

REPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POULAIRE



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE 20 AOUT 1955 SKIKDA

FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE PETROCHIMIE

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

FILIERE : Industries Pétrochimiques

OPTION : Catalyse En Génie Pétrochimique

Thème :

**Optimisation du dessalage de pétrole brut par
un désémulsifiant alternatif et la
modernisation des dessaleurs existants**

Soutenu : le 10 / 07 /2023.

Présentés par :

Boudouda Anis

Mekideche Cham

Encadrée par :

Mme Mechaty Fadia

Année universitaire : 2022/2023.

Remerciements

Nous remercions en premier lieu ALLAH de nous avoir donné cette volonté de toujours atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés. Sa guidance et Sa bénédiction ont été notre force et notre inspiration tout au long de notre parcours académique.

Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à tous les membres du comité de soutenance pour leur précieuse contribution, leurs conseils avisés et leur soutien tout au long de notre parcours académique. Nous voudrions également remercier notre encadrant Madame MECHATI FADIA, et nos professeurs pour leur accompagnement attentif et leurs orientations éclairées.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance envers nos camarades de classe et nos proches pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement constant. Leurs encouragements ont été une source de motivation essentielle tout au long de nos recherches et de la rédaction de ce mémoire.

Nous aimerions également remercier toutes les personnes qui ont généreusement participé à cette étude en fournissant des informations, l'équipe personnels de TRT CINA, l'équipe personnel de l'organisation OURHOUD, chef de service de laboratoire Mr MOURES, Ingénieure BOUTEFNOUCHATE HICHEM, en partageant leur expertise et en accordant leur temps pour les entretiens et les enquêtes. Leurs contributions ont été d'une valeur inestimable pour la réussite de ce travail.

Enfin, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers notre Département pour avoir offert un environnement propice à l'apprentissage et à la recherche. Ce mémoire de Master 2 n'aurait pas été possible sans les ressources et les infrastructures mises à notre disposition.

Nous sommes reconnaissants des opportunités qui nous ont été offertes et nous sommes convaincus que les connaissances acquises lors de ce parcours auront un impact positif sur nos carrières professionnelles.

Encore une fois, merci du fond du cœur à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire. Votre soutien a été précieux et apprécié.

Cordialement,

BOUDOUDA ANIS et MEKIDECHE CHAM

Dédicace

ANIS

**Je dédie ce travail à :
Ma très chère mère.
Mon très cher père.
Mes deux cher frères Housseem et Alla
Ma sœur
Ma petite fille Mayar et mes chères Ayhem et Raid
Toute ma famille
Mon cher binôme Cham
Mes chères amies**

CHAM

**Je dédie ce travail à :
Ma très chère mère
Mon très cher père
Mon très cher frère Rachid et mes deux sœurs
Souhadj et Manessa
Toute ma famille,
Mon cher binôme Anis**

Résumé

Résumé

Le mémoire a pour objectif principal d'optimiser le dessalage du pétrole brut en utilisant un désémulsifiant alternatif très efficace ou bien un dessaleur électrostatique DPDF (Double Polarité Double Fréquence). L'étude se base sur une approche intégrée et novatrice visant à améliorer l'efficacité du processus de dessalage. Les désémulsifiants sont utilisés pour rompre les émulsions présentes dans le pétrole brut, permettant ainsi une séparation plus efficace de l'eau et des sels. De plus, le dessaleur électrostatique DPDF est utilisé pour l'amélioration de la qualité du pétrole brut traité, la réduction de la corrosion dans les installations de production et de raffinage, ainsi que l'optimisation des performances des équipements de séparation, en appliquant des charges électriques de polarité et de fréquence différentes, le dessaleur crée des forces électrostatiques qui agissent sur les particules chargées, les faisant se déplacer et se regrouper. Cette combinaison de techniques offre des avantages considérables, notamment une réduction des coûts opérationnels, une amélioration de la qualité du pétrole brut traité, une diminution de la corrosion et des problèmes de séparation. Cette étude contribue ainsi à l'amélioration globale des pratiques de l'industrie pétrolière et à la réduction de son impact environnemental.

Mots clés : Dessalage , double polarité , double fréquence, optimisation , séparation ,désémulsifiant , émulsion , pétrole brut .

Résumé

الهدف الرئيسي للمذكرة هو تحسين عملية تحلية النفط الخام باستخدام مواد فصل استحلاب أكثر فعالية أو جهاز تنقية كهروستاتيكي مزدوج القطبية و مزدوج التردد. تعتمد الدراسة على نهج متكامل ومبتكر يهدف إلى تحسين كفاءة عملية تحلية النفط باستخدام المواد المفككة للاستحلاب الموجود في النفط الخام مما يسمح بفصل أكثر فعالية للماء والأملاح. بالإضافة إلى ذلك , تحسين جودة النفط الخام المعالج, الحد من التآكل في منشآت الإنتاج والتكرير وتحسين الأداء , يُستخدم جهاز كهروستاتيكي مزدوج التردد و القطبية يعمل عن طريق تطبيق شحنات كهربائية ذات قطبيات وترددات مختلفة بحيث ينشئ جهاز التنقية الكهروستاتيكي قوى كهروستاتيكية تؤثر على الجسيمات المشحونة مما يجعلها تتحرك وتتجمع.

توفر هذه التقنيات مزايا كبيرة، بما في ذلك تقليل التكاليف التشغيلية، وتحسين جودة النفط الخام المعالج، وتقليل التآكل ومشاكل الفصل. تساهم هذه الدراسة في تحسين الممارسات العامة في صناعة النفط وتقليل الأثر البيئي لها.

الكلمات المفتاحية :

عملية إزالة الملوحة، القطبية المزدوجة، التردد المزدوج، تحسين، فصل، مزيل الإستحلاب ، مستحلب، بترول خام .

Résumé

The main objective of the thesis is to optimize the desalination of crude oil using effective alternative demulsifiers or an electrostatic DPDF (Double Polarity Double Frequency) desalter. The study is based on an integrated and innovative approach aimed at improving the efficiency of the desalination process. Demulsifiers are used to break down the emulsions present in the crude oil, allowing for more effective separation of water and salts. Additionally, the electrostatic DPDF desalter is utilized to improve the quality of the treated crude oil, reduce corrosion in production and refining facilities, and optimize the performance of separation equipment. By applying electric charges of different polarities and frequencies, the desalter creates electrostatic forces that act on the charged particles, causing them to move and aggregate. This combination of techniques offers significant advantages, including reduced operational costs, improved quality of the treated crude oil, and decreased corrosion and separation issues. This study contributes to the overall improvement of practices in the oil industry and the reduction of its environmental impact.

Key words : Desalting, double polarity, double frequency, optimization, separation, demulsifier, emulsion, crude oil .

Liste des tableaux

Tableau IV.1 : Analyse de la salinité du 1 ^{er} dessaleur.....	60
Tableau IV.2 : Analyse de la salinité du 2 ^{ème} dessaleur.....	62
Tableau IV.3 : Les produits proposés.....	66
Tableau IV.4 : Les produits choisis.....	68
Tableau IV.5 : Evolution de l'eau décanté à dosage 10 ppm et à 22°C.....	72
Tableau IV.6 : Evolution de l'eau décanté à dosage 100 ppm et à 21°C.....	73
Tableau V.1 : Paramètres de marche des dessaleurs FA 2609A/B.....	81
Tableau V.2 : Données de calcul des dessaleurs FA 2611A/B.....	81
Tableau V.3 : Le coefficient de résistance en fonction du régime.....	84
Tableau V.4 : Résultats de calcul du dessaleur.....	91

Liste des figures

Figure I.1 : Composition du pétrole brut.....	4
Figure I.2 : la formation du pétrole.....	7
Figure I.3 Chlorure de sodium.....	15
Figure II.1: Emulsion huile dans l'eau	19
Figure II.2: Emulsion eau dans l'huile.....	19
Figure II.3: Représentation d'une émulsion EAU / HUILE Gouttes d'eau entourées de stabilisants naturels... ..	20
Figure II.4: Schématisation des surfactants et la formation des micelles	21
Figure II.5: Mécanisme de stabilisation de l'émulsion par les asphaltènes.....	22
Figure II.6: Formation d'un film interfaciale par des surfactants	22
Figure II.7: Photomicrographie d'un film interfaciale.....	23
Figure II.8: Photomicrographie d'une émulsion montrant la présence des solides.....	24
Figure II.9: Principe de désintégration d'émulsion	26
Figure II.10 : Structure de base d'un désémulsifiant.....	28
Figure II.11: Mécanisme de la désémulsification.....	30
Figure III.1: la coalescence.....	36
Figure III.2: Principe de dessalage.....	38
Figure III.3 : Dessaleur électrostatique.....	42
Figure III.4 : Dessalage électrostatique.....	43
Figure III.5 : Configuration typique de double polarité.....	45
Figure III.6 : Le principe de la double polarité.....	46
Figure III.7 : Oscillation à fréquence de résonance.....	47
Figure III .8 : Modulation de fréquence bimodale dans le système à double fréquence... ..	48
Figure III .9 : Les électrodes.....	48
Figure III .10 : Conception et arrangement des électrodes.....	50

Liste des figures

Figure III .11 : Schéma représentatif de l'unité d'optimisation USS1	54
Figure III.12 : Schéma simplifié de la section stripping.....	55
Figure III.13 : Schéma simplifié de la section absorption.....	56
Figure III.14 : Schéma simplifié de la section de stabilisation.....	57
Figure IV.1 : La salinité du dessaleur A en fonction du temps.....	62
Figure IV.2 : La salinité du dessaleur B en fonction du temps.....	63
Figure IV.6 : l'évolution du volume de l'eau décantée en fonction du temps pour les désémulsifiants différents.....	77
Figure V.1 : Schéma simplifié de la section stripping.....	80
Figure V.2 : Schéma de bilan de matière du dessaleur.....	82
Figure V.3 : Représentation de la distance entre l'électrode et la phase d'eau.....	88

Abréviations

API : American Pétroleur Institute

OPEP : l'Organisation des pays exportateurs de pétrole

CMC : concentration micellaire critique

BSW : Basic Sédiment and Water (la teneur en eau et sédiments dans le pétrole brut)

ΔP : Perte de charge

DP : double polarité double fréquence

DF : double fréquence

USS1 : Unité de stabilisation et de stripping

TVR : Tension de vapeur Reid

GPL : Gaz du pétrole liquéfié

CINA : Centre industriel Naili Abdelhalim

HEM : Haoud el Hamra

PPM : Partie par million

HPLC : Chromatographe en phase liquide

Liste des abréviations/Symboles

Symboles

V_d : Vitesse de décantation (m/s)

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

ρ₁ : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m³)

ρ₂ : Masse volumique de la phase continue (brut) (kg/m³)

μ₂ : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s)

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

d : distance entre les centres des gouttelettes

E : gradient de tension

K : constante

V_c : Vitesse de coalescence

Y : Taux d'eau de lavage

μ : Viscosité dynamique du brut

D_p : Diamètre de la goutte d'eau (m)

μ_b : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa.s)

T_s : temps de séjour ou temps de rétention

V : volume de la capacité (m³)

Q : débit volumique de la charge

N : Normalité d'AgNO₃

V : Volume dépensé d'AgNO₃ en ml

Q_b : quantité de brut à dessaler

Q_w : quantité d'eau de lavage

Q_d : quantité de brut dessalé

Q'_w : quantité d'eau de purge

S_e : salinité du brut à l'entrée de dessaleur

Liste des abréviations/Symboles

S_s : salinité du brut à la sortie de dessaleur

X : Teneur en eau dans le brut

d₁ : Densité de l'eau

d₂ : Densité du brut

D₂ : Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau

v_b : Viscosité cinématique du brut (m² /s)

D_p : Diamètre de la particule d'eau

E : Efficacité ;

E₁ : Champ électrique entre les deux électrodes

E₂ : Champ électrique entre le niveau d'eau et l'électrode inférieure

h_i : Niveau d'interface eau-brut

i : Distance entre les centres de deux trous

L : Longueur de dessaleur

ℓ : Longueur de la rampe de distribution

T_a : Temps de décantation

U : Tension entre les électrodes

V_L : Volume du liquide

V_T : Volume total du dessaleur

Z : Teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur

Φ : Coefficient de résistance

Sommaire

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations/Symboles

Introduction générale.....1

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

Introduction.....3

I.1.Généralités sur le pétrole brut.....3

I.1.1 Définition.....3

I.1.2 Composition du pétrole brut.....3

I.1.3 Origine du pétrole brut.....4

I.1.4 Formation du pétrole.....5

I.1.4.1 Dépôt de matière organique.....6

I.1.4.2 Accumulation de sédiments.....6

I.1.4.3 Chaleur et pression.....6

I.1.4.4 Transformation chimique.....6

I.1.4.5 Migration.....6

I.1.4.6 Piégeage.....7

I.1.4.7 Maturation.....7

I.1.5 Propriétés physiques et chimiques.....7

I.1.5.1 La densité.....8

I.1.5.2 La teneur en soufre.....9

I.1.5.3.La viscosité.....9

I.1.5.4 La teneur en eau et sédiments.....9

Sommaire

1.1.5.5 La teneur en sels.....	9
I.1.5.6 Les asphaltènes.....	10
I.1.6 Extraction du pétrole brut.....	10
I.1.7 Utilisation du pétrole en Algérie.....	11
I.1.7.1 Carburant pour les transports.....	11
I.1.7.2 Production d'électricité.....	11
I.1.7.3 Chauffage et chauffage domestique.....	11
I.1.7.4 Industrie chimique.....	12
I.1.7.5 Aviation.....	12
I.1.7.6 Production d'énergie hors réseau.....	12
I.1.7.7Lubrifiants.....	12
I.1.8 Consommation du pétrole.....	12
I.1.8.1 Consommation nationale.....	13
I.1.8.2 Secteur des transports.....	13
I.1.8.3 Secteurs industriels et de l'énergie.....	13
I.1.8.4 Exportateur d'énergie.....	13
I.1.8.5 Politique énergétique.....	13
I.1.8.6 Considérations environnementales.....	14
I.2 Les sels.....	14
I.2.1 La nature des sels.....	14
I.2.2 Causes de formation des sels.....	14
I.2.3 Inconvénients des sels.....	15
Conclusion.....	15
Chapitre II : Théorie de l'émulsion et le désémulsifiant	
Introduction.....	16
II.1. les émulsions.....	16

Sommaire

II.1.1. Définition de l'émulsion.....	16
II.1.2. Origine de l'émulsion.....	16
II.1.3. Principe de l'émulsion.....	16
II.1.4. Caractéristiques d'une émulsion.....	18
II.1.5. Conditions de formation d'une émulsion.....	18
II.1.6. Mécanisme de formation d'une émulsion.....	20
II.1.7. Stabilité d'une émulsion.....	20
II.1.7.1. Agent émulsifiant.....	20
II.1.7.2. Agitation.....	22
II.1.7.3. Viscosité de l'huile.....	22
II.1.7.4. La taille des gouttes.....	22
II.1.7.5. Teneur en eau de l'émulsion.....	22
II.1.7.6. Les particules solides.....	23
II.1.7.7. La densité.....	23
II.1.7.8. La résistance de pellicule à l'interface.....	24
II.1.7.9. La tension de surface.....	24
II.1.7.10. Âge de l'émulsion.....	24
II.1.8. Etapes de désintégration des émulsions.....	25
II.2. Les désémulsifiants.....	26
II.2.1. Définition.....	26
II.2.2. Classification des désémulsifiants.....	26
II.2.3. Caractéristiques des désémulsifiants.....	27
II.2.4. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants.....	27
II.5.5. Action des désémulsifiants.....	27
II.5.5.1. Forte attraction par l'interface eau/huile.....	28
II.5.5.2. La floculation.....	28

Sommaire

II.5.5.3.La coalescence.....	28
II.5.5.4..Le mouillage des solides.....	29
II.5.Les Avantages et inconvénients des désémulsifiants.....	29
Conclusion.....	30

Chapitre III : Généralités sur le dessalage

Introduction.....	31
III.1. Le dessalage.....	31
III-1.1. Définition.....	31
II-1.2. Objectifs de dessalage.....	32
II-1.3. Types de dessaleur.....	32
III.2. Procédés de dessalage.....	32
II.2.1. Procédé chimique.....	33
III.2.2.Procédé mécanique.....	34
III.2.3.Procédé électrique.....	34
III.3. Mécanisme de dessalage électrostatique.....	35
III.3.1.Diffusion des sels dans l'eau de lavage.....	35
III.3. 2. Coalescence des gouttelettes d'eau.....	35
III.3.3. La décantation.....	37
III.4.Paramètres de marche et leur influence.....	38
III.4.1.Niveau d'interface eau/brut.....	38
III.4.2.Température de dessalage.....	39
III.4.3.Taux d'injection d'eau de lavage.....	39
III.4.4.Nature de l'eau de lavage.....	39
III.4.5.La pression de service.....	39
III.4.6.Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange.....	39
III.4.7.Influence du champ électrique.....	40

Sommaire

III.4.8. Temps de séjour.....	40
III.4.9. Taux de désémulsifiant.....	40
III.5 Introduction au dessalage électrostatique.....	41
III.5.1 Définition.....	41
III.5.2 Le dessaleur électrostatique.....	41
III.5.3 Le dessalage électrostatique à double polarité et double fréquence.....	43
III.5.3.1 Le principe.....	43
III.5.3.2 La technologie de double polarité.....	44
III.5.3.3 La technologie de double fréquence.....	46
III.5.3.4 Les composants du dessaleur électrostatique DPDF.....	48
III.5.3.5 La conception et l'arrangement des électrodes dans un dessaleur électrostatique DFDP.....	49
III.5.4 Les avantages.....	51
III.5.4.1. Les avantages par rapport aux méthodes traditionnelles.....	51
III.5.4.2 Les bénéfices environnementaux et économiques du dessaleur électrostatique DFDP.....	52
III.6. Unité d'optimisation USS1.....	53
III.6.1 Section de stripping.....	54
III.6.2 Section d'absorption.....	56
III.6.3 Section de stabilisation.....	57
Conclusion.....	58
 Chapitre IV : Problématique et analyses chimiques	
Introduction.....	59
IV.1.1 Principe	59
IV.1.2 Mode opératoire.....	59
IV.2. Interprétation des graphes.....	63
IV.3. Solutions proposés	63

Sommaire

IV.4 Elimination d'émulsion par voie chimique.....	63
IV.4.1 Les conditions d'une élimination réussie de l'émulsion.....	64
IV.4.2 Points d'injection chimique.....	65
IV.5 L'Objectif	65
IV.6 Les étapes et matériels du traitement chimique d'émulsion.....	65
IV.7.Le mode opératoire (traitement laboratoire)	69
IV.7.1. Le processus	69
IV.7.2. Appareillage.....	69
IV.8. Résultat et discussion	70
IV.8.1.Interprétation.....	76
IV.8.2.Résultat	77
IV.9 Discussion des résultats.....	77
IV.9.1 Effet de la dose et la nature de désémulsifiant sur l'émulsion.....	77
IV.9.2 Effet de la température sur l'emulsion.....	77
IV.9.3 Effet du temps sur l'émulsion et l'efficacité des désemulsifiants.....	78
Conclusion.....	78

Chapitre V : Partie calcul

Introduction.....	79
V.1. Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum.....	79
V.2.1. Bilan de matière	81
V.2.1.1. Détermination de la quantité d'eau de lavage minimale.....	81
V.2.1.2. Calcul de la quantité de brut dessalé.....	82
V.2.1.3. Détermination de la quantité d'eau de purge.....	82
V.3. Calcul de la vitesse de décantation	82
V.3.1. Calcul du coefficient de résistance (\hat{O}).....	83
V.3.2.Détermination de la viscosité du brut à 60°C.....	83

Sommaire

V.4. Dimensionnement du dessaleur.....	85
V.4.1.Calcul du diamètre du dessaleur.....	85
V.4.2.Calcul de la longueur du dessaleur.....	86
V.4.3.Calcul de la surface de dessaleur.....	86
V.4.4.Calcul du volume du dessaleur.....	86
V.5.Calcul du temps de séjour.....	87
V.6.Calcul du temps de décantation.....	88
V.7.Calcul du distributeur.....	88
V.8.Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.....	89
V.8.1.Calcul du champ électrique entre deux électrodes.....	89
V.8.2.Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure.....	90
Résumé des résultats.....	90
Interprétation des résultats.....	91
Conclusion.....	91
Conclusion générale.....	92
Références Bibliographiques.....	93

Annexe

Introduction générale

Au fil des dernières décennies, la demande pour les produits pétroliers a connu une croissance constante sur les marchés locaux et internationaux, en raison de la transformation de la structure industrielle et de l'expansion démographique.

Dans ce contexte, les centres de traitement de brut cherchent à maximiser leur productivité en explorant de nouveaux processus et en améliorant l'efficacité de leurs équipements de traitement. Bien que de nombreux dérivés puissent être produits à partir de ressources naturelles ou renouvelables,

Les industries chimiques ont longtemps axé leur attention sur le pétrole et ses dérivés en raison de leur importance pour le développement industriel. Pour répondre aux normes et minimiser les impacts sur les installations pétrolières, le pétrole brut doit subir un traitement approprié. Outre les hydrocarbures, le pétrole brut contient de l'eau sous forme d'émulsion, des sels tels que les chlorures de sodium et de magnésium, ainsi que des traces de sulfate, de silice et d'oxyde de fer [1].

Actuellement, la commercialisation du brut est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs, établissant les spécifications du pétrole vendu, notamment les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courantes sont de 40 mg/l pour le sel et inférieures à 1% pour l'eau. L'élimination de ces sels et de cette eau est indispensable à tous les niveaux du traitement du brut, nécessitant l'installation d'unités de dessalage.

La présence d'eau salée dans le pétrole altère sa qualité et peut entraîner la corrosion des équipements. C'est pourquoi le traitement du brut comprend un processus de dessalage. Il existe trois méthodes de dessalage: les méthodes mécaniques, qui se basent sur la différence de densité entre les phases à séparer, les méthodes chimiques, qui consistent à utiliser des composés chimiques pour éliminer les émulsions, et les méthodes électriques, qui sont les plus couramment utilisées[2].

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous avons été chargés par le service de traitement CINA de Hassi-Messaoud d'identifier les raisons de la capacité de traitement insuffisante et de proposer des solutions pour atteindre les normes requises. Pour répondre à cette mission, nous avons établi le plan de travail suivant :

- ✚ Dans le premier chapitre nous aborderons quelques définitions des Généralités sur le pétrole brut. en mettant l'accent sur le problème des sels.
- ✚ Le chapitre II est un chapitre théorique dans lequel nous parlons d'émulsions et les désémulsifiants.

-
- ✚ Au chapitre 3, nous avons expliqué le processus de dessalage et avons discuté du type de dessaleur que nous avons proposé. Enfin, nous avons présenté l'unité dans laquelle ce processus est effectué.
 - ✚ Au chapitre IV, nous avons présenté en détail l'étude d'analyse que nous avons menée au laboratoire du complexe CINA dans le but de choisir un désémulsifiant plus alternatif plus efficace. Par la suite, nous avons exposé les résultats obtenus de cette étude, fournissant ainsi des données concrètes sur l'efficacité et les performances du nouveau désémulsifiant.
 - ✚ Dans le cinquième chapitre nous avons présenté les données de calcul et on va effectuer des calculs sur les nouveaux dessaleurs.
 - ✚ Enfin, nous avons conclu notre travail par une conclusion générale dans lequel nous avons discuté des résultats obtenus et des deux propositions sur lesquelles nous avons travaillé.

Chapitre 1 :
Généralités
sur le pétrole
brut

Introduction

Le pétrole brut a une importance capitale dans le monde moderne puisqu'il constitue avec le gaz naturel, la principale source d'énergie. Il fournit 60% des besoins énergétiques mondiaux, les hydrocarbures qui le composent permettent la fabrication des produits énergétiques comme les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques dont la variété ne cesse d'augmenter : les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et les détergents [1]. Dans ce chapitre nous allons citer des généralités sur le pétrole brut, en mettant l'accent sur le problème des sels.

