) pour maximiser l'adhérence et la résistance chimique.
- 2/Contrôler l'épaisseur (250–500 μm) et effectuer un sablage préalable pour garantir une bonne préparation de surface.
- 3/Organiser des inspections visuelles et par ultrasons périodiques pour détecter et réparer d'éventuelles fissures ou décollements.

Avantages:

- Barrière physique efficace, peut durer 10-20 ans selon la qualité du support et la préparation de surface.
- Possibilité d'ajouter des pigments anticorrosifs (zinc, phosphate) pour renforcer la protection.

Inconvénients:

Risque de fissuration ou de cloquage sous contrainte mécanique ou thermique.
Nécessite un contrôle d'adhérence (tests de traction, d'impact) et une maintenance périodique.

V.5.2. Protection cathodique par courant imposé (ICCP)

Principe: Injection d'un courant continu (CC) depuis un redresseur externe vers la canalisation (cathode), via des anodes inertes (titane enrobé de MMO, graphite). Ce courant neutralise les réactions d'oxydation.

Objectif: Maintenir le potentiel du métal en dessous du potentiel de corrosion, même si le revêtement est endommagé.

Conclusion

Points clés :

- 1/Dimensionner la puissance du redresseur en fonction de la longueur de canalisation et de la résistivité du sol.
- 2/Installer des capteurs de potentiel et des contrôleurs automatiques pour ajuster le courant en continu.
- 3/Prévoir une maintenance régulière des anodes et du système électrique (contrôle du câblage, étanchéité).

Avantages:

- Adaptée aux grandes longueurs de tuyauterie et aux environnements très corrosifs.
- Contrôle automatique du niveau de protection via capteurs de potentiel, permettant d'ajuster le courant en continu.

Inconvénients :

- Investissement initial élevé (redresseur, câblage, instrumentation).
- Dépendance à l'alimentation électrique et nécessité de scellés étanches aux postes de mesure.

V.5.3. Protection cathodique par anodes sacrificielles (SACP)

Principe: Fixation d'anodes métalliques (zinc, magnésium ou aluminium) ayant un potentiel plus négatif que l'acier, de sorte qu'elles se corrodent à la place de la canalisation.

Objectif : Offrir une protection passive, sans alimentation externe, adaptée aux installations isolées ou de petite taille.

Points clés :

- 1/Choisir le type d'anode selon la résistivité du sol et la température ambiante (zinc pour sol humide, magnésium pour sol sec...).
- 2/Calculer la quantité d'anodes nécessaire pour couvrir la durée de vie souhaitée (10–20 ans).
- 3/Mettre en place un plan de remplacement périodique lorsque la perte de poids des anodes atteint 50–70 %.

Avantages:

- Système autonome, sans alimentation externe, simple à installer.
- Coût initial faible et maintenance réduite (remplacement des anodes tous les 5-15 ans).

Conclusion

Inconvénients:

- Limité aux petites installations et aux sections courtes; insuffisant pour de longues distances.
- Difficulté de surveillance en continu du niveau de protection.

V.3.4. Recommandation d'approche intégrée :

1. Revêtement anticorrosion comme première ligne de défense.
2. ICCP pour les tronçons principaux exposés à un milieu très agressif.
3. Anodes sacrificielles sur les tronçons secondaires ou en tant que système de sauvegarde.

Cette stratégie mixte permettra de minimiser la consommation de produits, de prolonger la durée de vie des équipements et de réduire les coûts de maintenance tout en garantissant une protection optimale contre la corrosion.

Conclusion

Conclusion

L'étude a montré qu'une efficacité de dessalage de 99% peut être atteinte avec une faible consommation, en utilisant 0,4 L/h de démulsiifiant et 0,6% d'eau de lavage. Une excellente efficacité a également été observée avec des débits de démulsiifiant entre 1 et 1,2 L/h, notamment à un taux de lavage de 1,2%.

L'analyse de l'unité UTBS a révélé que les pratiques actuelles (1,2 L/h de démulsiifiant et 1,4% d'eau de lavage) entraînent une surconsommation sans amélioration significative des performances.

Il est recommandé d'ajuster les paramètres d'exploitation pour améliorer l'efficacité tout en réduisant les coûts et l'impact environnemental.

L'étude a montré qu'une efficacité de dessalage de 99 % peut être atteinte avec une faible consommation, en utilisant 0,4 L/h de démulsiifiant et 0,6 % d'eau de lavage. Une excellente efficacité a également été observée avec des débits de démulsiifiant compris entre 1 et 1,2 L/h, notamment à un taux de lavage de 1,2 %.

L'analyse de l'unité UTBS a toutefois révélé que les pratiques actuelles (1,2 L/h de démulsiifiant et 1,4 % d'eau de lavage) entraînent une surconsommation sans amélioration significative des performances (94 %).

Il est donc recommandé d'ajuster les paramètres d'exploitation pour améliorer l'efficacité tout en réduisant les coûts et l'impact environnemental.

Recommandations

L'étude menée sur l'unité UTBS a montré qu'il est possible d'atteindre une efficacité de dessalage de 99 % en utilisant seulement 0,4 L/h de démulsiifiant et 0,6 % d'eau de lavage, ce qui représente une réduction importante par rapport aux pratiques actuelles (1,2 L/h et 1,4 %) sans perte de performance.

Pour améliorer à la fois l'efficacité et la durabilité des installations, les actions suivantes sont recommandées :

- Optimiser les paramètres du dessaleur en réduisant les consommations de produits chimiques et d'eau.
- Protéger les canalisations contre la corrosion par des revêtements appropriés, un système ICCP pour les sections critiques, et des anodes sacrificielles dans les zones secondaires.
- Mettre en place un suivi régulier (mensuel et annuel) pour adapter les stratégies de traitement et de protection en fonction des conditions réelles.