I.1.Généralités sur le pétrole brut

Le pétrole brut est une ressource énergétique essentielle et sert de matière première pour la production de divers produits, notamment l'essence, le carburant diesel, le fioul de chauffage, le carburant d'avion, les lubrifiants, l'asphalte et les produits pétrochimiques utilisés dans la production de plastiques, de fibres synthétiques et d'autres matériaux.

I.1.1.Définition

Le pétrole brut, également connu sous le nom de pétrole, est un combustible fossile naturel se trouvant sous la surface de la Terre. Il est composé de dépôts d'hydrocarbures formés à partir des restes d'anciennes plantes et animaux qui ont été ensevelis et soumis à la chaleur et à la pression pendant des millions d'années. Le pétrole brut est un mélange complexe de différents composés d'hydrocarbures, allant des gaz légers tels que le méthane et l'éthane aux liquides plus lourds tels que l'essence, les diesel et divers types de fiouls. La composition du pétrole brut varie en fonction de sa source, chaque région du monde produisant un pétrole brut aux caractéristiques différentes.

Le réservoir de pétrole brut renferme généralement une combinaison d'huile, d'eau et de gaz, ainsi qu'une émulsion (un mélange d'eau et d'huile). Lors de l'extraction, cette émulsion pose un problème important tant pour les sociétés pétrolières lors de la production que pour les raffineries lors du processus de raffinage. De plus, la présence de sels et d'eau dans le pétrole brut nécessite un traitement préalable sur le site d'exploitation [1].

La qualité d'un brut dépend largement de son origine, sa couleur, sa viscosité, sa teneur en soufre, son point d'écoulement et sa teneur en minéraux [2].

I.1.2 Composition du pétrole brut

Le pétrole brut, également appelé hydrocarbure, se compose principalement de carbone et d'hydrogène, qui sont les éléments essentiels de toutes les formes de pétrole brut. Le carbone

représente généralement entre 83% et 87% de sa composition, tandis que l'hydrogène représente entre 11% et 14%. Ces deux éléments forment les trois principales familles d'hydrocarbures, à savoir :

- a) Les hydrocarbures aliphatiques
- b) Les hydrocarbures cycliques
- c) Les hydrocarbures mixtes

Cependant, on trouve également d'autres éléments présents dans le pétrole brut, qui peuvent être plus ou moins nocifs lors du traitement du pétrole brut ou lors de l'utilisation des fractions pétrolières finies. Ces éléments comprennent l'oxygène, le soufre et l'azote, représentant jusqu'à 6% à 7% au total sous forme de composés.[3].

De plus, des éléments tels que le chlore, l'iode, le phosphore, l'arsenic, le silicium, le sodium, le fer, etc., ont également été détectés par l'analyse des cendres du pétrole brut [3].

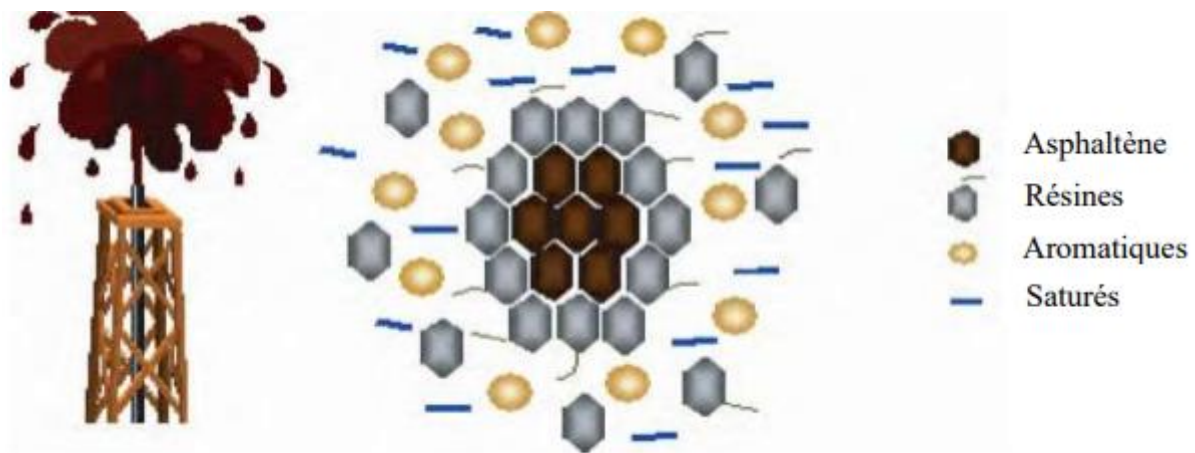


Figure I.1 :Composition du pétrole brut [4]

I.1.3 Origine du pétrole brut

Malgré l'existence de divergences d'opinions sur l'origine du pétrole, de nombreuses années de recherche menées par des géologues ont abouti à une compréhension relativement claire de la formation du pétrole brut dans la croûte terrestre, de sa composition et de sa présence. Les idées sur l'origine du pétrole suivent deux lignes de pensée distinctes : les théories organiques et les théories inorganiques [5]

L'une des premières théories inorganiques remonte aux philosophes arabes du IX^e siècle, qui suggéraient que l'eau et l'air se combinaient avec le feu pour produire du soufre et du mercure. Par la suite, le soufre et le mercure se mélangeaient à la "terre" et, à des températures souterraines élevées, se transformaient en "naft" (naphte) et en "qir" (asphalte)[5].

La plupart des géologues d'aujourd'hui soutiennent que le pétrole s'est formé il y a des millions d'années, résultant d'une combinaison d'hydrocarbures produits par des organismes vivants et d'hydrocarbures formés par l'altération thermique de matière organique dans des roches sédimentaires. On estime que 10 à 20 % du pétrole présent dans la croûte terrestre provient d'organismes vivants, tandis que 80 à 90 % se forme par altération thermique. Les planctons marins jouent un rôle prédominant dans les deux processus de formation naturelle du pétrole brut [5].

Cette vision contemporaine de l'origine du pétrole est soutenue par plusieurs éléments de preuve :

1. On trouve rarement du pétrole dans des roches qui se sont formées avant l'apparition de la vie sur Terre.
2. Le pétrole contient des composés dérivés des pigments d'organismes vivants.
3. Le rapport des isotopes du carbone dans le pétrole est similaire à celui de la matière organique.
4. Les composés d'hydrocarbures présents dans le pétrole ont le même effet sur la lumière polarisée que les hydrocarbures et autres composés synthétisés par des organismes vivants.
5. Les structures de nombreux composés du pétrole sont similaires à celles des graisses et des cires présentes chez les organismes vivants, ce qui suggère qu'ils pourraient être formés à partir de ces dernières

I.1.4 Formation du pétrole

Le pétrole brut, également connu sous le nom de pétrole, se forme grâce à un processus complexe qui s'étend sur des millions d'années. Il provient principalement des restes d'organismes marins anciens tels que des plantes et des animaux microscopiques qui vivaient dans les océans et les mers il y a plusieurs millions d'années.

Voici une explication détaillée de la formation du pétrole brut :

I.1.4.1 Dépôt de matière organique

Au fil du temps, d'importantes quantités de matière organique, notamment du plancton et des algues, se sont accumulées au fond des océans et des mers. Ces matières organiques contiennent des composés riches en carbone.

Au fil du temps, d'importantes quantités de matière organique, notamment du plancton et des algues, se sont accumulées au fond des océans et des mers. Ces matières organiques contiennent des composés riches en carbone.

I.1.4.2 Accumulation de sédiments :

Le pétrole s'est formé à l'intérieur de la Terre suite à la décomposition de matières organiques d'origine végétale et animale [6]

Dans un environnement confiné et pauvre en oxygène, une partie de la matière organique se conserve. Elle se mêle ensuite à des substances minérales telles que des particules d'argile, des sables fins, du sel, formant ainsi des boues de sédimentation, également connues sous le nom de limon [6].

Ces boues s'accumulent par couches successives sur des distances allant de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de mètres [6].

I.1.4.3 Chaleur et pression :

À mesure que les couches de sédiments continuent de s'accumuler, la matière organique est enfouie de plus en plus profondément dans la croûte terrestre. Cette profondeur accrue, combinée au poids des sédiments sus-jacents, soumet la matière organique à des températures élevées et à des pressions intenses. Ce processus est connu sous le nom de diagenèse.

I.1.4.4 Transformation chimique :

Sous l'effet de températures élevées et de pressions intenses, la matière organique subit des transformations chimiques par un processus appelé craquage thermique. Cette réaction décompose les molécules organiques complexes en composés hydrocarbonés plus simples, qui constituent le pétrole brut. Les caractéristiques spécifiques du pétrole brut résultant, telles que sa composition et sa viscosité, dépendent des conditions de température et de pression.

I.1.4.5 Migration:

Une fois formé, le pétrole brut a tendance à migrer à travers des roches poreuses, comme le grès ou le calcaire, en raison de sa flottabilité et de la pression existant dans la croûte terrestre. Il se déplace à travers les espaces poreux interconnectés et s'accumule finalement dans des roches réservoirs qui présentent une porosité et une perméabilité suffisantes pour contenir des quantités significatives de pétrole.

I.1.4.6 Piégeage :

Lorsque le pétrole brut atteint une roche réservoir appropriée, il devient piégé en raison de structures géologiques qui empêchent sa migration ultérieure. Ces structures comprennent des

plis, des failles ou des formations rocheuses imperméables. Le pétrole brut piégé forme ainsi des réservoirs de pétrole ou des champs pétroliers souterrains.

I.1.4.7 Maturation :

Au fil de millions d'années, le pétrole brut continue de subir des changements chimiques, un processus appelé maturation ou catagenèse. Les conditions de température et de pression à l'intérieur de la croûte terrestre entraînent des réactions supplémentaires, transformant le pétrole brut en différents types d'hydrocarbures tels que le gaz, le pétrole ou des formes solides comme le bitume.

La formation du pétrole

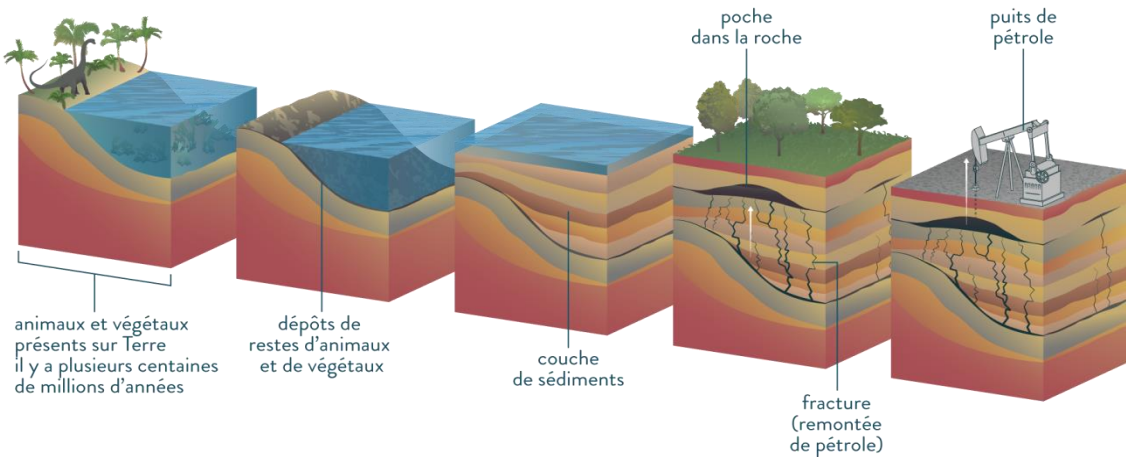


Figure I.2 : la formation du pétrole

I.1.5 Propriétés physiques et chimiques :

Le pétrole brut est un mélange de composés hydrocarbonés liquides comparativement volatils, principalement composés d'hydrogène et de carbone, mais il contient également des traces d'azote, de soufre et d'oxygène. Ces éléments forment une grande variété de structures moléculaires complexes, dont certaines ne peuvent pas être facilement identifiées. Cependant, la majorité des pétroles bruts contiennent en poids de 82 à 87 pour cent de carbone et de 12 à 15 pour cent d'hydrogène [7].

Les pétroles bruts sont généralement caractérisés par le type de composé hydrocarboné le plus prévalent : les paraffines, les naphènes et les aromatiques. Les paraffines sont les hydrocarbures les plus courants dans le pétrole brut ; certaines paraffines liquides sont les principaux constituants de l'essence (carburant automobile) et sont donc très appréciées. Les

naphtènes sont une partie importante de tous les produits raffinés liquides, mais ils contribuent également à la formation de certains résidus lourds similaires à l'asphalte lors des processus de raffinage. Les aromatiques constituent généralement une petite proportion dans la plupart des pétroles bruts. Le benzène est l'aromatique le plus courant dans le pétrole brut et est largement utilisé dans l'industrie pétrochimique [7].

Toutefois, dans l'industrie pétrolière, on utilise l'échelle de gravité API (American Petroleum Institute) où l'eau pure est arbitrairement assignée une gravité API de 10°. Les liquides plus légers que l'eau, tels que le pétrole, ont des gravités API supérieures à 10 numériquement. En fonction de leur gravité API, les pétroles bruts peuvent être classés comme lourds, moyens et légers, comme suit :

Lourd : 10 à 20 degrés API de gravité

Moyen : 20 à 25 degrés API de gravité

Léger : au-dessus de 25 degrés API de gravité

Le pétrole brut est également classé comme étant "doux" ou "acide" en fonction de son niveau de soufre, qui peut se présenter sous forme de soufre élémentaire ou de composés tels que le sulfure d'hydrogène. Les pétroles doux ont une teneur en soufre de 0,5 % ou moins en poids, tandis que les pétroles acides ont une teneur en soufre de 1 % ou plus en poids. En règle générale, plus le pétrole brut est lourd, plus sa teneur en soufre est élevée. Pendant le processus de raffinage, l'excès de soufre est éliminé du pétrole brut, car les oxydes de soufre libérés dans l'atmosphère lors de la combustion du pétrole sont une source majeure de pollution [7].

I.1.5.1 La densité

La densité est définie comme le rapport entre la masse d'un corps et le volume qu'il occupe. Dans le cas des produits pétroliers, la densité est généralement donnée à une certaine température (Celsius). La valeur de la densité des pétroles bruts est mesurée à l'aide d'un aéromètre conformément à la norme 60-101. Connaître cette valeur est très utile pour effectuer des bilans massiques [8].

I.1.5.2 La teneur en soufre

Le soufre se trouve dans les pétroles bruts sous différentes formes, telles que les hydrocarbures sulfurés, l'hydrogène sulfuré dissous, et parfois même du soufre en suspension (S, H₂S, thiol, sulfures, disulfures, thiophène et dérivés) [9].

Le soufre provient principalement de la décomposition de débris organiques ou de la réduction des sulfates par l'hydrogène sous l'action de certaines bactéries spécifiques [9].

I.1.5.3. La viscosité

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures revêt une importance particulière dans le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries, ainsi que dans la spécification des pompes et des échangeurs [10].

L'évolution de la viscosité en fonction de la température n'est pas la même pour tous les types de pétroles bruts. Par exemple, la viscosité d'un pétrole paraffinique augmentera rapidement en cas de baisse de température, tandis que pour les pétroles naphténiques ou mixtes, l'augmentation de la viscosité sera plus progressive [10].

I.1.5.4 La teneur en eau et sédiments

Les pétroles bruts contiennent des sédiments constitués de fines particules de sable, de boue de forage, de débris rocheux, ainsi que de métaux présents sous forme de minerais ou à l'état libre, tels que le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium, et d'autres encore [11].

La connaissance de la teneur en eau et en sédiments des pétroles bruts revêt une grande importance pour les exploitants et les raffineurs, car cela permet de prévenir la détérioration des équipements (corrosion, érosion, dépôts, obstructions, etc.) [11].

I.1.5.5 La teneur en sels

Les sels présents dans le pétrole brut proviennent d'une formation naturelle au fond du gisement. La salinité d'un puits est liée à l'infiltration d'eau dans celui-ci, qu'elle soit visible ou non à la surface. La salinité évolue au fil de la vie du puits et du gisement, et elle varie en fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques de la roche réservoir dans la zone de drainage. De manière générale, on trouve des sels tels que le dichlorure de magnésium ($MgCl_2$), le dichlorure de calcium ($CaCl_2$) et le chlorure de sodium ($NaCl$) [12].

Les sels sont généralement présents sous deux formes :

- Sous forme de cristaux ;
- Dissous dans de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole. La présence de ces sels peut causer des problèmes de bouchage dans les tubes des échangeurs de chaleur et entraîner de la corrosion [12].

I.1.5.6 Les asphaltènes

Les asphaltènes sont des substances dont la définition reste encore vague. Ils ne correspondent pas à une famille spécifique d'hydrocarbures, mais ils sont composés de structures aromatiques et ont une structure amorphe. Dans les gisements pétroliers, la présence de groupes polaires dans les asphaltènes peut rendre la roche réservoir mouillable aux

hydrocarbures, ce qui limite la production. Les asphaltènes sont également considérés comme des agents émulsionnants, favorisant la formation d'émulsions eau-huile [11].

Les asphaltènes peuvent être déterminés en les extrayant à l'aide d'un solvant tel que le benzène, le toluène ou le chloroforme. Cette méthode permet de précipiter les asphaltènes [8].

I.1.6 Extraction du pétrole brut

Le pétrole brut se trouve naturellement sous terre, à des pressions variables en fonction de la profondeur. Il peut contenir une quantité significative de gaz naturel, maintenu en solution grâce à la pression. De plus, lorsqu'on extrait le pétrole brut d'un puits, de l'eau s'y mêle souvent avec le pétrole liquide et le gaz. Tous ces fluides sont collectés à l'aide d'équipements de surface pour être séparés. Le pétrole brut purifié est ensuite stocké à une pression proche de la pression atmosphérique, généralement dans des réservoirs cylindriques en acier situés en surface. Ces réservoirs peuvent atteindre des dimensions impressionnantes, jusqu'à 30 mètres de diamètre et 10 mètres de hauteur [7].

Le pétrole brut doit souvent être transporté depuis des sites de production dispersés vers des installations de traitement et des raffineries. Le mode de transport principal est le pipeline, qui permet de déplacer le pétrole sur de longues distances. Pour les puits plus isolés, le pétrole brut est collecté dans des camions-citernes et acheminé vers les terminaux des pipelines. Il existe également un certain transport par chemin de fer, utilisant des wagons spécialement conçus. À l'échelle internationale, le transport du pétrole brut se fait par des navires-citernes spécialement conçus. Les capacités de ces navires varient de moins de 100 000 barils à plus de 3 000 000 barils [7].

La raffinerie est la principale destination du pétrole brut. C'est là que sont effectuées trois fonctions de base : la séparation des nombreux types d'hydrocarbures présents dans le pétrole brut en fractions ayant des propriétés plus similaires, la conversion chimique des hydrocarbures séparés en produits réactionnels plus désirables, et la purification des produits en éliminant les éléments et les composés indésirables. Le principal processus de séparation des composants hydrocarbonés du pétrole brut est la distillation fractionnée. Les fractions de pétrole brut séparées par distillation sont ensuite traitées pour produire une multitude de produits, allant de l'essence et du carburant diesel à l'huile de chauffage et à l'asphalte. La répartition des produits obtenus par distillation de cinq types de pétroles bruts représentatifs, du lourd Boscan vénézuélien au léger pétrole de Bass Striât produit en Australie, est illustrée dans la figure. Étant donné la demande actuelle qui privilégie les carburants de transport tels

que l'essence, la valeur marchande d'un pétrole brut augmente généralement avec une production accrue de produits légers [7].

I.1.7 Utilisation du pétrole en Algérie

L'Algérie utilise le pétrole brut principalement pour ses besoins domestiques en tant que source d'énergie. Le pétrole brut extrait du sol algérien est traité dans les raffineries du pays pour produire divers produits pétroliers tels que l'essence, le diesel, le fioul domestique, la carburante aviation, le bitume, etc. Ces produits pétroliers sont ensuite utilisés pour alimenter les transports, les industries, les centrales électriques et les secteurs résidentiels et commerciaux en énergie. L'Algérie est également un exportateur de pétrole brut, vendant une partie de sa production sur le marché international. Les revenus générés par l'exportation de pétrole brut contribuent de manière significative à l'économie du pays.

I.1.7.1 Carburant pour les transports :

Le pétrole est principalement utilisé comme carburant dans les véhicules terrestres, maritimes et aériens. Il est raffiné pour produire divers types de carburants, tels que l'essence pour les voitures, le diesel pour les camions et les trains, et le kérosène pour l'aviation. Ces carburants dérivés du pétrole sont indispensables pour assurer la mobilité et les déplacements à travers le monde.

I.1.7.2 Production d'électricité :

Le pétrole est utilisé dans les centrales électriques pour générer de l'électricité. Il est brûlé pour produire de la chaleur, qui est ensuite convertie en électricité grâce à des turbines et des générateurs. Cependant, l'utilisation du pétrole dans la production d'électricité est moins répandue que celle d'autres sources d'énergie, comme le gaz naturel et le charbon, en raison de considérations environnementales et de coûts plus élevés.

I.1.7.3 Chauffage et chauffage domestique :

Le pétrole est utilisé comme source de chauffage dans de nombreux foyers et bâtiments. Les systèmes de chauffage central utilisent des chaudières qui brûlent le pétrole pour produire de la chaleur, qui est ensuite distribuée dans les espaces habitables par des radiateurs ou des conduits d'air chaud. Le pétrole est également utilisé pour chauffer l'eau dans les chauffe-eau domestiques.

I.1.7.4 Industrie chimique :

Le pétrole est une matière première essentielle pour l'industrie chimique. Il sert de base à la production d'une vaste gamme de produits chimiques et de dérivés. Par exemple, il est

transformé en plastiques, solvants, fibres synthétiques, engrais, colorants, explosifs, produits pharmaceutiques et de nombreux autres produits chimiques industriels.

I.1.7.5 Aviation :

L'industrie de l'aviation dépend fortement du pétrole pour son carburant. Le kérosène, dérivé du pétrole brut, est utilisé comme carburant pour les avions en raison de sa densité énergétique élevée, ce qui permet des vols long-courriers et des déplacements rapides sur de longues distances.

I.1.7.6 Production d'énergie hors réseau :

Dans les régions éloignées ou non reliées au réseau électrique, le pétrole est souvent utilisé comme source d'énergie pour les groupes électrogènes. Ces groupes électrogènes brûlent du pétrole pour produire de l'électricité, offrant ainsi une solution énergétique dans les zones éloignées ou en cas de pannes de courant.

I.1.7.7Lubrifiants :

Le pétrole est transformé en lubrifiants tels que l'huile moteur, qui réduisent la friction et l'usure des moteurs, des machines et des équipements industriels, assurant leur bon fonctionnement et leur durabilité.

I.1.8 Consommation du pétrole :

La consommation de pétrole brut désigne la quantité de pétrole brut utilisée ou consommée pendant une période spécifique. On la mesure généralement en barils par jour (bpj) ou en millions de barils par jour (MMbpj). La consommation de pétrole brut est un indicateur clé de la demande énergétique et de l'activité économique, car il s'agit de la principale source de carburant pour divers secteurs tels que les transports, la fabrication et la production d'électricité. Le niveau de consommation de pétrole brut est influencé par des facteurs tels que la croissance démographique, le développement industriel, les tendances dans le domaine des transports et les politiques gouvernementales.

En Algérie, la consommation de pétrole brut joue un rôle significatif dans le paysage énergétique et l'économie. Voici quelques points clés concernant la consommation de pétrole brut en Algérie :

I.1.8.1 Consommation nationale :

L'Algérie figure parmi les plus grands consommateurs de pétrole brut en Afrique. La consommation intérieure de pétrole brut du pays connaît une augmentation régulière en raison

de la croissance démographique, du développement industriel et de la demande croissante en énergie.

I.1.8.2 Secteur des transports :

Tout comme dans le reste du monde, le secteur des transports en Algérie représente une part importante de la consommation de pétrole brut. Les carburants tels que l'essence et le diesel, dérivés du pétrole brut, sont largement utilisés pour les voitures, les camions et autres véhicules, répondant ainsi aux besoins de transport du pays.

I.1.8.3 Secteurs industriels et de l'énergie :

Le pétrole brut est également utilisé dans divers processus industriels en Algérie, notamment dans la production pétrochimique, la fabrication et la production d'électricité. Il sert de matière première pour la fabrication de plastiques, d'engrais et d'autres matériaux essentiels. De plus, le pétrole brut peut être utilisé dans les centrales électriques pour produire de l'électricité, bien que le pays diversifie activement son mix énergétique en incluant le gaz naturel et les sources d'énergie renouvelable.

I.1.8.4 Exportateur d'énergie :

Il est important de souligner que l'Algérie n'est pas seulement un consommateur, mais aussi un producteur et un exportateur majeur de pétrole brut. En tant que membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), l'Algérie joue un rôle sur les marchés pétroliers mondiaux et exporte du pétrole brut pour répondre à la demande internationale.

I.1.8.5 Politique énergétique :

Le gouvernement algérien se concentre sur les réformes et les politiques du secteur de l'énergie afin d'optimiser la consommation nationale de pétrole brut et de promouvoir l'efficacité énergétique. Des efforts sont déployés pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles, diversifier le mix énergétique et investir dans les sources d'énergie renouvelable pour un développement durable.

I.1.8.6 Considérations environnementales :

Comme d'autres pays dépendant fortement du pétrole brut, l'Algérie est confrontée à des défis environnementaux liés à la consommation de carburants issus du pétrole. Le pays s'attache à mettre en place des pratiques énergétiques plus propres et durables pour atténuer les impacts environnementaux et réduire les émissions de carbone.

I.2 Les sels

I.2.1 La nature des sels

Dans le pétrole brut, l'eau est dispersée sous forme de fines gouttelettes microscopiques. La quantité d'eau émulsionnée peut varier considérablement, allant jusqu'à 40 à 50% du volume total. Le sel dominant présent dans le brut est le chlorure de sodium (NaCl), accompagné de dérivés tels que le chlorure de magnésium (MgCl_2) et le chlorure de calcium (CaCl_2), ainsi que certaines particules solides telles que le SiO_2 , l'argile, la résine, le sable et les sédiments. Ces sels se présentent dans le brut sous deux formes : des cristaux et des émulsions. Dans les bruts salés, les sels les plus couramment présents sont principalement des chlorures, avec une répartition approximative de 20% de chlorure de magnésium (MgCl_2), 10% de chlorure de calcium (CaCl_2) et 70% de chlorure de sodium (NaCl) [13].



Figure I.3 Chlorure de sodium [14].

I.2.2 Causes de formation des sels

La présence d'eau chargée en sel dans le pétrole brut peut avoir différentes causes d'origines diverses : [13].

❖ Causes naturelles :

Lorsque le pétrole se déplace à travers les pores de la formation, il peut se mélanger à l'eau du gisement, entraînant la formation d'émulsions. Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation d'un puits, mais il devient plus prononcé au fil de la vie du champ pétrolier.

❖ Causes accidentelles :

L'eau émulsionnée présente dans le brut peut également provenir de différentes sources accidentelles, telles que :

- Une zone située au-dessus de la couche productive, où l'eau peut s'infiltrer dans la formation par des fissurations dans le ciment du tubage.
- L'injection d'eau réalisée dans le cadre de techniques de récupération secondaire ou tertiaire.

❖ Causes volontaires :

Des lavages à l'eau douce peuvent être effectués sur les installations de production pour dissoudre les dépôts de sel, ainsi que dans le brut pour procéder à son dessalage. Cette pratique est volontaire et vise à réduire la concentration de sel dans le pétrole brut.

I.2.3 Inconvénients des sels

Les sels présents dans le pétrole brut ont plusieurs inconvénients au niveau des unités de traitement du brut (stabilisation), qui incluent[13] :

- La réduction de la capacité de production en raison de la diminution de la section de passage dans les équipements (encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs thermiques en raison de la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- Le risque de perforation et de rupture des tubes des fours et des échangeurs en raison de la corrosion causée par les sels.

La formation d'hydroxydes et d'acides par l'hydrolyse des sels, ce qui peut entraîner des effets néfastes sur les équipements et les processus de traitement.

Conclusion

En résumé, le pétrole brut est une ressource précieuse et indispensable pour notre économie mondiale. Cependant, sa présence de sels représente un défi majeur. Ces sels présents dans le pétrole brut peuvent entraîner d'importants problèmes tout au long des étapes d'extraction, de raffinage et de transport. Ils sont responsables de la corrosion des équipements, de la formation de dépôts indésirables, de l'obstruction des conduites et de la dégradation de la qualité du produit final.

Chapitre 2 :
Théorie de
l'émulsion et
le
désémulsifiant

Introduction

La salinité du brut est directement liée à la présence d'eau, car les sels sont solubles dans l'eau mais pas dans le brut. Cette eau est généralement présente sous forme d'émulsion dans le brut [13].

II.1. les émulsions

II.1.1. Définition de l'émulsion

Une émulsion se forme lorsque deux liquides non miscibles sont mélangés, avec l'un des liquides dispersés sous forme de fines gouttelettes dans l'autre liquide. Ces émulsions sont stabilisées par des agents émulsifiants [15].

Les gouttelettes dispersées constituent la phase interne ou dispersée, tandis que la phase principale est appelée phase externe ou phase continue [16].

II.1.2. Origine de l'émulsion

La présence d'eau dans le pétrole brut peut être due à diverses origines :

- **Émulsion naturelle** : Lorsque le pétrole se déplace à travers les pores de la formation, il se mélange intimement avec l'eau du gisement, ce qui entraîne la formation d'une émulsion [17].
- **Emulsion accidentelle** : L'eau émulsionnée dans le pétrole peut également provenir d'une zone située au-dessus de la couche productrice, de l'injection utilisée pour la récupération secondaire ou tertiaire, ainsi que de la contamination du brut par de l'eau de mer pendant le transport maritime [17].
- **Emulsion volontaire** : Les lavages réalisés avec de l'eau douce sur les installations de production pour dissoudre les dépôts de sel, dans le but de le dessaler, sont également responsables de la formation d'émulsion [17].

De plus, lors du processus de récupération du pétrole des puits de production, le fluide produit subit une agitation. Cette agitation combinée à la chaleur, à la pression et aux agents émulsifiants présents dans le pétrole peut générer des émulsions [17].

II.1.3. Principe de l'émulsion

Dans les champs pétroliers, les deux phases impliquées sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, on parle d'une émulsion eau-dans-brut (émulsion directe). Si la phase dispersée est le pétrole, on parle d'une émulsion brut-dans-eau, également connue sous le nom d'émulsion inverse [16].

Appelée phase externe ou continue. Sur les champs de pétrole, on peut distinguer deux types d'émulsions [18].

La phase interne ou dispersée est composée de petites gouttelettes, tandis que la phase principale est :

1. **Émulsion hydrophobe** : Des gouttelettes d'eau sont dispersées dans un milieu à forte concentration d'huile.
2. **Émulsion hydrophile** : Des gouttelettes d'huile sont dispersées dans un milieu à forte concentration d'eau.

Ces deux types d'émulsions peuvent être présents dans le pétrole brut, avec des conséquences sur les opérations de traitement et de dessalage [18].

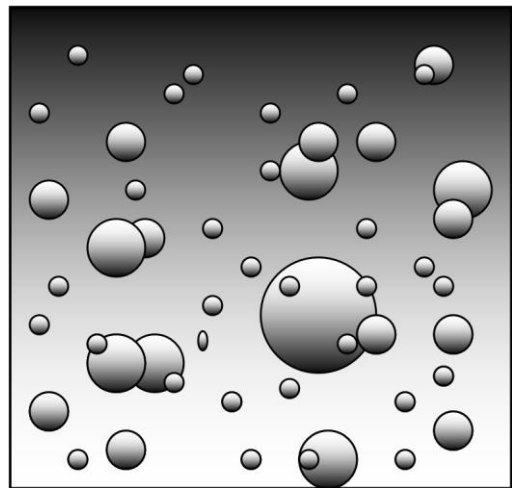
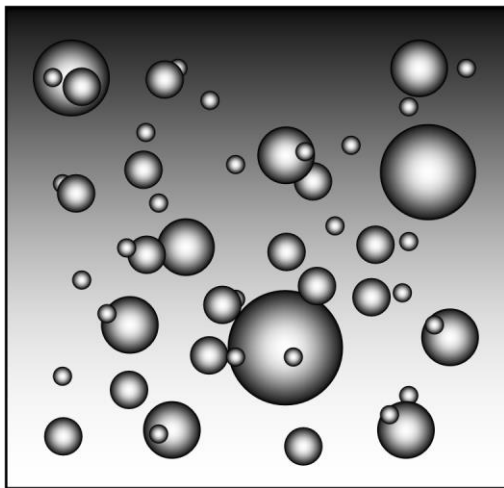


Figure II.1: Emulsion huile dans l'eau [16]. **Figure II.2:** Emulsion eau dans l'huile [16].

II.1.4. Caractéristiques d'une émulsion

Les Caractéristiques d'une émulsion évoluent en permanence depuis sa formation jusqu'à sa résolution complète. En conséquence, les émulsions vieilles peuvent présenter des caractéristiques très différentes de celles des échantillons frais. Cette variation est due au fait qu'une huile donnée contient de nombreux types de matériaux adsorbables, et le taux d'adsorption de l'émulsifiant ainsi que sa persistance à l'interface peuvent varier. De plus, les caractéristiques de l'émulsion changent également en réponse aux variations de température, de pression et d'agitation du liquide [4].

II.1.5. Conditions de formation d'une émulsion

Lors de la production pétrolière, l'émulsion généralement rencontrée est de type eau-dans-huile (hydrophobe), où la phase continue est le pétrole et la phase dispersée est l'eau. Trois conditions sont nécessaires pour la formation d'une telle émulsion [14].

1. Non miscibilité des deux liquides : Les propriétés chimiques et physiques des liquides pétroliers et de l'eau les rendent non miscibles, ce qui favorise la formation de l'émulsion.
2. Présence d'agents émulsifiants dans le brut : Des composés tels que les asphaltènes, les résines, les acides organiques, les paraffines, ainsi que certains solides finement divisés tels que les sulfates de fer, de zinc et d'aluminium, les carbonates de calcium, la silice, l'argile et les sulfures de fer se trouvent dans le brut et sont solubles dans l'huile. Ces agents émulsifiants se concentrent à l'interface entre l'eau et l'huile, formant une barrière autour des gouttes d'eau. Cela empêche leur coalescence et stabilise l'émulsion.
3. Énergie suffisante pour disperser l'eau dans le brut : L'agitation, le mélange turbulent et d'autres forces énergétiques présentes dans le processus de production du pétrole fournissent l'énergie nécessaire pour disperser l'eau dans le brut, favorisant ainsi la formation de l'émulsion [19].

Ces trois conditions combinées permettent la formation et la stabilité de l'émulsion eau-dans-huile lors de la production pétrolière.

Les agents émulsifiants présents dans le pétrole brut se trouvent à l'interface entre l'eau et l'huile, formant une barrière autour des gouttes d'eau. Cette barrière empêche la coalescence des gouttes d'eau, assurant ainsi la stabilité de l'émulsion. Il est important de noter que ces agents émulsifiants naturels présents dans le pétrole brut sont généralement des molécules polaires [20].

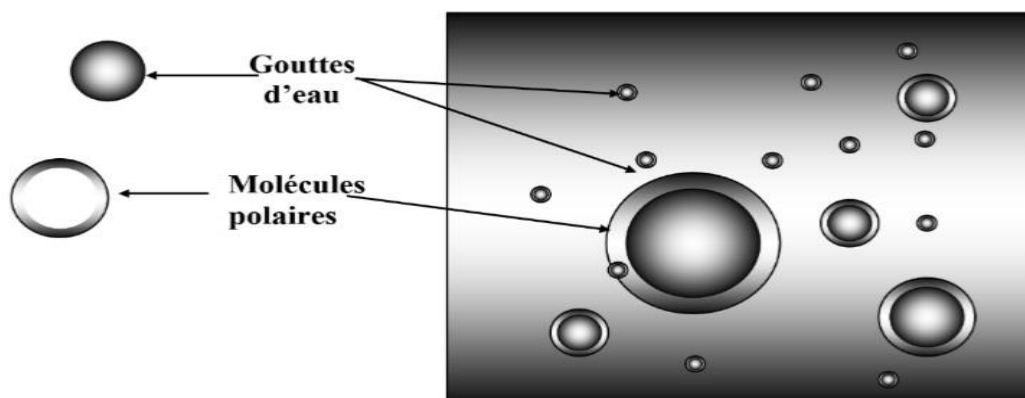


Figure II.3: Représentation d'une émulsion EAU / HUILE Gouttes d'eau entourées de stabilisants naturels [20].

II.1.6. Mécanisme de formation d'une émulsion

Partir d'une certaine concentration en tensioactifs appelée concentration micellaire critique (CMC), les tensioactifs vont avoir tendance à former des agglomérats appelés micelles. Dans de l'eau, les extrémités lipophiles du surfactant sont tournées vers l'intérieur de la micelle tandis que les extrémités hydrophiles forment l'interface de la micelle avec le solvant. Dans un solvant organique, dans l'huile par exemple, l'arrangement est inversé [21].

En présence des deux phases non miscibles, le tensioactif s'absorbe à l'interface liquide-fluide et va ainsi modifier la tension superficielle. Cette dernière va diminuer jusqu'à atteindre une valeur minimale qu'elle conservera malgré une concentration faible en tensioactif (CMC) : le tensioactif n'est plus assez concentré pour former des micelles et remplir la totalité de la surface du liquide [21].

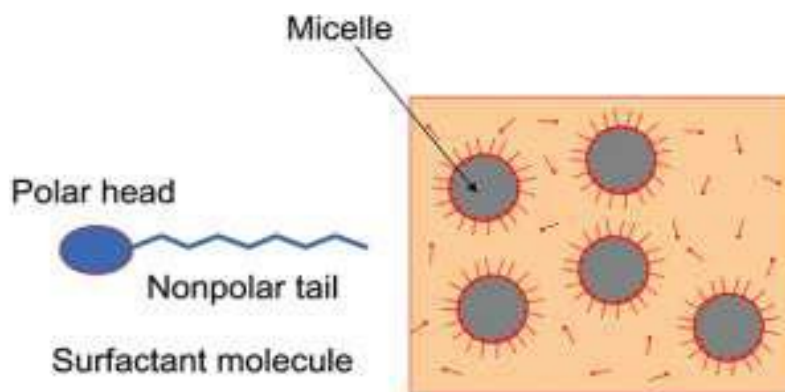


Figure II.4: Schématisation des surfactants et la formation des micelles [4].

II.1.7. Stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion, c'est-à-dire sa résistance à la décomposition, dépend de plusieurs facteurs :

II.1.7.1. Agent émulsifiant

L'agent émulsifiant joue un rôle essentiel dans la stabilité de l'émulsion. En son absence, l'émulsion ne serait pas stable. L'efficacité d'un agent émulsifiant est déterminée par sa vitesse de migration à l'interface et son pouvoir émulsifiant. Les émulsifiants naturellement présents dans le pétrole brut comprennent les fractions à haut point d'ébullition, telles que Les asphaltènes, les résines, les acides organiques et les base [22].

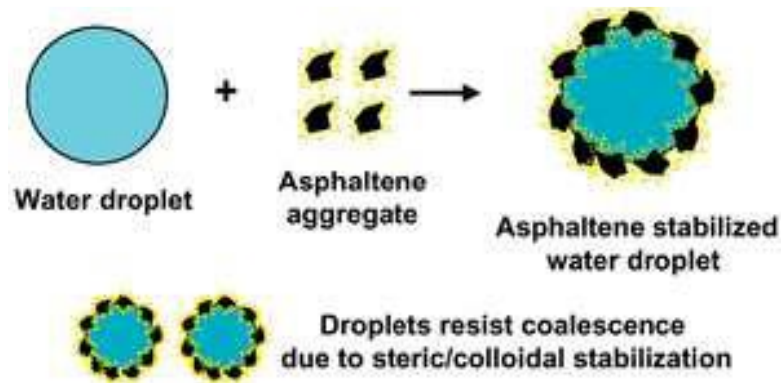


Figure II.5: Mécanisme de stabilisation de l'émulsion par les asphaltènes [4].

Des recherches ont confirmé que ces composés jouent un rôle essentiel en tant que principaux constituants des films interfaciaux qui se forment autour des gouttelettes d'eau dans de nombreuses émulsions pétrolières. Par ailleurs, d'autres tensioactifs peuvent être présents, provenant des produits chimiques injectés dans la formation ou les puits de forage. Parmi ces substances figurent les fluides de forage, les produits chimiques de stimulation, les inhibiteurs de corrosion, les inhibiteurs de tartre, ainsi que les agents de contrôle de la cire et des asphaltènes [22].

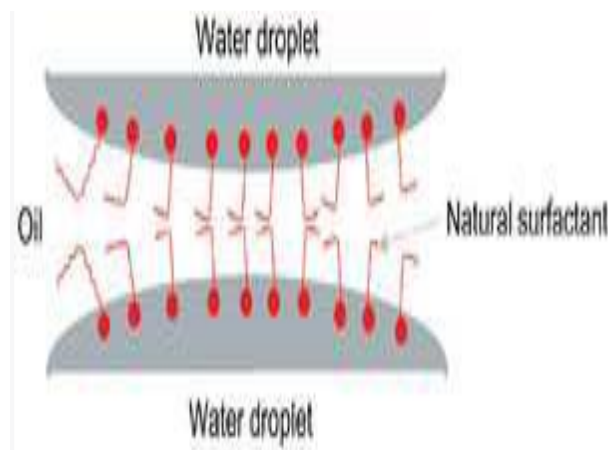


Figure II.6: Formation d'un film interfaciale par des surfactants [4].

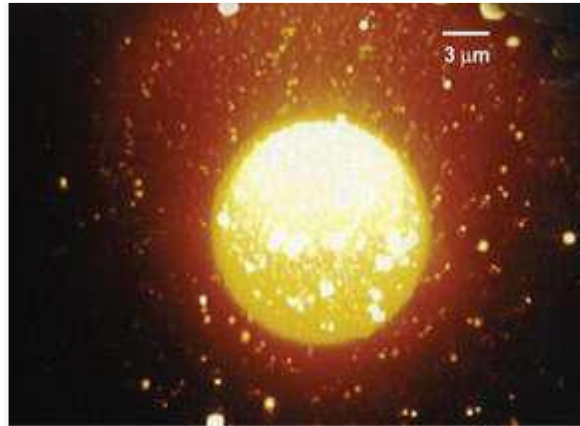


Figure II.7: Photomicrographie d'un film interfaciale [4].

II.1.7.2. Agitation

Le type et l'intensité de l'agitation influencent la taille des gouttelettes d'eau dispersées dans le pétrole brut. Une émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites. La mesure de la granulométrie des gouttelettes d'eau peut être utilisée pour évaluer la stabilité de l'émulsion [4].

II.1.7.3. Viscosité de l'huile

La viscosité de la phase continue, c'est-à-dire de l'huile, joue un double rôle. D'une part, elle empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes sous l'effet de l'agitation. D'autre part, une viscosité élevée peut rendre plus difficile la décantation des gouttelettes d'eau. En général, ces deux effets contraires se compensent [4].

II.1.7.4. La taille des gouttes

Les gouttelettes présentes dans une émulsion peuvent varier en taille, allant de moins d'un micron à plus de 50 microns. Les émulsions composées de gouttelettes de petite taille ont tendance à être plus stables. Lorsqu'il s'agit de séparer l'eau, les gouttelettes doivent coalescer, et plus les gouttelettes sont petites, plus le processus de séparation prend du temps. La distribution de la taille des gouttelettes a un impact sur la viscosité de l'émulsion, qui est plus élevée lorsque les gouttelettes sont plus petites. De plus, une distribution étroite des tailles de gouttelettes contribue également à une viscosité plus élevée de l'émulsion [19].

II.1.7.5. Teneur en eau de l'émulsion

Lorsque la concentration en eau augmente dans une émulsion de type eau dans l'huile, une agitation plus intense est nécessaire pour former l'émulsion. En général, on considère que les émulsions avec une forte teneur en eau sont moins stables.[23].

II.1.7.6. Les particules solides

Dans le domaine de la production pétrolière, on retrouve divers solides finement divisés tels que des particules d'argile, de sable, de limon, des composés asphaltés et cireux, des produits de corrosion, des particules de schiste, des écailles minérales, ainsi que des boues de forage. Ces solides s'accumulent à l'interface entre l'huile et l'eau.

L'efficacité de ces solides dans la stabilisation des émulsions dépend de plusieurs facteurs, notamment :

- La taille des particules : plus les particules sont petites, plus elles ont tendance à former des enveloppes autour des gouttelettes, limitant ainsi leur coalescence.
- Les interactions interarticulaires : les forces d'attraction ou de répulsion entre les particules peuvent influencer leur capacité à se regrouper à l'interface huile/eau.
- La mouillabilité des particules : la capacité des particules à être mouillées à la fois par l'huile et par l'eau joue un rôle dans leur comportement et leur capacité à stabiliser l'émulsion.

Ces facteurs combinés déterminent l'efficacité des solides finement divisés dans la stabilisation des émulsions, en limitant la coalescence des gouttelettes et en maintenant la stabilité de l'émulsion dans le processus de production pétrolière [4].

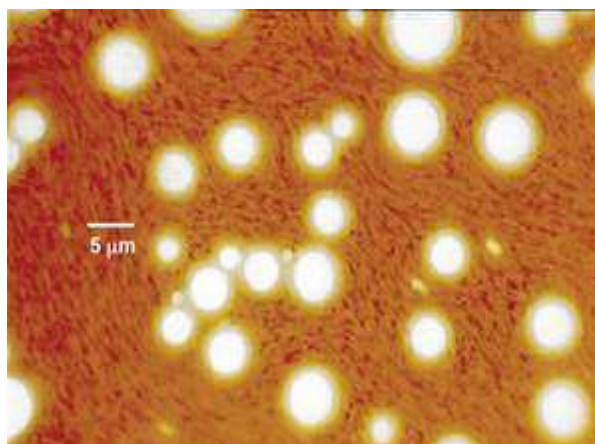


Figure II.8: Photomicrographie d'une émulsion montrant la présence des solides [4].

II.1.7.7. La densité

Selon la loi de Stokes, la différence de densité entre les deux phases aura un impact direct sur la vitesse de décantation [23].

II.1.7.8. La résistance de pellicule à l'interface

La coalescence des gouttes est principalement entravée par la résistance de l'enveloppe qui les entoure. Cette résistance dépend de plusieurs facteurs tels que la taille des gouttes, la présence d'impuretés et la température. Cependant, l'ajout de certains composés chimiques peut modifier la résistance du film, offrant ainsi des possibilités de contrôle de la coalescence [23].

II.1.7.9. La tension de surface

La formation et la stabilisation des émulsions sont principalement influencées par les propriétés de l'interface qui sépare les deux phases immiscibles. À cette interface, les molécules des deux phases s'organisent de manière à minimiser l'énergie libre interfaciale. La tension interfaciale, représentée par le symbole γ et exprimée en N m ou en J m². Mesure cette énergie par unité de surface.

Les agents émulsifiants ont pour effet de réduire la tension de surface intrinsèque du système biphasique considéré. Plus la tension interfaciale entre les deux phases est faible, plus elles ont une forte affinité l'une pour l'autre, ce qui facilite la formation de l'émulsion.