En appliquant ces mesures, l'unité pourra réduire ses coûts, prolonger la durée de vie de ses équipements, et limiter son impact environnemental tout en maintenant une performance élevée

Annexes

Annexes

Annexe 1 : Liste des Données Nécessaires pour le Calcul du Dessalage du Pétrole Brut

Paramètre	Unité	Valeur
1/Données du pétrole brut	/	/
Densité du pétrole brut a 15°C	kg/m ³ ou g/cm ³	0,8040
Teneur en sel à l'entrée	mg/l	380
Teneur en sel à la sortie	mg/l	22
Débit du brut à dessaler	m ³ /h	565
Teneur en eau à l'entrée	%	% 2
Teneur en eau à la sortie	%	< 0.05% volume
2/Conditions opératoires	/	/
Pourcentage d'eau de lavage	%	1,4% du brute la charge
Quantité de désémulsifiant utilisée	l/h	1,2
Température du dessaleur	°C	70
Pression de service	bar	15
3/Propriétés physiques du brut	/	/
Viscosité cinématique à 20°C	cSt	2,45
Viscosité cinématique à 38°C	cSt	1,79
Masse volumique de l'eau	kg/m ³	1000
Temps de séjour dans le dessaleur	min	11,2
Masse volumique du brut	kg/m ³	804
3/Données électriques	/	/
Tension appliquée les électrodes	Volt	20000
Distance entre les électrodes	cm	20
4/Dimensions géométriques	/	/
Longueur totale du dessaleur	m	12
Diamètre du dessaleur	m	3
volume total	m ³	98,9

Annexe 2 : Tableau de la quantité de sel associée à brut dans chaque train

2 train dessalage	p 20 dessaleur 1		p 20 dessaleur 2		p 30 dessaleur 1		p 30 dessaleur 2	
	Enter	sortie	Enter	sortie	Enter	sortie	Enter	sortie
Salt content 1	380ppm	70ppm	70ppm	22ppm	210ppm	64 ppm	64ppm	14 ppm
Salt content 2	340ppm	68 ppm	68 ppm	18 ppm	180ppm	58 ppm	58 ppm	16 ppm

Annexes

Annexe 3 : Tableau des condition opératoire standards unités l'UTBS

Unité	Température (T)		Pression (bar)		Débit	
	Enter	sortie	Enter	sortie	Enter	sortie
Manifold	25°C	25°C	8,2 bar	8 bar	1260 m ³ /h	
Séparation tri-ph	ambiante		6.5 bar	5 bar	580 m ³ /h	
Séparation bi-ph	70°C	69°C	5 bar	5 bar	572 m ³ /h	
Dessalage	70°C	68°C	15 bar	10 bar	565 m ³ /h	
Stabilisation	74°C	142°C	5 bar	5 bar	540 m ³ /h	
	94°C					
Stockage	28°C	28°C	atm	atm	1000 m ³	

Références

Références

- [1] Wikipédia.com, l'encyclopédie libre Documentation Internet.
- [2] Durousset, M., Le marché du pétrole. Paris : Collection HISTEGE, (1999).
- [3] WAUQUIER, J, P., Le raffinage du pétrole, produits pétroliers, schémas de fabrication.
- [4] HADJARAB, D., Cours de raffinage 4^{ème} année.
- [5] Cours industrie pétrolière 1^{ere} année pétrochimie université de Skikda.
- [6] Document de SONATRACH.Manuel opératoire de l'unité traitement brut HASSI MESSOUD SUD UTBS.
- [7] Document de SONATRACH.historique de hassimessoud
- [8] Memoire de HAMIDOUCHE NABILA et TAZARAT Thiziri de etude d'elimination des sels dans de petrole brut d'ourhoud
- [9] MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-PR070 Révision 0.1 7p-11p
- [10] MANUEL DE FORMATION COURS EXP-PR-EQ090 Révision 0.1 6p-97p
- [11] Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [12] IFP Training : Conduite d'une unité de distillation-Distillation du brut,2014.
- [13] Manuels opératoires : Unité Lubrifiant set Unité bitumes/RA1/Z.
- [14] P.Wuithier, Le pétrole Raffinage et Génie chimique :Edition Technip ,1972.
- [15] J.P.Wauquier, Procédés de séparation, vol. II: Edition Technip, 1998.
- [16] J.P, Wauquier, " Le raffinage de pétrole brut", procédés de séparation, EDITIONS TECHNIP, Tom 2 ; 1998, p 240-260.
- [17] Ken Arnold et Maurice Stewart, Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre 7, Surface Production Operations; AMEC Paragon, Houston, Texas, 2008, p 351–456.
- [18] R.David, Handbook of chemistry and physics, CRD, edition 89^{eme}, 2008, p 9-50. (ISBN 142006 ET 978-140066791)
- [19] Documents de TOTAL, Manuel de formation, Cours exp-pr-eq090, 2007, p 4-97.
- [20] A.Skoblo, I.Tregoubova, N.Egrov), " méthodes et appareils d'industrie de pétrole " Moscow, 1967, tome II.
- [21] BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.
- [22] RAMADHANE DIHAJ – HASSANE MAAMERI, Etude technologique sur les performances et les paramètres de dimensionnement des dessaleurs du pétrole brut au niveau de la raffinerie d'Adrar RA1D (le dessalage et les problèmes rencontrés) [mémoire de master]. Adrar : université Adrar, faculté des sciences et de la technologie,2019-2020
- [23] Raffinage et traitement du pétrole brut / Mars 2021/ IAP PDF
- [24] Process Design of Crude Oil Electrostatic Desalters; Ips-epr-700.Original edition. (July 1995).