En résumé, les propriétés de l'interface jouent un rôle clé dans la formation et la stabilité des émulsions. La tension interfaciale, réduite par les agents émulsifiants, détermine l'affinité entre les phases et influence la facilité avec laquelle une émulsion peut se former [21].

II.1.7.10. Âge de l'émulsion

Avec le temps, une partie de l'eau présente dans l'émulsion peut se séparer, et l'émulsion restante contient les bulles d'eau les plus fines, ce qui la rend plus stable. De plus, des réactions chimiques complexes peuvent se produire et renforcer le film interfacial, rendant la coalescence des gouttelettes d'eau plus difficile. C'est pourquoi il est nécessaire de traiter les émulsions dès leur formation.[23].

La décantation est régie par la loi de stokes :

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

Avec :

- V_d : Vitesse de décantation (m/s) ;

- r : Rayon de la goutte d'eau (m) ;
- ρ_1 : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m^3) ;
- ρ_2 : Masse volumique de la phase continue (brut) (kg/m^3) ;
- μ_2 : viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s) ;
- g : Accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$) [23].

II.1.8. Etapes de désintégration des émulsions

Il existe deux forces qui s'opposent dans une émulsion : les tensions interfaciales des deux liquides qui tendent à les homogénéiser, et la résistance du film interfacial qui empêche leur fusion dans la phase dispersée.

Le processus de déstabilisation d'une émulsion consiste à rompre les films interfaciaux grâce à une action chimique ou électrique.

Différents moyens, tels que des méthodes chimiques, électriques et mécaniques, sont disponibles pour permettre la fusion des gouttelettes dispersées.

Une fois que les gouttelettes d'eau se sont rapprochées et fusionnées, elles peuvent être séparées par gravité.

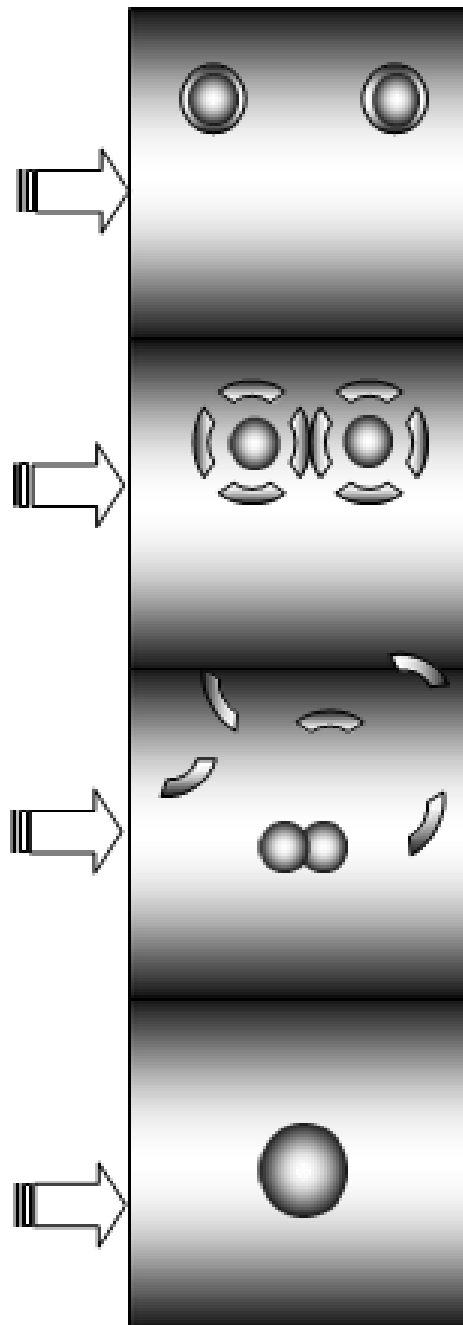


Figure II.9: Principe de désintégration d'émulsion [14].

II.2. Les désémulsifiants

II.2.1. Définition

Les désémulsifiants sont des composés chimiques qui possèdent des molécules comportant un groupe capable d'avoir une affinité pour les surfaces polaires. Ce premier groupe polarisé présente une répartition électronique qui confère à la molécule un moment électrique dipolaire significatif, ce qui lui confère un caractère hydrophile. En revanche, le radical apolaire présente une répartition électronique qui ne génère pas un moment électrique dipolaire significatif, conférant ainsi à la molécule un caractère lipophile. Leurs formules comprennent généralement deux à trois bases, parmi lesquelles les plus courantes sont les copolymères séquencés tels que l'oxyde d'éthylène - oxyde de propylène, parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques, ou des groupements tels que l'éthylène diamine ($\text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-NH}_2$). [24].

II.2.2. Classification des désémulsifiants

Les désémulsifiants peuvent être classés en fonction de leurs principales classes de tensions actives [25].

1. Tensions actives ioniques :

Il existe deux groupes distincts :

- ❖ **Tensions actives anioniques** : Ce sont des produits polaires qui ont tendance à se fixer à l'interface pour former une émulsion d'eau dans le pétrole. Ils déstabilisent l'émulsion en inversant la phase aqueuse. Cependant, ils sont inefficaces lorsque l'émulsion est stabilisée par des asphaltènes.
- ❖ **Tensions actives cationiques** : Tout comme les tensions actives anioniques, ces produits sont polaires et peuvent réagir en neutralisant les charges présentes à l'interface. Les cationiques réagissent avec les argiles par échange de cations, ce qui rend ces argiles lipophiles. En conséquence, cela favorise l'entraînement des hydrocarbures dans l'eau.

- #### 2. Tensions actives non ioniques
- Ces produits ne génèrent pas d'ions dans la solution aqueuse. Ils sont souvent le résultat de la fixation d'un groupement hydrophile (comme une chaîne poly glycolique) sur une molécule organique lipophile. Les désémulsifiants non ioniques les plus utilisés sont les récepteurs de l'émulsion eau/brut. Ils sont très efficaces quel que soit le type de couche stabilisatrice.

II.2.3. Caractéristiques des désémulsifiants

Les désémulsifiants sont des molécules qui jouent un rôle essentiel dans la séparation de l'eau et de l'huile, généralement à de faibles concentrations. Leur fonction est d'empêcher la formation de mélanges entre l'eau et l'huile. Les désémulsifiants présentent généralement une solubilité limitée dans les phases huileuses et migrent vers l'interface huile-eau lorsque de l'eau est mélangée à de l'huile.

Certains désémulsifiants sont des polymères, tandis que d'autres ont des structures similaires à celles des agents émulsifiants non ioniques. Les désémulsifiants jouent un rôle de surfactants important dans la rupture des systèmes d'émulsion.[26].

II.2.4. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants

Comprendre le rôle des désémulsifiants en tant que surfactants, c'est-à-dire des agents actifs à la surface, est crucial. À la base, les molécules de désémulsifiants se composent de deux groupes : un groupe hydrophobe (qui n'aime pas l'eau) et un groupe hydrophile (qui aime l'eau) [26].

Le groupe hydrophobe est une longue chaîne d'atomes d'alkyle qui n'est pas repoussée par l'eau. L'effet hydrophile fait référence aux éléments ayant une préférence pour l'eau (atomes, molécules, gouttelettes et particules). Il existe quatre types de désémulsifiants couramment utilisés pour rompre les émulsions du pétrole brut : anioniques, cationiques, non-ioniques et amphotères. Les désémulsifiants les plus efficaces sont souvent des combinaisons de ces différents types. La classification donnée est basée sur la structure chimique du groupe hydrophile [26].

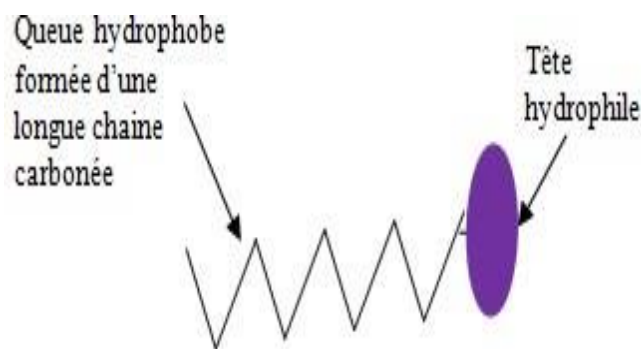


Figure II.10 : Structure de base d'un désémulsifiant [26].

II.5.5. Action des désémulsifiants

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiants :

II.5.5.1. Forte attraction par l'interface eau/huile

Les désémulsifiants agissent de manière similaire aux agents émulsifiants, avec une forte attraction vers l'interface entre l'huile et l'eau. Ils doivent être capables de migrer rapidement à travers la phase huileuse afin d'atteindre l'interface des gouttelettes où ils peuvent interagir avec les agents émulsifiants. Pour être efficaces, les désémulsifiants doivent accomplir trois actions essentielles [27].

II.5.5.2. La floculation

Pendant cette première étape, le désémulsifiant agit en attirant les gouttelettes d'eau qui ont une charge similaire et les rassemble. Cela conduit à la formation de grands amas de gouttelettes d'eau qui, vus au microscope, ressemblent à des grappes d'œufs de poisson. Les gouttelettes sont très proches les unes des autres, et elles peuvent même se toucher à certains endroits, mais elles ne fusionnent pas et conservent leur identité distincte [23].

La vitesse de floculation dépend des facteurs suivants :

- La teneur en eau de l'émulsion : Plus il y a d'eau dans l'émulsion, plus le taux de floculation est élevé.
- Une température élevée de l'émulsion : L'augmentation de la température accroît l'énergie thermique des gouttelettes, ce qui augmente leur probabilité de collision et favorise ainsi la floculation.
- Une faible viscosité de l'huile : Cela réduit le temps de décantation et favorise un taux de floculation plus élevé.
- Une grande différence de densité entre l'huile et l'eau : Cela accélère la vitesse de sédimentation.
- L'application d'un champ électrostatique : Cela augmente le déplacement des gouttelettes vers les électrodes, où elles se regroupent [23].

II.5.5.3. La coalescence

Une fois la floculation réalisée, le film d'émulsifiant reste intact. Si l'émulsifiant est faible, la force de floculation peut être suffisante pour provoquer la coalescence des gouttelettes. Cependant, cela n'est généralement pas le cas, et le désémulsifiant doit favoriser la coalescence en neutralisant l'émulsifiant et en induisant la rupture du film qui entoure les gouttelettes. Lorsque le film d'interface des gouttelettes se rompt dans l'émulsion floculée, cela entraîne une augmentation de la taille des gouttes d'eau [23].

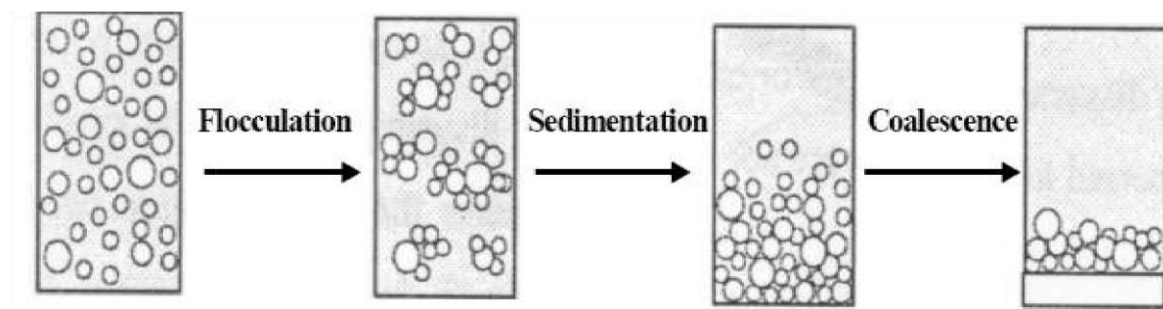


Figure II.11: Mécanisme de la désémulsification [4].

La coalescence est favorisée par les facteurs suivants :

- Un taux élevé de floculation augmente la fréquence des collisions entre les gouttelettes.
- L'absence de films mécaniquement forts qui stabilisent les émulsions.
- Une tension interfaciale élevée : le système cherche à réduire son énergie libre en favorisant la coalescence.
- Une proportion élevée d'eau accroît la fréquence des collisions entre les gouttelettes.
- Une faible viscosité interfaciale facilite le drainage du film et la coalescence des gouttes.
- Des températures élevées réduisent la viscosité de l'huile et de l'interface, et augmentent la fréquence des collisions entre les gouttes [4].

II.5.5. 4. Le mouillage des solides

Les impuretés présentes dans l'émulsion ont un impact direct sur les tensions interfaciales qui forment le film responsable de la stabilité de l'émulsion. L'objectif est de perturber cette couche protectrice afin de favoriser la coalescence des gouttelettes [4].

Pour déstabiliser le film, il est nécessaire de modifier les tensions de surface entre les impuretés et les phases huile ou eau. On cherche à atteindre une situation où la tension superficielle entre une impureté et un liquide est supérieure à la somme des deux autres tensions de surface considérées. Ainsi, l'impureté est repoussée vers l'autre liquide, provoquant son mouillage. Cela entraîne la rupture du film et permet le début du processus de décantation [4].

II.5. Les Avantages et inconvénients des désémulsifiants

Les désémulsifiants ne causent pas de pollution environnementale car ils sont mélangés avec le brut circulant dans les installations et les équipements, ce qui évite leur rejet direct.

- Ils garantissent la conformité du brut aux exigences des raffineurs.

- L'eau récupérée après utilisation des désémulsifiants est de haute qualité.
- Ces produits améliorent l'efficacité des installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes grâce à une réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en réduisant les volumes à transporter.
- Ils réduisent les risques de corrosion et les coûts de transport en séparant rapidement la phase aqueuse du brut.
- Cependant, une utilisation excessive de désémulsifiants peut stabiliser l'émulsion, ce qui peut perturber le traitement de l'eau industrielle [28].

Conclusion

En conclusion, la gestion de l'émulsion et dans le traitement du pétrole brut est l'un des aspects critiques de l'industrie pétrolière. Une compréhension approfondie de la formation et de la rupture de l'émulsion, ainsi que le choix judicieux des désémulsifiant, permettent d'améliorer et de maximiser la production de pétrole de qualité.

Chapitre 3 :
Généralités
sur le
dessalage

Introduction

Le pétrole brut souvent renferme de l'eau, des sels, des particules solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. Il est essentiel de limiter la salinité à 40 mg/l et le pourcentage de BSW (Basic Sédiment and Water) à moins de 1%. Pour atteindre cet objectif, des techniques avancées et des recherches constantes sont menées sur le pétrole brut afin d'éliminer les sels et l'eau qu'il contient. Ces mesures visent à préserver les installations de traitement et à améliorer le prix de vente du baril. La première étape consiste à effectuer un processus de dessalage (déshydratation) afin de réduire la corrosion, l'obstruction et l'encrassement des installations [9].

L'unité de dessalage joue un rôle essentiel dans l'élimination des sels minéraux présents dans le pétrole brut en les lavant à l'eau. En effet, ces sels peuvent causer des problèmes de corrosion et d'obstruction dans les installations de traitement du brut. Le processus de dessalage permet également de récupérer les sédiments encore présents dans le pétrole brut. La séparation entre le brut dessalé et l'eau se fait dans un grand réservoir décanteur horizontal appelé dessaleur.

La technique de dessalage d'un pétrole brut en utilisant un champ électrique a été découverte en 1908 par COTTRELL, connu pour ses travaux sur la précipitation électrique des aérosols [9].

Les premières utilisations industrielles de ce procédé de dessalage remontent à 1935 aux États-Unis. En revanche, en France, les dessaleurs électrostatiques n'ont fait leur apparition dans les raffineries qu'à partir des années 60. Aujourd'hui, la quasi-totalité des raffineries sont équipées de dessaleurs électrostatiques [9].

III.1. Le dessalage**III-1.1. Définition**

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie pétrolière, car elle conduit au bon fonctionnement des traitements aval. En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement des unités de traitement de brut, cela peut provoquer des effets néfastes sur l'ensemble des installations comme [18].

- Encrassement des échangeurs et des fours.
- Corrosion des circuits de tête des colonnes.
- Obtention des résidus riche en sels.

II-1.2. Objectifs de dessalage

Les raisons qui nécessitent le dessalage sont de trois natures différentes. Tout d'abord, dans certaines conditions, les sels ont tendance à se cristalliser en plaques à l'intérieur des tuyaux, des conduites et des installations de traitement, ce qui entrave la production. De plus, la présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques. En outre, les exploitants sont tenus, par contrat avec les raffineurs, de fournir du pétrole brut avec une salinité inférieure à 40 mg de chlorures par litre [3].

Par conséquent, l'objectif sera de :

1. Éliminer l'eau par le processus de déshydratation.
2. Éliminer les sels par le processus de dessalage.

Pour :

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

II-1.3. Types de dessaleur

il existe trois types de dessaleur:

- ❖ les dessaleurs sphériques.
- ❖ les dessaleurs verticaux.
- ❖ les dessaleurs horizontaux.

Les installations de dessalage sont généralement composées de deux étages. Dans le premier étage, environ 75 à 80% de la masse d'eau est éliminée, ainsi que 95 à 98% du sel. Dans le deuxième étage, environ 60 à 65% de l'eau restante et 98% du sel restant sont éliminés.

Le nombre d'étages nécessaires dépend du volume et de la qualité du pétrole brut, notamment de sa teneur en eau, sa teneur en sel, sa résistance à l'émulsion, ainsi que du type et de la productivité de l'appareil utilisé.

Dans les installations modernes, on utilise souvent des dessaleurs cylindriques horizontaux qui offrent plusieurs avantages. Ils disposent d'une grande surface d'électrodes, ce qui augmente leur productivité spécifique. De plus, la vitesse du mouvement vertical du pétrole est faible, ce qui favorise une meilleure décantation de l'eau. Enfin, ces dessaleurs sont capables de fonctionner à haute pression et à haute température [3].

III.2. Procédés de dessalage

Il existe trois principaux types de dessalage, à savoir :

- ❖ méthode chimique,
- ❖ méthode mécanique

❖ méthode électrique.

Chacune de ces méthodes vise à regrouper les gouttelettes d'eau dispersées en de plus grosses gouttes qui peuvent ensuite se déposer plus rapidement dans le décanteur. Dans de nombreuses unités de traitement, une combinaison des méthodes chimiques et électriques est utilisée simultanément pour traiter les émulsions stables. Cela permet d'optimiser l'efficacité du dessalage en utilisant les avantages de chaque méthode et en assurant une séparation plus efficace de l'eau et des sels du brut. [25].

II.2.1. Procédé chimique

La désintégration des émulsions peut être réalisée à l'aide de produits chimiques appelés agents désémulsifiants. Différentes méthodes sont utilisées pour obtenir cette désintégration :

- L'absorption de l'agent émulsifiant actif par un produit tensioactif plus puissant et ayant une solidité moindre de la pellicule absorbante.
- La formation d'émulsions de types opposés, ce qui permet d'inverser les phases.
- La dissolution de la pellicule absorbante par réaction chimique en présence de l'agent émulsifiant ajouté dans l'émulsion.
- Le choix des désémulsifiants dépend de plusieurs facteurs tels que la nature du pétrole, la quantité et la composition de la phase aqueuse, l'intensité du mélange, la température et la vitesse de décantation, entre autres. [20].
- Il est important de noter que le réactif choisi pour une émulsion spécifique peut ne pas être efficace pour d'autres émulsions. Le réactif peut être introduit de différentes manières, soit :
 - dans le réservoir de décantation,
 - dans les tuyauteries reliant le réservoir d'accumulation à l'installation de désémulsification,
 - directement dans les puits de pétrole. L'introduction directe dans les puits vise à traiter une émulsion récente sans lui permettre de vieillir et d'augmenter sa stabilité pendant le stockage.

Les procédés chimiques de désintégration des émulsions sont largement utilisés en raison de leur souplesse et de leur simplicité. Les meilleurs réactifs sont ceux qui sont facilement disponibles, efficaces et qui ne modifient pas les propriétés du pétrole. Avant d'être traitée chimiquement, l'émulsion doit être préalablement chauffée, généralement dans des échangeurs de chaleur à faisceaux tubulaires dans les raffineries, afin d'activer le processus de désémulsification. [19].

III.2.2.Procédé mécanique

Les trois étapes essentielles sont les suivantes :

a. La décantation :

La plupart des équipements de traitement du pétrole brut utilisent le principe de décantation, qui repose sur la différence de densité, pour séparer les gouttelettes d'eau de l'huile. Le mouvement des gouttelettes d'eau à travers l'huile est favorisé par les frottements causés par la viscosité de l'huile [3]. Ce processus est efficace uniquement pour les émulsions stables en raison des différences de poids spécifique entre les composants de l'émulsion. Le traitement thermique des émulsions accélère le processus de décantation.

b. La centrifugation (l'essorage) :

La centrifugation permet d'obtenir une déshydratation et un dessalage presque complets, mais son utilisation est limitée en raison de son faible débit et des coûts élevés associés à son exploitation. Avant la centrifugation, on mélange au pétrole une quantité de 5 à 10 % d'eau et on chauffe le mélange à une température de 80°C. Ensuite, on le brasse soigneusement et on le traite dans les centrifugeuses.

c. La filtration :

Pour déshydrater le pétrole, on utilise des copeaux de remblai peuplier et d'autres copeaux à bords aigus qui regroupent les grosses gouttes, facilitant leur écoulement par gravité. Les colonnes de filtration sont principalement utilisées lorsque les émulsions du pétrole ont déjà été désagrégées, mais que les gouttelettes restent en suspension et ne se déposent pas. Cependant, l'inconvénient majeur de la filtration est le colmatage rapide du matériau filtrant par les particules du sol, ce qui nécessite un remplacement fréquent du garnissage.

III.2.3.Procédé électrique

Après le passage par les séparateurs, le pétrole brut contient toujours de l'eau et des sels sous forme d'une émulsion très stable. Le dessaleur électrostatique utilise une méthode efficace pour rompre ces émulsions en fournissant l'énergie nécessaire. Les particules dans l'émulsion acquièrent des charges de polarité opposée grâce à un champ électrique alternatif à haute tension. Lorsque les charges atteignent un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, ce qui fait fusionner les fines gouttelettes d'eau en des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir [19].

- ✓ Il est indésirable que le gaz se dégage dans le réservoir, donc pendant le processus de dessalage, la pression dans l'appareil est augmentée pour éviter l'évaporation des composants légers, maintenant ainsi les gaz dissous.

- ✓ Cependant, une nouvelle émulsion d'environ 5% d'eau douce se forme dans le pétrole brut. Cette nouvelle émulsion est à son tour détruite, entraînant également les gouttelettes d'eau salée présentes initialement.
- ✓ L'eau qui est retirée contient à peu près la même proportion d'eau douce et d'eau salée que le mélange d'émulsion initial. Quatre opérations fondamentales se produisent dans le dessaleur électrostatique.
- ✓ Les gouttes d'eau acquièrent donc une masse suffisante pour descendre par gravité vers le fond du dessaleur, ce qui correspond au processus de décantation.

III.3. Mécanisme de dessalage électrostatique

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives [19] :

III.3.1. Diffusion des sels dans l'eau de lavage

L'opération de lavage, dissolution et dilution, consiste à faire passer les sels contenus dans le brut dans la phase eau. L'eau de lavage sert à dissoudre les cristaux de sel contenus dans le brut, pour assurer le meilleur contact eau/huile. L'émulsion réalisée doit être assez fine, dont la dimension varie selon le taux de lavage utilisé. Le mélange eau/huile s'effectue à travers une vanne de mélange, dont le réglage est effectué, de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible. [6].

III.3. 2. Coalescence des gouttelettes d'eau

L'émulsion eau/brut stable est fortement stabilisée par des molécules polaires telles que les asphaltènes et des solides finement divisés. Ces agents contribuent à la stabilité de l'émulsion, ce qui rend nécessaire l'utilisation de certains désémulsifiants. La difficulté de coalescence dépend de la quantité d'émulsifiant naturel présente dans le brut, ainsi que de la présence de solides finement divisés.

Deux mécanismes entraînent la coalescence des gouttelettes :

- a. Les forces d'attraction entre les gouttelettes résultant de la polarité des molécules d'eau, qui ont tendance à s'orienter et à se rapprocher les unes des autres.
- b. L'agitation provoquée par le champ électrique appliqué.

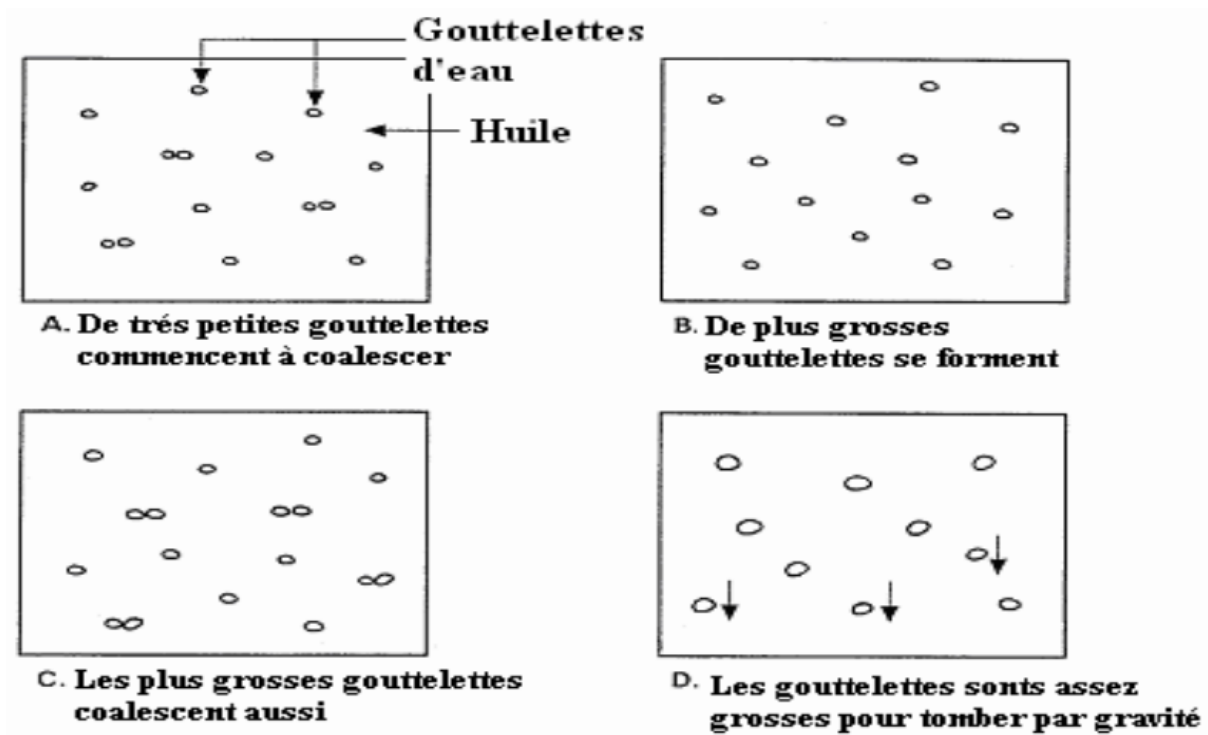


Figure III.1: la coalescence [19].

$$F = KE^2r^2 \left[\frac{r}{d} \right]^4 \quad \text{eq III.1}$$

Avec r : rayon de la gouttelette ;
 d : distance entre les centres des gouttelettes ;
 E : gradient de tension ;
 K : constante.

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

$$V_c = \frac{K' Y^{\frac{3}{4}}}{\mu} \quad \text{eq III.2}$$

Avec :

V_c : Vitesse de coalescence ;
 Y : Taux d'eau de lavage ;
 μ : Viscosité dynamique du brut ;
 K' : Constante.

Donc on peut conclure que la coalescence dépend de :

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

III.3.3. La décantation

En réponse au champ électrique, les gouttelettes d'eau se regroupent et forment des gouttes plus volumineuses. En raison de leur densité plus élevée que celle du brut, ces grosses gouttelettes se séparent et se déposent au fond du dessaleur [9].

La vitesse de décantation de ces gouttelettes est déterminée par la formule de Stokes.

$$V_d = \frac{g \cdot D_p^2 (d_1 - d_2)}{18 \mu_b \cdot d_2} \quad \text{eq III.3}$$

Avec :

V_d : Vitesse de décantation (m/s) ;

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

d_1 : Densité de la phase dispersée (kg/m^3) ;

d_2 : Densité de la phase continue (kg/m^3) ;

μ_b : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa.s).

Afin d'améliorer le processus de décantation, il est avantageux de prendre en compte les mesures suivantes :

- Augmenter la taille des gouttelettes d'eau en augmentant la quantité d'eau injectée et en utilisant des désémulsifiants.
- Opérer à la température la plus élevée possible pour réduire la viscosité de la phase continue.

Dans la pratique, les dessaleurs sont dimensionnés pour une viscosité de deux centpoises et pour un temps de décantation apparent compris entre 20 et 30 minutes[24].

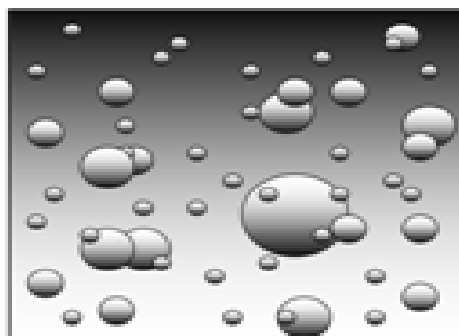
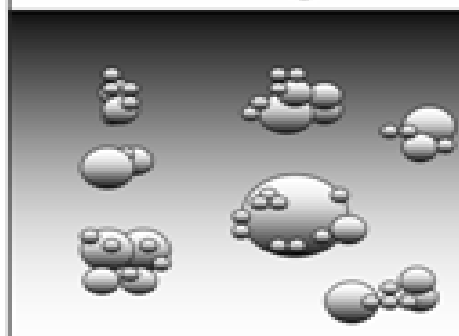
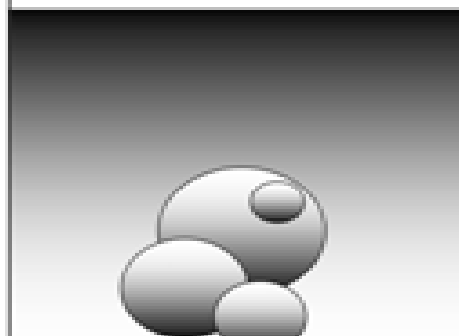
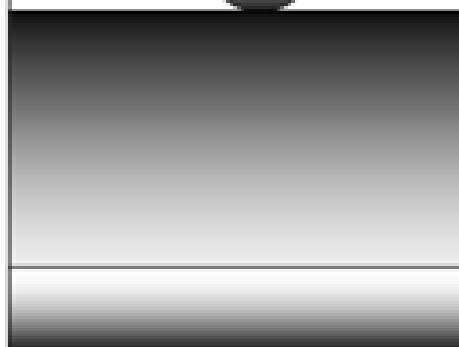
Emulsion**Floculation****Coalescence****Decantation**

Figure III.2: Principe de dessalage [14].

III.4. Paramètres de marche et leur influence

Les paramètres de conception utilisés par les constructeurs pour dimensionner le matériel N'est pas pris en compte [2]:

III.4.1. Niveau d'interface eau/brut

La coalescence électrique est perturbée par toute variation significative du niveau d'eau, qui est déterminée par l'électrode primaire ou la plus basse de l'installation [9].

III.4.2. Température de dessalage

La température de la charge du brut est un facteur crucial pour le fonctionnement efficace du dessaleur. Elle peut varier de 70 °C à 150 °C. Si la température est inférieure à celle spécifiée, l'efficacité de dessalage est réduite en raison de l'augmentation de la viscosité, ce qui rend la séparation de l'eau plus difficile. D'autre part, des températures plus élevées peuvent également réduire l'efficacité de dessalage en raison de la conductivité électrique plus élevée du pétrole brut. La température affecte également la vitesse de coalescence en influençant la viscosité, qui est très sensible à ce paramètre [9].

III.4.3. Taux d'injection d'eau de lavage

L'eau de lavage sert à mouiller les cristaux de sel et à les dissoudre. La force d'attraction entre les gouttelettes (la coalescence) est très influencée par le taux de lavage et par la température. Un taux de lavage trop élevé peut provoquer [9]:

- ✓ Entraînement d'eau avec le pétrole dessalé (perturbation de l'unité).
- ✓ Moussage qui gêne l'opération de dessalage.

III.4.4. Nature de l'eau de lavage

Il est possible d'utiliser de l'eau douce en complément, cependant, étant donné qu'elle contient une concentration élevée d'oxygène, il est préférable de la mélanger avec de l'eau de procédé (telle que l'eau de la tour de distillation ou de craquage catalytique). Cette méthode permet d'éliminer l'oxygène en le faisant réagir avec les sulfures présents dans l'eau de procédé [9].

III.4.5. La pression de service

La salinité du brut n'est pas influencée par la pression, mais celle-ci peut avoir un impact sur le fonctionnement du dessaleur. La pression dans le dessaleur doit être maintenue à un niveau adéquat pour éviter la vaporisation du brut. La vaporisation entraîne des conditions instables, un fonctionnement irrégulier et une perte d'efficacité dans le processus de dessalage. En cas de baisse de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturées en eau, ce qui les rendra plus conductrices que le brut. Cela entraînerait une consommation excessive d'énergie électrique. L'énergie supplémentaire sera convertie en chaleur, ce qui réchauffera davantage le brut et provoquera la vaporisation, entraînant ainsi le déclenchement des électrodes [9].

III.4.6. Perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange

La perte de charge (ΔP) au niveau de la vanne de mélange est une mesure du degré de mélange entre le brut et l'eau de lavage. Elle facilite l'arrivée de l'eau jusqu'aux cristaux de sel et favorise leur dissolution en créant un mélange étroit entre l'eau et le brut. La valeur de cette

perte de charge (ΔP) est déterminée expérimentalement pour chaque type de brut. Elle dépend généralement de la qualité du brut (lourd ou léger). Une augmentation de la perte de charge tend à former une dispersion très fine, ce qui rend la destruction des émulsions plus difficile. En revanche, une perte de charge trop faible entraîne un lavage incomplet. Dans la pratique, cette perte de charge varie généralement entre 0,2 et 2 bars, en fonction de la nature du brut traité [9].

III.4.7. Influence du champ électrique

L'influence du champ électrique sur la force d'attraction des gouttelettes d'eau conduit à la promotion de la collision et de la coalescence des gouttelettes d'eau salée dispersées dans le brut. Chaque gouttelette, lorsqu'elle est soumise à l'action du champ électrique, subit une polarisation, ce qui entraîne l'apparition d'une attraction électrostatique entre les particules. L'objectif est d'atteindre des tensions critiques, en dessous desquelles il y a un risque de déformation des gouttelettes, les faisant se diviser davantage et entraînant ainsi le déclenchement du dessaleur [10].

III.4.8. Temps de séjour

Lorsque le temps de séjour augmente, la quantité d'eau résiduelle diminue. Cependant, en dessous d'une certaine valeur, généralement autour de 10 minutes, l'eau n'a pas suffisamment de temps pour se décanter, quelles que soient les conditions de température. Le temps de séjour joue un rôle crucial dans le processus de dessalage, car il a un impact direct sur la coalescence et surtout sur la décantation. Il peut être calculé à l'aide de la relation suivante [29]:

$$T_s = V / Q \quad \text{eq III.4}$$

Où :

T_s : temps de séjour ou temps de rétention

V : volume de la capacité (m³)

Q : débit volumique de la charge

Q Le temps de séjour joue un grand rôle dans le dessalage, il influe directement sur la coalescence et surtout sur la décantation. = $Q_{\text{brut}} + Q_{\text{eau}}$.

III.4.9. Taux de désémulsifiant

Le taux d'injection de désémulsifiant varie de 5 à 50 ppm en fonction de la nature du brut à traiter et du désémulsifiant utilisé. Les désémulsifiants disponibles sur le marché, commercialisé sous différentes marques, agissent en neutralisant les agents émulsifiants [9].

III.5 Introduction au dessalage électrostatique**III.5.1 Définition**

Le Dessalage électrostatique est un processus de Dessalage de l'eau qui utilise des principes électrostatiques pour éliminer les ions dissous et les impuretés de l'eau salée ou saumâtre. Contrairement à d'autres méthodes de Dessalage telles que l'osmose inverse, qui nécessitent une grande quantité d'énergie pour exercer une pression sur l'eau à travers une membrane semi-perméable, le Dessalage électrostatique exploite les forces électriques pour séparer les ions de l'eau.

Le processus de Dessalage électrostatique implique généralement l'utilisation d'électrodes chargées pour attirer les ions dissous dans l'eau salée. Les ions positifs sont attirés vers l'électrode négative (cathode), tandis que les ions négatifs sont attirés vers l'électrode positive (anode). Cette séparation permet de purifier l'eau en éliminant les impuretés dissoutes, produisant ainsi de l'eau douce.

III.5.2 Le dessaleur électrostatique

Lorsqu'il est question de dessalage et, par conséquent, de dessaleur, on associe souvent immédiatement le dessaleur électrostatique qui se trouve en aval du processus de séparation ou de déshydratation s'il est intégré dans la chaîne de traitement [14].



FigureIII.3 :Dessaleur électrostatique [33].

Le fonctionnement d'un dessaleur électrostatique repose sur la création d'un champ électrique intense entre deux électrodes, généralement sous la forme de plaques ou de grilles. L'eau salée est introduite dans la chambre de Dessalage, et le champ électrique appliqué génère des forces électrostatiques sur les ions dissous.

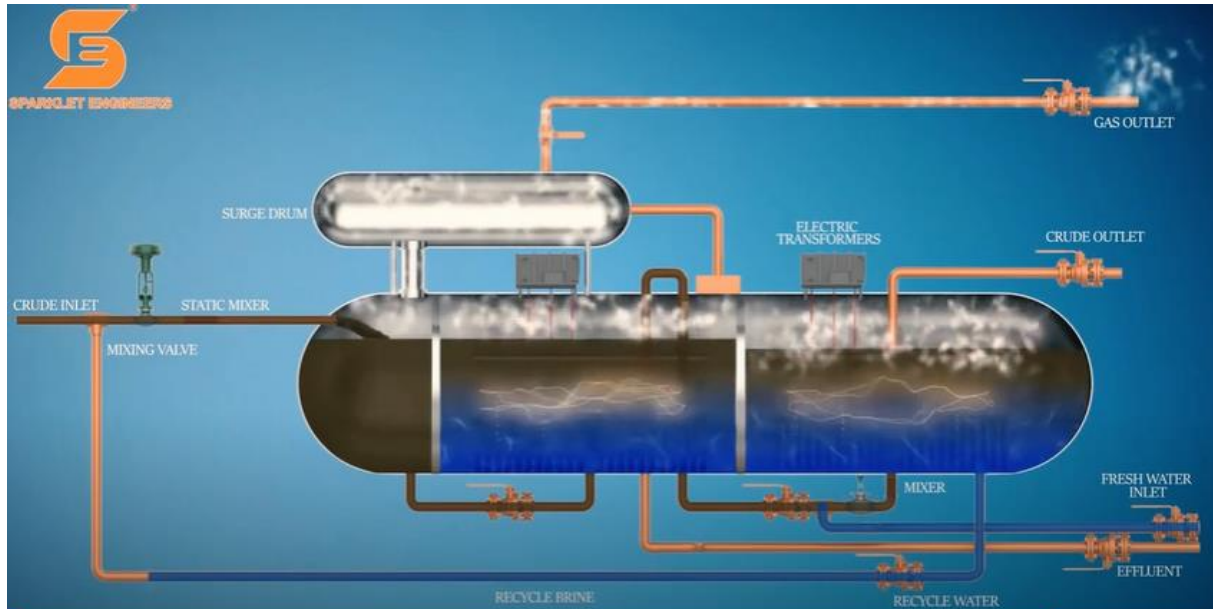


Figure III.4 : Dessalage électrostatique [30].

Ces forces électrostatiques vont induire la migration des ions vers les électrodes de polarité opposée. Par exemple, les ions positifs, tels que les ions sodium (Na^+) ou les ions magnésium (Mg_2^+), seront attirés vers l'électrode négative, appelée cathode, tandis que les ions négatifs, comme les ions chlorure (Cl^-) ou les ions sulfate (SO_4^{2-}), seront attirés vers l'électrode positive, appelée anode.

Lorsque les ions atteignent les électrodes, ils sont capturés et retirés de l'eau salée, permettant ainsi la production d'eau douce. Différents mécanismes de capture peuvent être utilisés, tels que l'adsorption sur des matériaux spécifiques ou la précipitation des ions sous forme de sels insolubles.

III.5.3 Le dessalage électrostatique à double polarité et double fréquence

III.5.3.1 Le principe

Le Dessalage électrostatique repose sur le principe selon lequel différentes substances ont des conductivités électriques et des permittivités différentes. Dans le contexte du Dessalage du pétrole brut, la phase hydrocarbonée (pétrole) et la phase aqueuse (eau avec des sels dissous) présentent des propriétés électriques contrastées.

Le principe clé du Dessalage électrostatique est l'application de champs électriques pour provoquer la séparation de l'eau et du sel du pétrole brut. Lorsqu'un champ électrique est appliqué, les particules chargées dans le mélange subissent des forces électriques qui les font se déplacer et se séparer en fonction de leur charge et de leur taille.

La phase hydrocarbonée, qui a une faible conductivité électrique et permittivité, a tendance à résister au champ électrique et reste relativement inchangée. En revanche, la phase aqueuse, composée d'eau et de sels dissous, présente une conductivité électrique et une permittivité plus élevées, la rendant plus réactive au champ électrique.

Dans le Dessalage électrostatique à double polarité et double fréquence, l'application de charges positives et négatives sur les électrodes améliore l'efficacité de la séparation. En utilisant les deux polarités, un plus large éventail d'impuretés peut être attiré et éliminé du flux hydrocarboné. Cela améliore l'efficacité globale du processus de Dessalage.

De plus, le fonctionnement à double fréquence joue un rôle crucial dans l'optimisation du processus de Dessalage. L'utilisation de deux fréquences différentes permet d'ajuster précisément la force du champ électrique et d'améliorer l'efficacité de la séparation pour différents types de pétrole brut et d'impuretés.

La fréquence plus basse est généralement utilisée lors des premières étapes du Dessalage. Elle crée un champ électrique plus fort qui favorise la coalescence des gouttelettes d'eau. Cela facilite la séparation de l'eau de la phase hydrocarbonée en les faisant fusionner et augmenter de taille, ce qui les rend plus faciles à séparer.

La fréquence plus élevée, utilisée dans les étapes ultérieures du Dessalage, génère un champ électrique plus fin. Cela permet de supprimer les plus petites gouttelettes d'eau et les traces résiduelles d'eau et de sel de l'huile, améliorant ainsi la qualité du produit final.

La théorie du Dessalage électrostatique à double polarité et double fréquence repose sur l'utilisation des propriétés électriques de la phase hydrocarbonée et de la phase aqueuse pour séparer sélectivement les impuretés du pétrole brut. En utilisant une double polarité et une double fréquence, le processus de Dessalage devient plus efficace, permettant des taux de séparation plus élevés et une production d'huile de meilleure qualité.

La technologie impliquée dans le Dessalage électrostatique à double polarité et double fréquence englobe la conception et la configuration du dessaleur, y compris les électrodes, les systèmes électriques, les mécanismes de contrôle et les techniques de surveillance. Les avancées dans les matériaux des électrodes, l'automatisation et les algorithmes d'optimisation continuent de contribuer au développement continu et à l'amélioration de cette technique de Dessalage.

III.5.3.2 La technologie de double polarité

a. Définition

La technologie de double polarité, développée vers 1972 et existant depuis 40 ans en 2012, est utilisée pour éliminer l'eau salée de l'émulsion de pétrole brut. Elle utilise un champ électrique alternatif (AC) faible pour éliminer l'eau en vrac, suivi d'un champ électrique continu (DC) plus fort pour éliminer les gouttelettes d'eau restantes. Grâce à des plaques d'électrodes chargées alternativement positivement et négativement, cette technologie évite la corrosion électrolytique. Les gouttelettes d'eau chargées sont attirées vers les électrodes de polarité opposée, où elles acquièrent une charge de polarité correspondante avant d'être séparées de l'émulsion et déposées dans une phase saumure distincte [3].

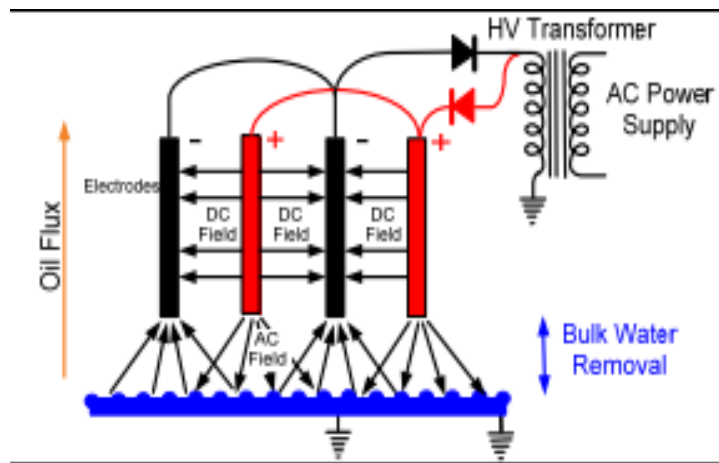


Figure III.5 : Configuration typique de double polarité [31].

b. La puissance de la double polarité :

Le concept de double polarité dans le Dessalage électrostatique implique l'application de charges positives et négatives aux électrodes pour améliorer l'efficacité de la séparation des impuretés. Cette approche permet d'attirer et d'éliminer un large éventail d'impuretés qui peuvent porter des charges positives ou négatives.

Lorsque des charges positives sont appliquées aux électrodes, les particules chargées négativement dans le flux de pétrole brut sont attirées vers les électrodes positives. De même, lorsque des charges négatives sont appliquées, les particules chargées positivement sont attirées vers les électrodes négatives. En utilisant à la fois des charges positives et négatives, le Dessalage électrostatique devient plus efficace pour capturer et éliminer les impuretés.

Cette méthode de double polarité élargit la plage d'impuretés capturées, car différents types d'impuretés peuvent avoir des charges opposées. Certains contaminants présents dans le flux hydrocarboné peuvent être chargés positivement, tandis que d'autres peuvent être chargés négativement. En utilisant les deux polarités, le processus de Dessalage peut attirer et éliminer un spectre plus large d'impuretés, améliorant ainsi l'efficacité globale de la séparation.

L'application de charges positives et négatives aux électrodes permet également de minimiser les effets d'interférence électrostatique. Les impuretés chargées de manière opposée peuvent interagir et se repousser mutuellement dans un champ électrique. Cependant, en utilisant la double polarité, les forces électrostatiques opposées sont appliquées simultanément, contrecarrant ces effets d'interférence et améliorant ainsi l'efficacité de la séparation.

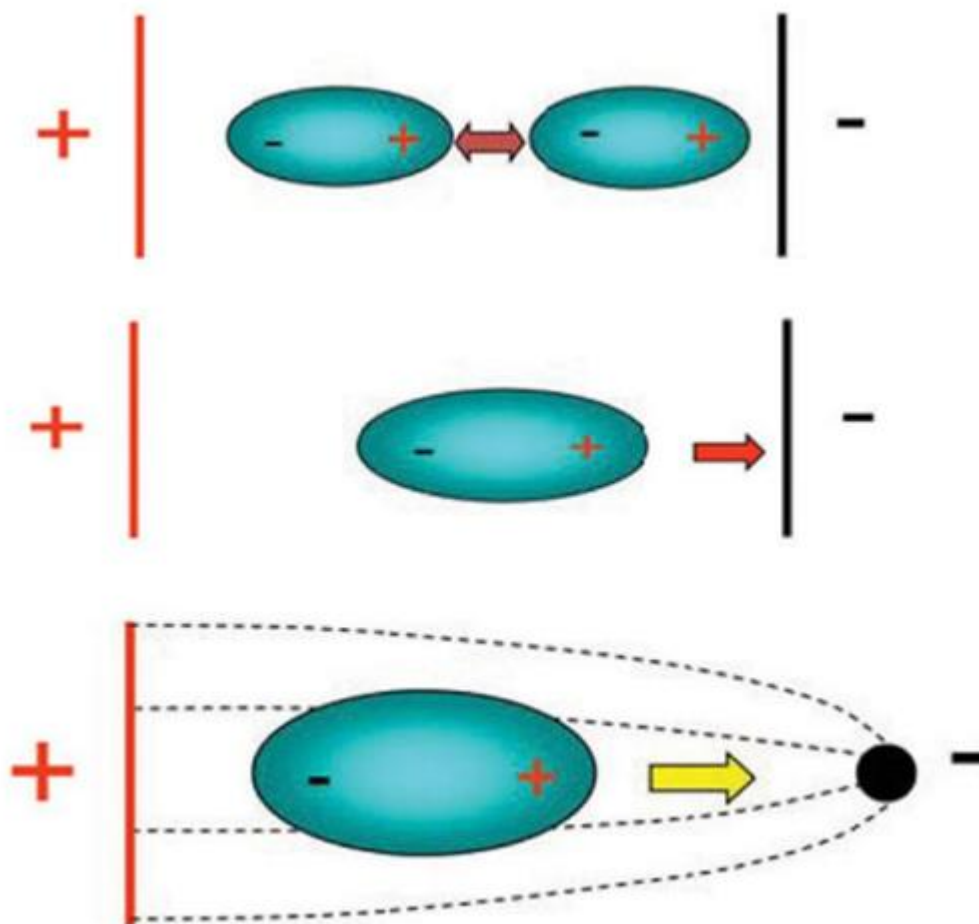


Figure III.6 :Le principe de la double polarité [35].

III.5.3.3 La technologie de double fréquence

a. Définition

La technologie de double fréquence utilise à la fois des champs électriques alternatifs (AC) et continus (DC) pour éliminer l'eau et améliorer l'efficacité du traitement. La fréquence de base est réglée pour minimiser la décroissance du champ, tandis que la fréquence d'impulsion est modulée pour énergiser les gouttelettes d'eau et faciliter leur coalescence. Cette modulation de fréquence permet d'injecter plus d'énergie dans les gouttelettes et de surmonter la tension interfaciale. La technologie de double fréquence permet également une récupération rapide de la tension interfaciale après le traitement, ce qui évite la redispersion des gouttelettes. Cette technologie peut être mise en œuvre en adaptant une configuration d'électrodes existante et en modifiant l'alimentation électrique [31].

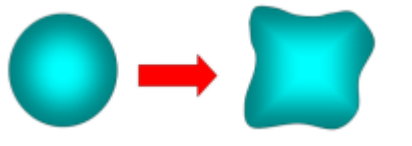


Figure III.7 :Oscillation à fréquence de résonance [31].

b. Amélioration de la Purification du Pétrole Brut grâce à la Double Fréquence

L'approche de double fréquence permet une séparation plus efficace et ciblée. La composante de basse fréquence du champ électrique appliqué joue un rôle crucial dans la séparation initiale et la coalescence des gouttelettes d'eau. Cette fréquence est choisie pour correspondre au temps de relaxation caractéristique des gouttelettes d'eau, ce qui entraîne une coalescence et un dépôt améliorés. En conséquence, de plus grosses gouttelettes d'eau se forment, ce qui facilite leur séparation de la phase d'huile.

D'autre part, la composante de haute fréquence du champ électrique est utilisée pour éliminer les plus petites gouttelettes d'eau et les traces résiduelles qui peuvent subsister après la séparation initiale. La fréquence plus élevée est choisie pour correspondre au temps de relaxation caractéristique des gouttelettes plus petites, ce qui améliore leur coalescence et leur élimination ultérieure. Cela permet une purification plus approfondie du pétrole brut, réduisant la teneur en eau à des niveaux souhaités et minimisant la présence de sel et d'autres impuretés.

En utilisant deux fréquences différentes dans le processus de Dessalage, l'intensité du champ électrique peut être ajustée de manière précise pour obtenir une séparation optimale des différents types de pétrole brut et d'impuretés. Les compositions du pétrole brut peuvent varier considérablement en fonction de la source, et l'utilisation de l'approche de double fréquence permet la flexibilité et l'adaptabilité nécessaires pour traiter des charges diverses. Cela permet de personnaliser et d'optimiser le processus de Dessalage pour éliminer efficacement l'eau, le sel et d'autres impuretés, améliorant ainsi la qualité globale du pétrole brut et garantissant des opérations plus fluides dans les processus en aval.

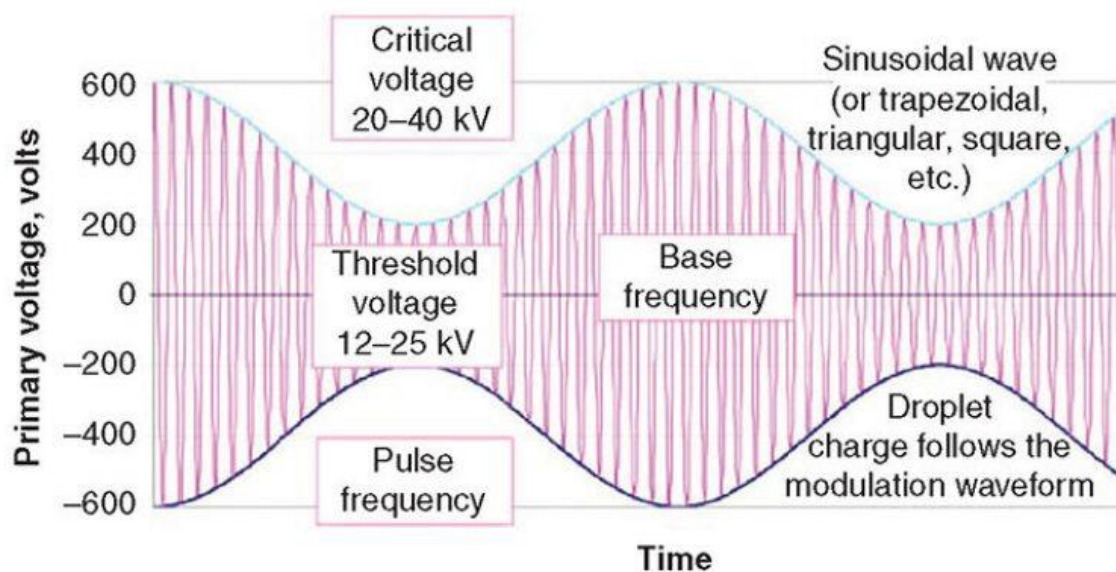


Figure III .8 : Modulation de fréquence bimodale dans le système à double fréquence [35].

III.5.3.4 Les composants du dessaleur électrostatique DPDF

Le dessaleur électrostatique à double polarité double fréquence (DPDF) comprend plusieurs composants essentiels qui travaillent en synergie pour réaliser le processus de Dessalage électrostatique. Voici une description des principaux composants :

1. **Électrodes :** Les électrodes sont des éléments conducteurs essentiels du dessaleur électrostatique DPDF. Elles sont généralement sous la forme de plaques, de grilles ou de tubes disposés dans la chambre de Dessalage. Les électrodes peuvent être fabriquées à partir de matériaux conducteurs tels que l'acier inoxydable, l'aluminium ou d'autres alliages métalliques. La configuration et la disposition des électrodes dépendent de la conception spécifique du dessaleur.

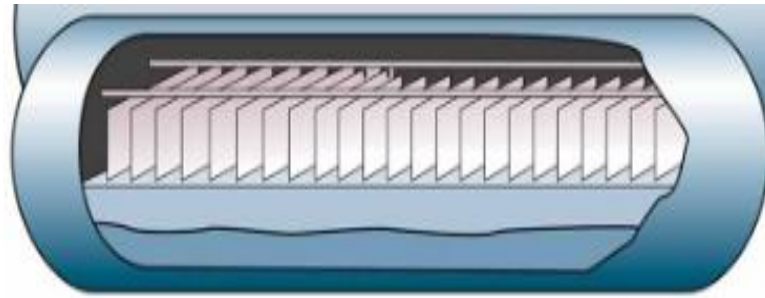


Figure III .9 :Les électrodes [34].

2. **Système de polarisation** : Le système de polarisation est responsable de la fourniture de la polarité requise aux électrodes. Dans le cas du dessalageur électrostatique DPDF, ce système permet l'alternance de la polarité entre les électrodes. Il peut inclure des dispositifs tels que des convertisseurs de tension, des générateurs de courant ou d'autres dispositifs de commutation électrique pour créer les polarités positives et négatives nécessaires.
3. **Alimentation électrique** : L'alimentation électrique fournit l'énergie nécessaire au fonctionnement du dessalageur électrostatique DPDF. Elle peut être fournie par une source externe ou être intégrée dans le système du dessalageur. L'alimentation électrique doit être capable de fournir la tension et le courant appropriés pour générer le champ électrique requis pour la séparation des ions.
4. **Système de contrôle et de régulation** : Le système de contrôle et de régulation assure la supervision et la gestion du fonctionnement du dessalageur électrostatique DPDF. Il peut inclure des dispositifs tels que des capteurs de débit, de température et de pression pour surveiller les paramètres de fonctionnement. Le système de contrôle peut également intégrer des logiciels et des algorithmes pour ajuster et optimiser les conditions de Dessalage en temps réel.
5. **Système d'alimentation en eau** : Le système d'alimentation en eau fournit l'eau salée ou saumâtre à traiter par le dessalageur électrostatique DPDF. Il peut comprendre des pompes pour acheminer l'eau vers le dessalageur, des réservoirs de stockage et des systèmes de filtration préalables pour éliminer les particules et les impuretés grossières.

III.5.3.5 La conception et l'arrangement des électrodes dans un dessalageur électrostatique DFDP

La conception et l'arrangement des électrodes dans un dessalageur électrostatique à double polarité et double fréquence jouent un rôle crucial dans l'obtention d'une séparation efficace. Les électrodes sont disposées en parallèle et comprennent à la fois des électrodes positives et négatives. Je vais discuter ici de la conception et de l'arrangement des électrodes en mettant

l'accent sur la nécessité de disposer à la fois d'électrodes positives et négatives pour permettre un fonctionnement à double polarité. De plus, j'expliquerai les systèmes électriques utilisés pour générer les tensions, courants et fréquences nécessaires.

1. Conception et arrangement des électrodes :

- Configuration parallèle : Les électrodes dans le dessaleur sont généralement disposées en configuration parallèle. Cette disposition assure une distribution uniforme du champ électrique sur toute la section transversale du dessaleur, maximisant le contact entre le champ électrique et le mélange de pétrole brut et d'eau.
- Électrodes positives et négatives : Le dessaleur utilise à la fois des électrodes positives et négatives. Cette configuration à double polarité est nécessaire pour permettre un fonctionnement à double polarité. Les électrodes positives sont chargées positivement, tandis que les électrodes négatives sont chargées négativement. Cette disposition crée un champ électrique entre les électrodes, favorisant la coalescence et la séparation des gouttelettes d'eau.
- Matériau isolant : Les électrodes positives et négatives sont séparées par un matériau isolant, ce qui empêche les courts circuits électriques entre elles. L'isolant assure que le champ électrique agisse uniquement sur le mélange de pétrole brut et d'eau, facilitant une séparation efficace.

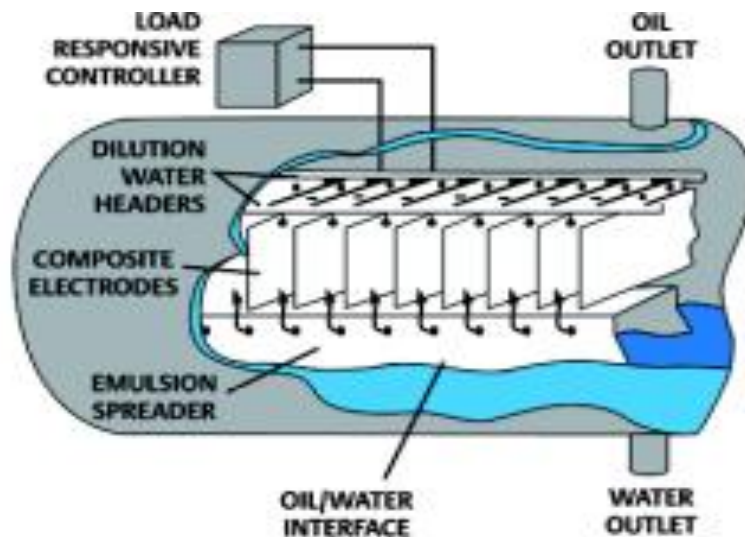


Figure III .10 : Conception et arrangement des électrodes [36].

2. Systèmes électriques pour la génération de tensions, courants et fréquences :

- Alimentations électriques : Le dessaleur est équipé d'alimentations électriques fournissant les tensions nécessaires aux électrodes. Ces alimentations génèrent des tensions continues (DC) positives et négatives pour charger les électrodes respectives.
- Générateurs de fréquences : Pour permettre un fonctionnement à double fréquence, le dessaleur utilise des générateurs de fréquences. Ces générateurs produisent des signaux de courant alternatif (AC) avec deux fréquences différentes. Une fréquence est assignée aux électrodes positives et l'autre fréquence est assignée aux électrodes négatives.
- Circuits de contrôle : Les circuits de contrôle sont responsables de la régulation des tensions, courants et fréquences appliqués aux électrodes. Ils assurent un contrôle précis et un ajustement de ces paramètres en fonction des exigences spécifiques du processus de dessalage. Les circuits de contrôle surveillent les performances du dessaleur et peuvent intégrer des mécanismes de rétroaction pour optimiser l'efficacité de séparation.
- Harmoniques et filtres harmoniques : Lors du fonctionnement à double fréquence, des harmoniques sont produits en raison du comportement non linéaire du système du dessaleur. Des filtres harmoniques sont utilisés pour atténuer l'effet des harmoniques et maintenir les composantes de fréquence souhaitées pour une séparation efficace.

III.5.4 Les avantages

III.5.4.1. Les avantages par rapport aux méthodes traditionnelles

Le dessaleur électrostatique à double polarité double fréquence (DPDF) présente plusieurs avantages potentiels par rapport aux méthodes traditionnelles de Dessalage. Voici les avantages discutés :

1. Efficacité énergétique accrue : Grâce à l'utilisation de la double polarité et de la double fréquence, le DPDF peut offrir une meilleure utilisation de l'énergie électrique, ce qui se traduit par une amélioration de l'efficacité énergétique et une réduction des coûts associés au processus de Dessalage.
2. Réduction de l'utilisation de produits chimiques : Contrairement à d'autres techniques de Dessalage, le DPDF peut potentiellement réduire ou éliminer le recours aux produits chimiques pour le traitement de l'eau, ce qui présente des avantages

environnementaux en limitant les rejets de produits chimiques et en minimisant les impacts sur les écosystèmes.

3. Adaptabilité à différentes échelles : Le DPDF est flexible et peut être adapté à différentes échelles d'application, que ce soit pour des installations de petite taille destinées à un usage domestique ou des installations industrielles de grande envergure. Cela le rend polyvalent pour répondre à divers besoins en eau douce.
4. Réduction des effets secondaires : Comparé à certaines méthodes traditionnelles de Dessalage, le DPDF offre la possibilité de réduire les effets secondaires indésirables tels que la production de sous-produits toxiques ou la salinisation des sols, grâce à son approche électrostatique qui minimise le besoin de substances indésirables.
5. Impact environnemental réduit : En limitant ou en éliminant l'utilisation de produits chimiques, le DPDF peut avoir un impact environnemental réduit par rapport aux méthodes conventionnelles de Dessalage, contribuant ainsi à préserver la qualité de l'eau et à minimiser les risques pour les écosystèmes aquatiques.

III.5.4.2 Les bénéfices environnementaux et économiques du dessaleur électrostatique DFDP

Le dessaleur électrostatique à double polarité double fréquence (DPDF) présente des avantages environnementaux et économiques notables. Voici ces bénéfices :

Bénéfices environnementaux du DPDF :

1. Réduction de l'utilisation de produits chimiques : Le DPDF utilise des principes électrostatiques pour le Dessalage, éliminant ou réduisant considérablement le besoin d'utiliser des produits chimiques potentiellement nocifs. Cela contribue à la préservation de la qualité de l'eau et à la réduction des impacts négatifs sur les écosystèmes aquatiques.
2. Élimination des rejets salins : Contrairement à certaines méthodes traditionnelles de Dessalage, le DPDF ne produit pas de rejets liquides salins, évitant ainsi la salinisation des sols et la contamination des eaux souterraines. Cela préserve la fertilité des terres et la santé des écosystèmes environnants.
3. Utilisation efficace de l'énergie : Grâce à son approche à double polarité double fréquence, le DPDF optimise l'utilisation de l'énergie électrique, réduisant ainsi la consommation énergétique globale et contribuant à une empreinte carbone réduite.

Bénéfices économiques du DPDF :

1. Réduction des coûts d'exploitation : En réduisant ou éliminant le besoin de produits chimiques et en améliorant l'efficacité énergétique, le DPDF peut entraîner des

économies significatives sur les coûts d'exploitation liés au Dessalage de l'eau. Cela peut rendre le processus plus rentable à long terme.

2. Adaptabilité et flexibilité : Le DPDF peut être adapté à différents besoins et échelles, offrant une solution économique dans divers contextes. Que ce soit pour des applications domestiques ou industrielles, sa polyvalence permet une utilisation économiquement viable dans un large éventail de situations.
3. Durabilité à long terme : En préservant les écosystèmes aquatiques, en évitant la salinisation des sols et en garantissant une gestion durable des ressources en eau douce, le DPDF contribue à la durabilité économique à long terme des régions dépendantes de l'eau.

Il est important de noter que les avantages environnementaux et économiques du DPDF peuvent varier en fonction de différents facteurs, tels que la configuration spécifique du dessaleur et les conditions locales. Des études approfondies et des analyses économiques spécifiques à chaque cas sont nécessaires pour évaluer précisément les bénéfices potentiels dans un contexte donné.

III.6. Unité d'optimisation USS1

L'unité a pour fonction la stabilisation de la charge d'huile issue du champ Nord et la production d'une quantité supplémentaire de brut par la récupération des constituants lourds contenus dans les gaz de champ, ces gaz là sont réinjectés en grande partie dans les puits ou torchés. (Figure III.11) [37].

L'unité permet d'offrir les avantages suivants :

- a- Traitement de la charge d'huile et contrôle de la TVR du produit final à $0,8 \text{ kg/cm}^2$ durant toute l'année indépendamment des changements climatiques.
- b- Augmentation de la production par absorption des constituants lourds contenus dans le gaz du champ.
- c- Amélioration des quantités de la charge des unités avale c'est-à-dire :
 - Régularisation du débit de charge de ces unités.
 - Réajustement du poids moléculaire de la charge des unités de réinjection à une valeur conforme aux spécifications des compresseurs ($23,6 \text{ g/mol}$ au lieu de $26,84 \text{ g/mol}$).
 - Sélection et amélioration de la qualité des gaz pour l'alimentation de l'unité GPL (augmentation de la production C3/C4).

Ce traitement permet d'obtenir une quantité d'huile conforme aux spécifications imposées par le client à savoir : Densité, TVR, Salinité.

NB : cette unité est étudiée pour traiter 36000 T/j de brut et 7.10^6 Nm³/j de gaz.

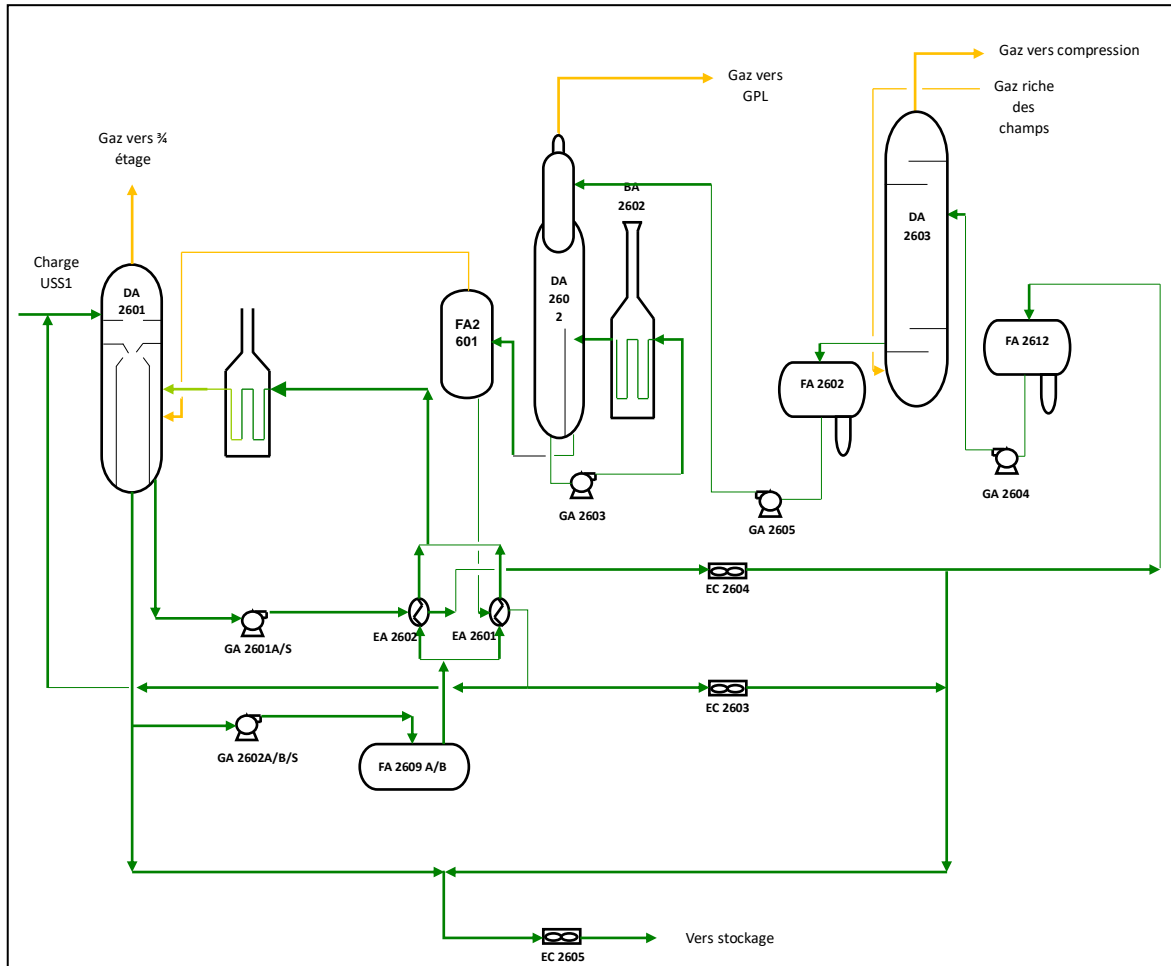


Figure III .11 : Schéma représentatif de l'unité d'optimisation USS1

Cette installation est constituée par différentes sections :

III.6.1 Section de stripping

Cette section (Figure III.12) à pour but essentiel le stripping de la totalité du liquide du 2^{ème} étage et la production d'huile pauvre pour l'absorption, elle est composée de [37] :

- Une colonne de stripping DA2601 équipée de 16 plateaux à clapet avec un fond à double compartiment (compartiment bouteille et compartiment périphérique).
- Un four de stripping BA2601.

III.6.2 Section d'absorption

Son but est d'augmenter la production en huile (estimé à 700T/j) par absorption des constituants lourds contenus dans les gaz de champ. (Figure III.13) [37].

Cette opération est réalisée par la mise en contact, à 15kg/cm² et 15°C dans une colonne d'absorption à 11 plateaux, des deux effluents, un gaz riche provenant des champs et huile pauvre produit préalablement dans la section de stripping, la température 15°C est obtenue par une boucle de réfrigération au propane.

Cette section comprend :

- Une colonne d'absorption DA2603
- Des évaporateurs au propane EA2606, EA2607
- Un ballon de garde FA2602

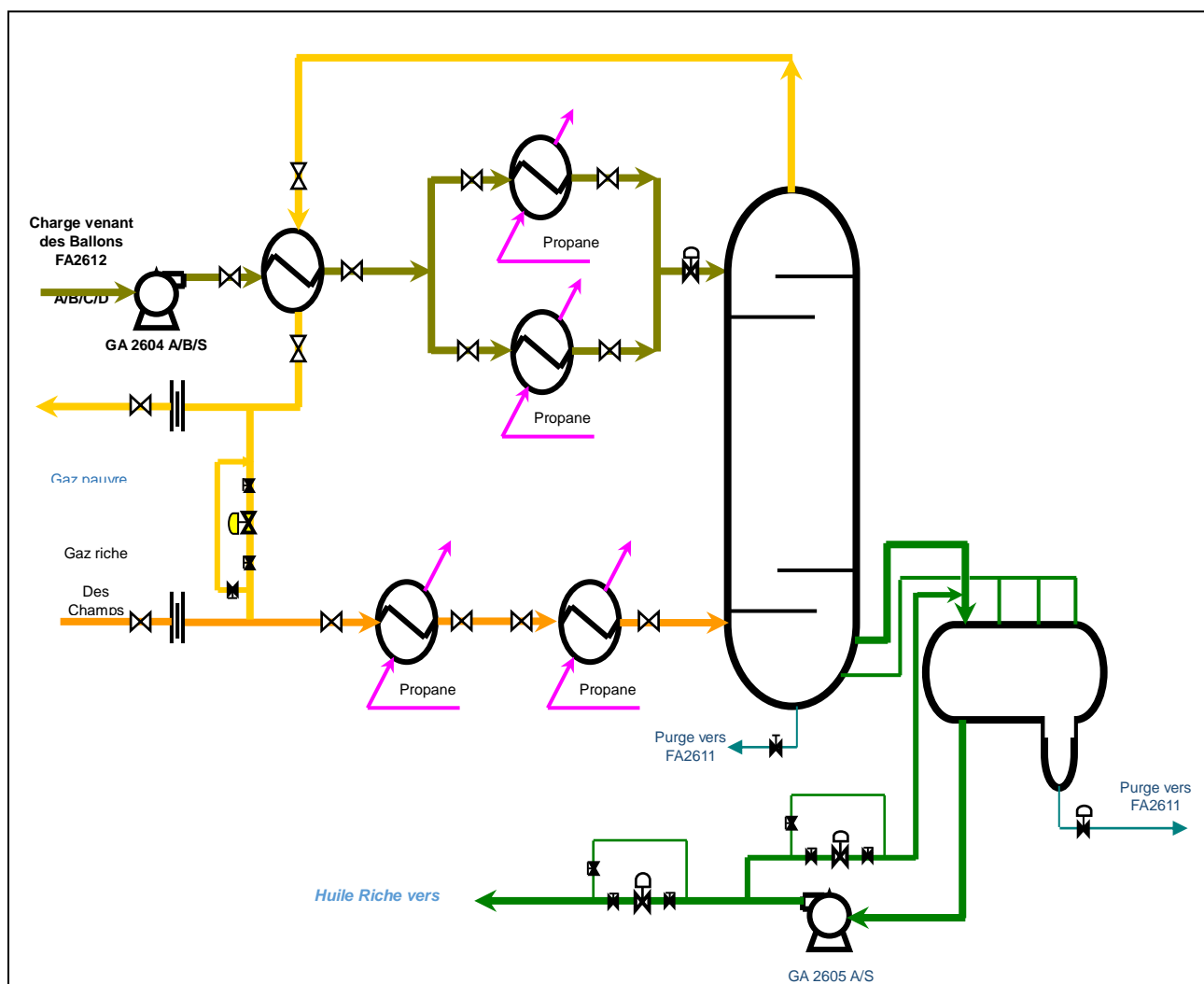


Figure III.13 : Schéma simplifié de la section absorption[37].

III.6.3 Section de stabilisation

L'huile riche provenant de la section d'absorption suffisamment saturée en légers sera traitée dans cette section, cette dernière est constituée d'une colonne de stabilisation DA2602, de son four de rebouillage BA2602 et un ballon de flash FA2601.

A la tête de la colonne de stabilisation, on obtient un gaz riche destiné pour l'unité GPL et au fond, une huile faiblement stabilisée qui sera détendue dans le ballon de flash afin de lui garantir une TVR conforme pour le stockage. (Figure III.14) [37].

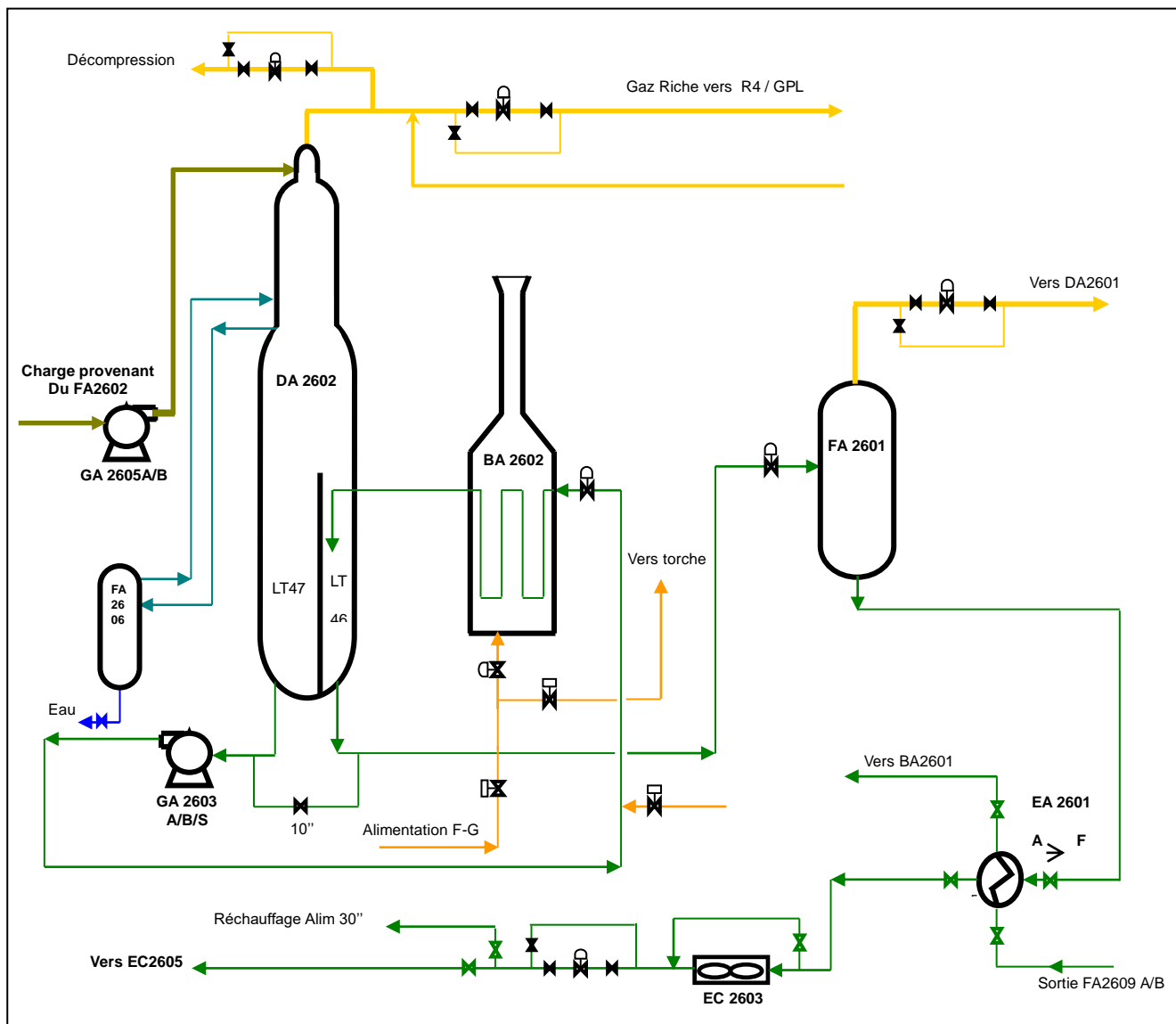


Figure III.14 : Schéma simplifié de la section de stabilisation [37].

Conclusion

En résumé, ce chapitre a abordé les généralités sur le dessalage du pétrole brut, ainsi que la technique de dessalage électrostatique DFDP. Nous avons examiné les défis liés à la présence de sels dans le pétrole brut et les avantages du dessalage pour l'industrie pétrolière.

Le dessalage du pétrole brut joue un rôle essentiel dans le processus de raffinage en éliminant les impuretés salines susceptibles de causer des problèmes de corrosion et d'obstruction.

Le dessaleur électrostatique DFDP présente plusieurs avantages, tels qu'une grande efficacité, une faible consommation d'énergie et une capacité à traiter de grands volumes de pétrole brut.

Chapitre 4 :
Problématique
e et analyses
chimiques

Introduction

L'unité de dessalage a été mise en place pour traiter une certaine quantité de brut provenant des champs, Au cours des dernières années, il a été remarqué que le brut expédié vers HEM ne répond pas aux normes en raison d'une augmentation de la salinité. Pour résoudre ce problème, le complexe Nord (CINA) envisage de traiter la totalité de la charge en révisant ou en remplaçant les dessaleurs actuels. Afin de prendre une décision éclairée, il est nécessaire d'étudier l'efficacité des dessaleurs actuels. Pour ce faire, il est essentiel de surveiller la salinité du brut à l'entrée et à la sortie des dessaleurs. Ainsi, des analyses ont été effectuées pendant 31 jours.

IV.1.1 Principe

La technique utilisée implique la séparation des sels présents dans le brut et la mesure des chlorures en utilisant la méthode de MOHR.

IV.1.2 Mode opératoire

Pour réaliser l'analyse, un échantillon de 100 ml de brut est prélevé et mélangé avec 100 ml d'eau distillée contenant quelques ppm de désémulsifiant (Prochinor - Chimec). Après agitation pendant 30 minutes, 20 ml de la phase aqueuse sont prélevés dans un petit erlenmeyer. Quelques gouttes de bichromate de potassium (K_2CrO_4) sont ajoutées, puis on titre avec du nitrate d'argent ($AgNO_3$) de normalité 0,1N jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique [1].

La quantité de sel dans le brut est mesurée en milligrammes de chlorure de sodium (NaCl) par litre de brut, et cette mesure est exprimée par la formule suivante :

$$S(\text{mg/l}) = \left(\frac{58,45 \cdot N \cdot V \cdot 1000}{20} \right) - \xi \quad \text{Eq (IV. 1)}$$

58,45 : masse moléculaire de NaCl ;

N: Normalité d' $AgNO_3$;

V : Volume dépensé d' $AgNO_3$ en ml ;

ξ : Salinité d'eau distillée (dans notre cas 0,03 mg/l).

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats des analyses effectuées :

- Dessaleur FA2609A

Tableau IV.1 : Analyse de la salinité du 1^{er} dessaleur

Dessaleur A			
Journée	Sal Entrée (mg/l)	Sal Sortie (mg/l)	% Efficacité (S_e-S_s)/S_e %
01-mars-23	1330	160	75
02-mars-23	1900	555	71
03-mars-23	1600	200	88
04-mars-23	1754	585	67
05-mars-23	2390	300	87
06-mars-23	1987	526	74
07-mars-23	2530	300	88
08-mars-23	2338	585	75
09-mars-23	3920	360	91
10-mars-23	2338	497	79
11-mars-23	2104	526	79
12-mars-23	5173	438	92
13-mars-23	4501	526	88
14-mars-23	6751	526	92
15-mars-23	3858	877	77
16-mars-23	5348	1052	80
17-mars-23	3507	701	80
18-mars-23	4851	701	86
19-mars-23	4033	877	78
20-mars-23	4997	789	84
21-mars-23	1841	351	81
22-mars-23	2659	526	80
23-mars-23	1490	380	74
24-mars-23	3332	555	83
25-mars-23	2880	351	88
26-mars-23	7306	263	96
27-mars-23	4208	585	86
28-mars-23	1052	351	67
29-mars-23	2510	741	70
30-mars-23	2280	351	85
31-mars-23	2367	263	89
Moy Mois	3197,90	509,61	84,06

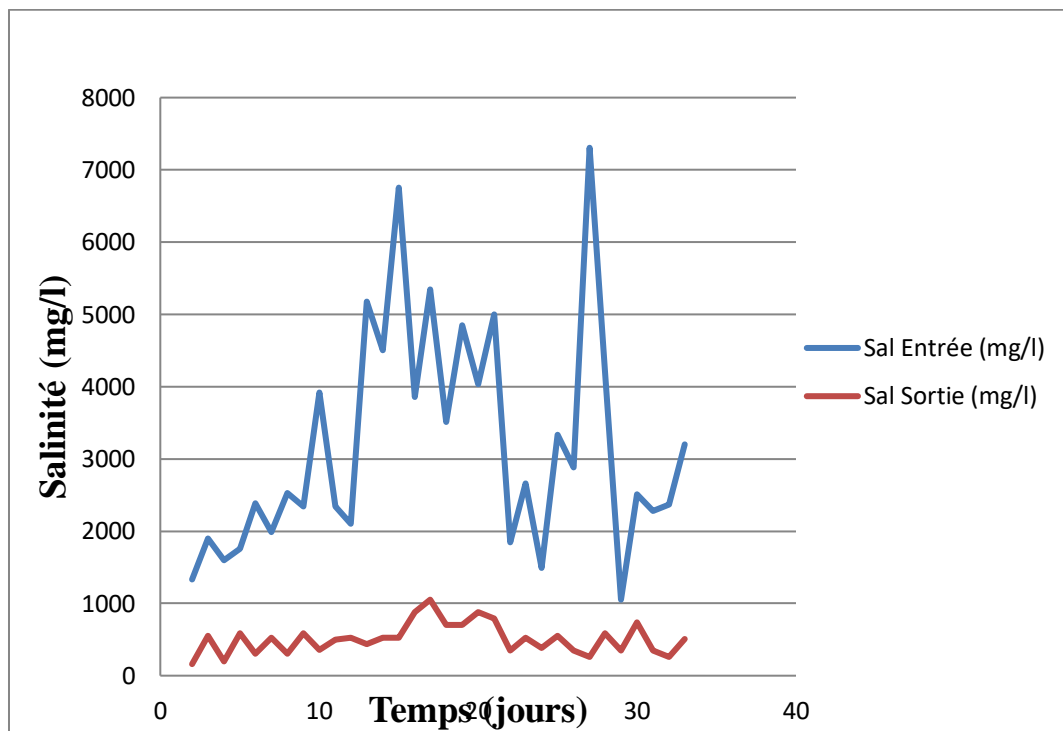


Figure IV.1 : La salinité du dessaleur A en fonction du temps

- Dessaleur FA2609 B

Tableau IV.2 : Analyse de la salinité du 2^{ème} dessaleur

Dessaleur B			
Journée	Sal Entrée (mg/l)	Sal Sortie (mg/l)	% Efficacité ($S_e - S_s$)/ S_e %
01-mars-23	3190	120	77
02-mars-23	2192	468	79
03-mars-23	2000	120	94
04-mars-23	2075	497	76
05-mars-23	3460	140	96
06-mars-23	2133	585	73
07-mars-23	3120	180	94
08-mars-23	2630	614	77
09-mars-23	4520	137	97
10-mars-23	2484	526	79
11-mars-23	2806	351	87
12-mars-23	4121	263	94
13-mars-23	2981	351	88
14-mars-23	5524	351	94
15-mars-23	4559	351	92
16-mars-23	3682	438	88
17-mars-23	4910	351	93
18-mars-23	4559	351	92
19-mars-23	4734	351	93
20-mars-23	4384	263	94
21-mars-23	1052	351	67
22-mars-23	2455	205	92
23-mars-23	789	149	81
24-mars-23	4296	234	95
25-mars-23	614	175	71
26-mars-23	1754	175	90
27-mars-23	6313	1052	83
28-mars-23	614	263	57
29-mars-23	1592	394	75
30-mars-23	877	175	80
31-mars-23	2806	351	87
Moy Mois	3007,29	333,29	88,92

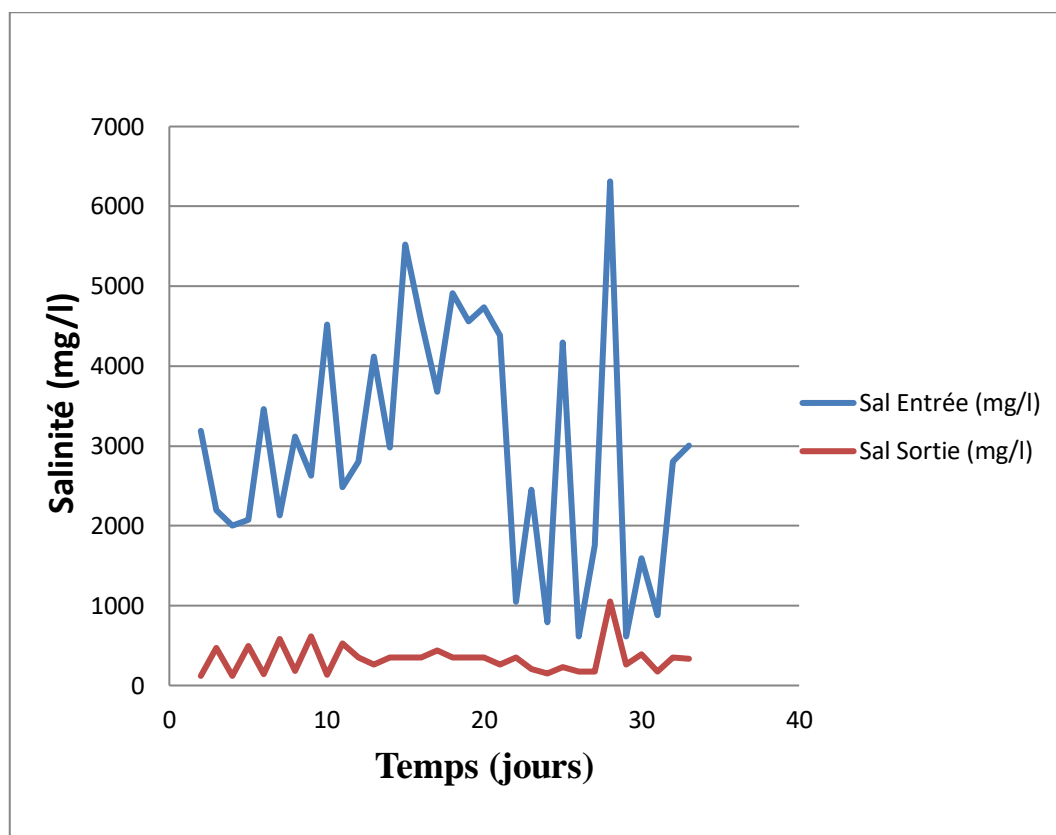


Figure IV.2 : La salinité du dessaleur B en fonction du temps

IV.2. Interprétation des graphes

D'après ces graphes, on observe une variation importante de la salinité à l'entrée des dessaleurs. Cependant, la variation à la sortie est également significative. Cette observation suggère que la salinité du brut est un facteur perturbant le bon fonctionnement des dessaleurs.

Cette conclusion est renforcée par le calcul de l'efficacité, qui est inférieure à 92%. Ainsi, il est clair que les dessaleurs actuels ne parviennent pas à atteindre les normes requises.

Pour remédier à ce problème de conformité, il est nécessaire de remplacer les dessaleurs actuels par des modèles plus performants. Ces nouveaux dessaleurs devront être capables de gérer efficacement la variation de salinité et de garantir un niveau d'efficacité supérieur à 92%.

IV.3. Solutions proposées

Nous proposons deux solutions pour régler ce problème.

a. 1^{er} cas d'étude :

Méthode chimique : Nous avons pris la décision de changer le désémulsifiant et de changer sa position d'injection du niveau d'unité de dessalage au niveau des satellites,

b. 2^{ème} cas d'étude :

Remplacement du dessaleur par un autre.

IV.4 Elimination d'émulsion par voie chimique

Cette partie se concentre sur le sujet de l'élimination des émulsions dans le pétrole brut en utilisant des désémulsifiants. Les émulsions sont un défi courant rencontré dans l'industrie pétrolière, où l'eau et le pétrole forment des mélanges stables difficiles à séparer.

Les désémulsifiants, également connus sous le nom de casseurs d'émulsion ou déstabilisants d'émulsion, sont des produits chimiques spécialisés conçus pour faciliter la séparation des phases d'eau dans les émulsions.

On concentre sur l'examen détaillé du traitement chimique des émulsions de pétrole brut. L'objectif principal est d'analyser en détail le traitement chimique à l'aide de désémulsifiants, étant donné que la méthode de traitement la plus couramment utilisée repose sur l'utilisation de désémulsifiants. Le processus de désémulsification consiste à rompre les liens entre les composants de l'émulsion. Il est essentiel de procéder à la séparation du pétrole brut avant l'étape de transport et le traitement ultérieur du brut.

IV.4.1 Les conditions d'une élimination réussie de l'émulsion

Les conditions d'une élimination réussie de l'émulsion dans le brut peuvent varier en fonction des caractéristiques spécifiques de l'émulsion et des exigences du processus de traitement. Cependant, voici quelques conditions générales qui sont souvent nécessaires pour obtenir une élimination efficace de l'émulsion :

1. Choix approprié du désémulsifiant : Sélectionner le désémulsifiant approprié en fonction de la nature de l'émulsion et des propriétés du brut est crucial. Différents désémulsifiants peuvent être plus efficaces pour des émulsions spécifiques, il est donc important de choisir celui qui convient le mieux.
2. Dosage adéquat : Utiliser la quantité appropriée de désémulsifiant est essentiel. Un sous-dosage peut ne pas être suffisamment efficace pour rompre l'émulsion, tandis qu'un surdosage peut entraîner une utilisation excessive de produits chimiques et des problèmes indésirables.

3. Bon mélange : Assurer un mélange adéquat entre le désémulsifiant et l'émulsion est crucial pour garantir une distribution uniforme des produits chimiques dans tout le système. Un mélange inefficace peut entraîner une répartition inégale du désémulsifiant, limitant ainsi son efficacité.
4. Temps de contact suffisant : Allouer un temps de contact adéquat entre le désémulsifiant et l'émulsion permet aux produits chimiques de modifier les propriétés interfaciales des gouttelettes d'émulsion et de favoriser leur coalescence. Un temps de contact insuffisant peut limiter l'efficacité de l'élimination.
5. Conditions de température et de pression : Certaines émulsions peuvent nécessiter des conditions de température ou de pression spécifiques pour faciliter leur rupture. Il est important d'identifier et de maintenir les conditions optimales pour chaque émulsion afin d'obtenir les meilleurs résultats.
6. Contrôle de la salinité : La salinité de l'émulsion peut avoir un impact sur l'efficacité de l'élimination. Il est parfois nécessaire d'ajuster la salinité en ajoutant des agents de déssalage ou en ajustant la teneur en eau pour améliorer la séparation des phases.
7. Séparation efficace des phases : Après l'action du désémulsifiant, une séparation efficace des phases liquides est nécessaire. Utiliser des méthodes de séparation appropriées, telles que la décantation.

IV.4.2 Points d'injection chimique

Pour obtenir les meilleurs résultats de traitement, il est préférable de fournir ou d'ajouter le produit chimique avant que les fluides du puits n'entrent dans le séparateur de gaz, idéalement au niveau de satellite du champ, la tête de puits ou dans la conduite de production, le plus près possible de la tête de puits. De plus, il est recommandé d'assurer une agitation dans la conduite de production entre les équipements de séparation et le puits.

Tableau IV. 3 : Les produits proposés

Société	Désémulsifiant
CECA	Prochinor GR77 Prochinor SY 25/E Prochinor LA175
CHIMEC	Chi mec 2232
BAKER PETROLITE	DMO 86000
NALCO	VX 8600
MI	EB-8788.ME EB-8789.ME
BJ UNICHEM	TB-9001 REB-05317

IV.5 L'Objectif

Trouver les désémulsifiants adéquats capable de réduire le taux d'émulsion au minimum possible .Le procédé consiste à utiliser une série d'éprouvettes coniques graduées pour tester différentes doses de désémulsifiants. Après l'ajout de chaque dose, on observe la quantité d'eau qui se décante avec une bonne clarté. L'objectif est de déterminer la dose optimale de chaque réactif, celle qui permet d'obtenir le plus grand volume d'eau clarifiée.

IV.6 Les étapes et matériels du traitement chimique d'émulsion :

Le traitement de l'émulsion du pétrole par voie chimique est un processus utilisé pour séparer l'émulsion en ses composants à l'aide de désémulsifiants.

La première étape du traitement de l'émulsion du pétrole dans un laboratoire consiste à préparer soigneusement l'échantillon. Cela implique la collecte représentative de l'émulsion sur le site de production, en veillant à minimiser toute contamination et altération des propriétés. L'échantillon est stocké et transporté dans des contenants appropriés, étiqueté avec des informations pertinentes telles que la date et le lieu de prélèvement, puis manipulé en respectant les normes de sécurité. Cette étape de préparation garantit que l'échantillon arrive au laboratoire dans des conditions optimales, préservant ainsi son intégrité et permettant d'obtenir des résultats fiables lors des analyses ultérieures du traitement chimique de l'émulsion.

Appareillage :

- a) Analyseur de teneur en eau: Cet appareil est utilisé pour mesurer la quantité d'eau présente dans l'émulsion. Il utilise des méthodes telles que la distillation, la titration ou la spectroscopie pour déterminer la teneur en eau de l'émulsion.
- b) Microscope optique : Un microscope optique permet d'observer la taille et la forme des gouttelettes d'eau dispersées dans l'émulsion.
- c) Conductimètre : Un conductimètre mesure la conductivité électrique de l'émulsion, ce qui peut fournir des indications sur la présence d'ions et la concentration d'eau dans l'émulsion.
- d) pH-mètre : Un pH-mètre est utilisé pour mesurer le pH de l'émulsion. Cela permet de déterminer si l'émulsion est acide, neutre ou basique, ce qui peut avoir un impact sur les propriétés et la stabilité de l'émulsion.
- e) Analyseur de stabilité d'émulsion : Cet appareil est spécifiquement conçu pour évaluer la stabilité de l'émulsion en mesurant des paramètres tels que la séparation des phases, la taille des gouttelettes et la viscosité de l'émulsion.

La deuxième étape consiste à caractériser l'émulsion afin de mieux comprendre ses propriétés physico-chimiques. Plusieurs paramètres sont évalués lors de cette étape, tels que la teneur en eau, la taille des gouttelettes, la stabilité de l'émulsion et la composition chimique. Des techniques de mesure et d'analyse spécifiques sont utilisées pour obtenir ces informations cruciales.

La troisième étape du traitement implique la sélection du désémulsifiant approprié. Différents désémulsifiants sont testés pour évaluer leurs performances dans la séparation de l'émulsion. Des tests comparatifs sont effectués en mesurant des paramètres tels que la stabilité de l'émulsion, la teneur en eau résiduelle et la séparation des phases. Sur la base des résultats obtenus, le désémulsifiant qui présente les meilleures performances est choisi en tenant compte de facteurs tels que l'efficacité, la compatibilité, la disponibilité commerciale et le coût.

Appareillage :

- a) **Agitateur magnétique :** Un agitateur magnétique est utilisé pour assurer l'agitation homogène de l'émulsion lors de l'ajout du désémulsifiant et d'autres réactifs. Il permet de mélanger efficacement les composants de l'émulsion et d'améliorer la réaction chimique.
- b) **Centrifugeuse :** Une centrifugeuse est utilisée pour la séparation. Elle permet d'accélérer le processus de séparation en appliquant une force centrifuge qui pousse les gouttelettes d'eau vers le fond du tube de centrifugation.
- c) **Analyseur de taille des particules :** Un analyseur de taille des particules est utilisé pour mesurer la taille des gouttelettes d'eau dispersées dans l'émulsion. Il utilise des techniques telles que la diffusion de la lumière laser ou la microscopie pour obtenir des informations précises sur la distribution des tailles de particules.
- d) **Spectromètre de masse :** Un spectromètre de masse peut être utilisé pour analyser la composition chimique de l'émulsion. Il permet d'identifier les différents composés présents dans l'émulsion, tels que les hydrocarbures, les contaminants ou les additifs chimiques.
- e) **Spectromètre infrarouge :** Un spectromètre infrarouge est utilisé pour analyser les bandes d'absorption infrarouge de l'émulsion. Cela permet d'obtenir des informations sur les groupes fonctionnels présents dans les composants de l'émulsion, ce qui est utile pour la caractérisation chimique.

Tableau IV.4 : Les produits choisis

Société	Désémulsifiant
CECA	Prochinor GR77 Prochinor SY 25/E Prochinor LA175
CHIMEC	Chi mec 2232
BAKER PETROLITE	DMO 86000
MI	EB-8788.ME
BJ UNICHEM	REB-05317

La quatrième étape du traitement de l'émulsion du pétrole par voie chimique consiste à injecter la dose optimale de désémulsifiant dans le système. Une solution de désémulsifiant est préparée selon la dose déterminée précédemment, et elle est introduite dans le flux d'émulsion à l'aide d'une pompe, généralement près de la tête de puits ou dans la conduite de production. Un mélange et une agitation adéquats sont ensuite appliqués pour favoriser la réaction chimique entre le désémulsifiant et l'émulsion. On accorde un temps de séjour spécifique pour permettre au désémulsifiant d'agir efficacement. Après le temps de séjour, l'émulsion traitée passe à travers des équipements de séparation tels que des séparateurs gravitaires ou des centrifugeuses. Il est important de noter que les détails et les étapes précises de cette quatrième étape peuvent varier en fonction des spécificités du processus de traitement de l'émulsion, des propriétés de l'émulsion et des équipements disponibles ou l'installation de traitement.

Appareillage :

- a) Pompes : Les pompes sont utilisées pour l'injection du désémulsifiant dans le système. Elles permettent de fournir la pression nécessaire pour acheminer la solution de désémulsifiant vers le flux d'émulsion.
- b) Éprouvettes graduées : Les éprouvettes graduées sont des récipients en verre munis de marques de mesure. Elles sont utilisées pour préparer et doser les réactifs, y compris les désémulsifiants, de manière précise.
- c) Agitateurs : Les agitateurs sont utilisés pour assurer un mélange homogène des réactifs dans l'émulsion. Ils peuvent être mécaniques, magnétiques ou à vortex, et sont utilisés pour créer une agitation efficace afin de favoriser la réaction chimique entre le désémulsifiant et l'émulsion.

- d) Séparateurs gravitaires : Les séparateurs gravitaires, également appelés décanteurs, sont des équipements qui exploitent la différence de densité.
- e) Centrifugeuses : Les centrifugeuses sont utilisées pour accélérer le processus de séparation des phases en utilisant la force centrifuge. Elles permettent une séparation plus rapide et plus efficace des gouttelettes d'eau et d'huile, en utilisant la différence de densité entre les deux phases.
- f) Réservoirs et conduites : Des réservoirs de stockage et des conduites de circulation sont utilisés pour le transport et la manipulation des échantillons d'émulsion ainsi que des réactifs. Ils assurent un cheminement contrôlé des fluides et permettent de diriger les échantillons vers les différents appareillages.

La cinquième étape du traitement de l'émulsion du pétrole par voie chimique consiste à analyser les phases séparées. Après avoir effectué la séparation des phases d'huile et d'eau à l'aide des séparateurs gravitaires ou des centrifugeuses, il est nécessaire de procéder à une évaluation approfondie de ces phases. Cette analyse vise à évaluer l'efficacité du traitement chimique et à déterminer la qualité des produits obtenus.

Appareillage :

- a) Spectrophotomètre : Cet appareil permet de mesurer l'absorption de la lumière par les échantillons, ce qui peut être utilisé pour déterminer la concentration de certaines substances dans la phase aqueuse, comme les désémulsifiants résiduels.
- b) Chromatographe en phase liquide (HPLC) : Il s'agit d'un équipement utilisé pour séparer, identifier et quantifier les composés chimiques présents dans les échantillons. Dans le contexte du traitement de l'émulsion, il peut être utilisé pour analyser la composition chimique des désémulsifiants et détecter leur présence ou leur concentration dans les phases séparées.
- c) Analyseur de taille de particules : Cet appareil permet de mesurer la taille des particules présentes dans les échantillons de phases séparées. Il peut être utilisé pour évaluer l'efficacité de la séparation des phases et détecter la présence éventuelle de particules indésirables dans la phase aqueuse.
- d) Appareil de mesure de la teneur en eau : Il existe différents dispositifs qui permettent de mesurer la teneur en eau dans les échantillons d'huile ou d'eau. Ces appareils peuvent utiliser différentes méthodes, telles que la distillation, la conductivité électrique ou la mesure du point de trouble, pour déterminer la quantité d'eau présente dans les phases séparées.

- e) Centrifugeuse : Bien que la centrifugeuse soit principalement utilisée pour la séparation des phases, elle peut également être utilisée pour préparer les échantillons avant les analyses. Par exemple, elle peut être utilisée pour éliminer les particules solides indésirables des échantillons avant d'effectuer d'autres tests.

IV.7. Le mode opératoire (traitement laboratoire)

IV.7.1. Le processus

Tout d'abord, l'eau libre de l'échantillon frais est retirée. Ensuite, un ensemble d'éprouvettes graduées et à fond conique d'une capacité de 100 ml chacune est préparé. Chaque éprouvette est remplie avec du brut frais non traité jusqu'à la graduation de 100 ml.

Les éprouvettes sont ensuite placées à différentes températures, telles que 12, 14, 16, 21 et 22 °C, afin de créer des conditions variées. Une éprouvette est laissée sans traitement chimique, qui servira de témoin (blanc) pour la comparaison. Toutes les autres éprouvettes sont traitées avec les désémulsifiants sélectionnés. Chaque désémulsifiant est dosé à des concentrations de 10, 20, 30, 40, 50 et 100 ppm pour une évaluation complète. Après avoir ajouté les réactifs, les bouteilles sont agitées vigoureusement à la main pendant 5 minutes pour permettre une interaction adéquate. L'agitation est ensuite arrêtée et les gouttes d'eau sont enregistrées à des intervalles de temps précis, notamment après 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50 et 60 minutes. Durant ces mesures, la qualité de l'eau est évaluée, que ce soit visuellement ou par le biais de la turbidité. L'interface entre l'eau et l'huile, ainsi que la présence de gouttelettes d'eau à l'interface, sont également observées et enregistrées.

IV.7.2. Appareillage

- ✓ Une centrifugeuse.
- ✓ Une plaque chauffante.
- ✓ 8 éprouvettes graduées coniques d'une capacité de 100 ml chacune.
- ✓ Un support permettant de maintenir les éprouvettes en place.
- ✓ Une seringue équipée d'une micro aiguille.
- ✓ Bêchers
- ✓ Bouteilles
- ✓ Du xylène utilisé pour le nettoyage des seringues utilisées pour prélever les désémulsifiants.
- ✓ Un bain-marie

IV.8. Résultat et discussion

Avant d'entamer l'interprétation des résultats, il est essentiel de rappeler qu'il faut tenir compte de plusieurs facteurs lors de l'utilisation de différents désémulsifiants. Tout d'abord, *la nature et la dose du désémulsifiant* choisi peuvent avoir un impact significatif sur le processus de séparation de l'émulsion. Il est également important de prendre en considération *le temps de décantation*, qui peut varier en fonction des propriétés spécifiques de l'émulsion et du désémulsifiant utilisé. De plus, *la température* peut jouer un rôle dans l'efficacité du désémulsifiant, car elle peut influencer la viscosité et la stabilité de l'émulsion.

Enfin, il est crucial de prendre en compte *l'âge de l'émulsion*, car les propriétés chimiques et physiques de celle-ci peuvent évoluer avec le temps, ce qui peut affecter l'efficacité des désémulsifiants. En gardant ces variations à l'esprit, nous pourrions aborder l'interprétation des résultats de manière plus approfondie.

Tableau IV.5 : Evolution de l'eau décanté à dosage 10 ppm et à 22°C

Temps	5 mn	10mn	15 mn	20 mn	30 mn	40mn	50 mn	60 mn	Après centrifugation	
	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% Emul
Blanc	0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	28
MI EB-8788	1	1.5	2	3	5	5	7	7.5	12	16
BJ TB -9001	2	4	5.5	6	6	6.5	7	7.5	5	14
CHIMEC 2232	3.5	6	9	13	15	20	25	25	26	1
BAKERDMO86000	3	5	7	8	9	9	9.5	10	13	4
CECA SY 25 /E	4	6	8	10	13	15	18	18	25	2
CECA GR77	0.5	1	2	2.5	3	8	9	13	25	3
CECA LA 175	15	20	24	24	25	25	25	25	25	1

D'après les résultats du **Tableau IV.5** nous constatons que, à faible dose, les désémulsifiants **Chimec**, **Baker** et **Prochinor** réagissent instantanément montrant des résultats variant entre 3,5 et 15% d'eau décantée dans les premières minutes de l'injection.

Après une période de temps, l'eau décantée atteint une valeur maximale de 25% après une heure. Lors de centrifugation nous observons que la proportion de l'émulsion est très faible à la fin, atteignant même 1%, ce qui indique l'efficacité du désémulsifiant.

En revanche, les désémulsifiants **MiEb** et **Bj Tb** ont montré une réaction plus faible par rapport aux autres dès l'injection. Avec le passage du temps la valeur augmente de manière graduelle, mais elle reste faible. La valeur maximale atteinte est de 7,5 après une heure complète. Lors de la séparation centrifuge, la proportion de l'émulsion reste élevée, estimée à 16%, ce qui est proche de la valeur présente dans le pétrole témoin de l'expérience BLANC. Cela indique une efficacité faible du désémulsifiant.

Les résultats prouvent que la dose du désémulsifiant a un effet sur la proportion de l'émulsion dans le pétrole final de l'expérience. Certains désémulsifiants réagissent instantanément dès l'injection, tandis que d'autres sont influencés par une faible dose et nécessitent du temps pour réagir de manière significative.

Tableau IV.6 : Evolution de l'eau décanté à dosage 100 ppm et à 21°C

Temps	5 mn	10mn	15 mn	20 mn	30 mn	40mn	50 mn	60 mn	Après centrifugation	
	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% Emul
Blanc	0	0	0	0	0	0	0	0	0.15	28
MI EB-8788	0.75	0.75	1	0	1.5	1.5	1.6	2	4	17
BJ TB -9001	3	15	17	1.4	20	20	21	22	24	2
CHIMEC 2232	6	15	17	20	21	22	22	23	25	1.5
BAKERDMO8600	11	23	24	20	24.5	24.5	25	25	25	Tr
CECA SY 25 /E	14	25	27	24.5	27	27	27	27	27	Tr
CECA GR77	0	5	9	27	22	24	24	24	25	0.5
CECA LA 175	8	18	25	20	25	25	25	25	25	0.5

Nous constatons à partir du Tableau IV.6 que, à une dose élevée de 100ppm la majorité des désémulsifiants ont réagi instantanément lors de l'injection, puis avec le temps, elles ont toutes montré des résultats élevés et une évolution significative par rapport aux résultats obtenus lors de l'injection d'un dixième de la dose actuelle. Les désémulsifiants **Baker et Prochinor** ont montré des résultats très satisfaisants après la centrifugation, où la proportion de l'émulsion a complètement disparu dans le pétrole, ce qui indique qu'ils ont atteint leur efficacité maximale avec l'augmentation de la dose d'injection.

En revanche, les autres désémulsifiants ont montré une très faible proportion d'émulsion à la fin, avec une valeur maximale atteignant 2%. Un seul désémulsifiant, **Mi Eb** a montré des résultats très faibles dès l'injection et jusqu'à la séparation centrifuge, atteignant une valeur minimale de 0% de la valeur de l'eau décantée après seulement 20 minutes d'injection. Cela a contribué à une proportion d'émulsion très élevée de 17% à la fin après la centrifugation.

Ainsi, nous constatons que l'augmentation de la dose des désémulsifiants a eu un impact sur la l'efficacité globale des performances tout au long de l'expérience. Cela nous a permis d'avoir une vision plus claire des performances et de la capacité pour les évaluer, en montrant quels désémulsifiants ont réussi à obtenir un résultat de démulisification complète et lesquels ont eu les performances les plus faibles.

En conclusion les désémulsifiants qui ont montré une efficacité et des performances supérieures lors d'une injection plus élevée sont les désémulsifiants **Prochinor, Baker et Chimec**, par rapport aux autres qui ont montré des résultats plus faibles, même à différentes doses d'injection, comme le montrent les autres tableaux(voir Tableau 1 et Tableau 2 et Tableau 3 dans l'annexe).



Figure IV.3 Eau décanté après 1h à la dose 10 ppm et à 17 °C



Figure IV.4 Eau décanté après 1 h à la dose 50 ppm et 21 °C



Figure IV.5 Eau décanté après centrifugation à la dose 100 ppm et 22 ° C

La différence entre l'eau décantée à basse température et l'eau décantée à haute température est perceptible à l'œil nu. À une température de 22°C on observe une proportion plus élevée même après la même durée (1h) dans l'eau décantée présente dans le brut traité à une température d'environ 17°C .

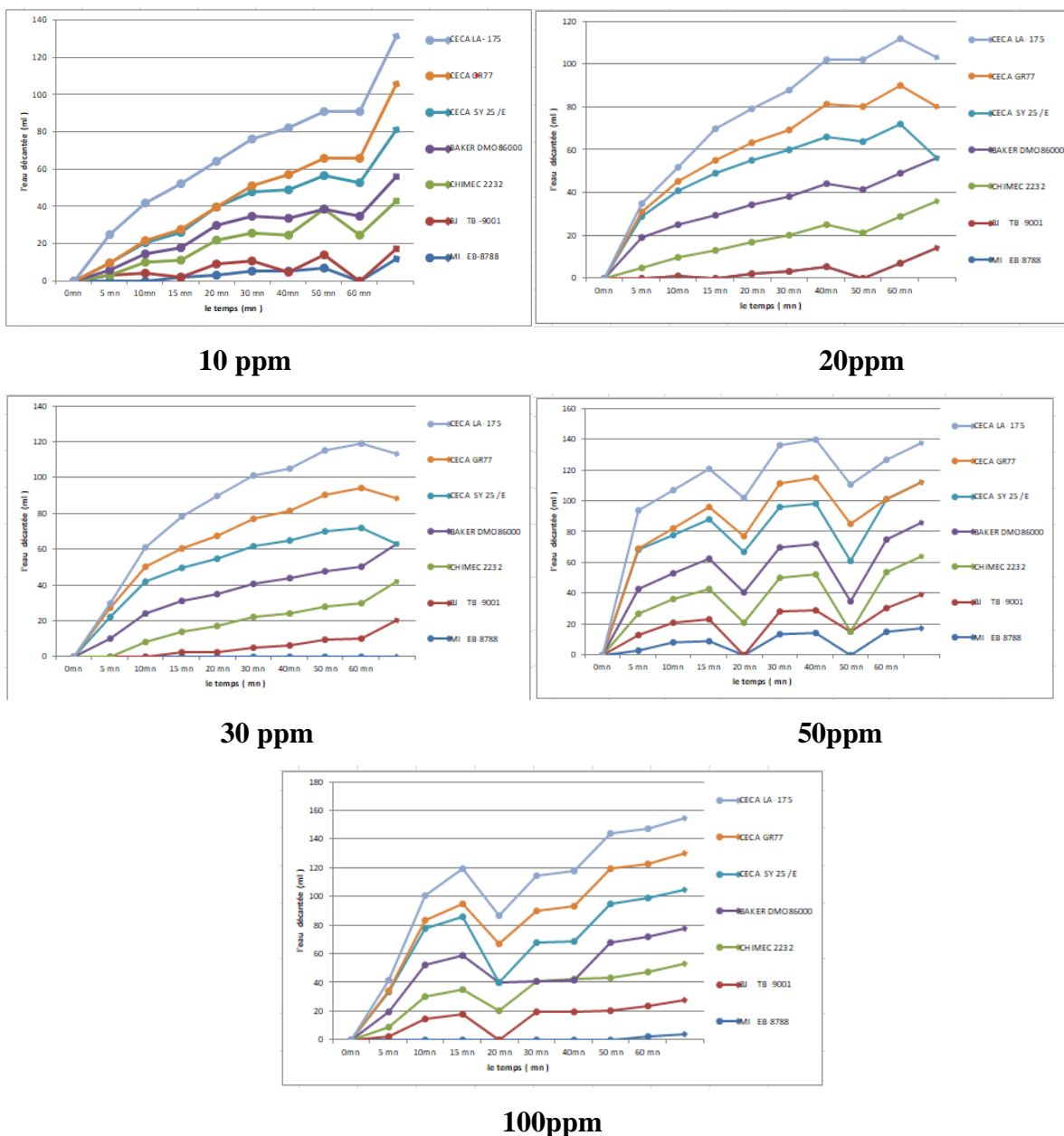


Figure IV.6 : l'évolution du volume de l'eau décantée en fonction du temps pour les désémulsifiants différents.

Interprétation :

Les courbes représentent l'évolution du volume de l'eau décantée en fonction du temps pour différentes doses de désémulsifiant, et on peut observer que dès l'injection et au cours des premières minutes, le volume d'eau résiduelle diminue pour la plupart des désémulsifiants. En effet, les désémulsifiants tels que **Mi EB** et **Bj Tb** montrent une diminution presque totale à la plupart des doses, contrairement à **Prochinor** qui présente une augmentation significative atteignant sa valeur maximale.

À une dose de 50ppm, la plus haute valeur du désémulsifiants **Prochinor** atteint 95 ml en seulement 5 minutes après l'injection, tandis que sa valeur totale atteint 135 ml après plus d'une heure à la dose de 10ppm.

À une dose de 20 ppm , on remarque une absence totale d'eau décantée pour le désémulsifiant **Mi Eb**, contrairement à une augmentation notable pour **Prochinor**, **Chimec** et **Baker** atteignant 80 ml à la vingtième minute.

On remarque que le volume d'eau décantée, une fois atteint son maximum pour le désémulsifiant **Prochinor** à la dose de 30 ppm diminue rapidement après une heure, indiquant ainsi qu'il nécessite une augmentation de la dose pour pouvoir agir sur une période plus longue. Après avoir augmenté la dose à 50 ppm , on constate qu'elle ne diminue pas même après une heure depuis l'injection.

Comme nous l'avons observé dans les tableaux précédents et avec l'observation visuelle, les courbes nous ont également donné une vision plus détaillée des performances des désémulsifiants et de l'impact du temps sur le volume d'eau décantée. **Prochinor**, **Baker** et **Chimec** dominent les courbes de performance, tandis que **Mi Eb** et **Bj Tb** enregistrent des performances faibles, voire nulles à plusieurs reprises.

Les variations dans le volume d'eau décantée pour chaque dose différente sont dues à l'effet du temps sur l'émulsion, où la composition physique et chimique de l'eau change, lui conférant une résistance à la séparation. Ainsi, les désémulsifiants ont besoin de temps pour retrouver leur efficacité, ce qui entraîne une diminution temporaire suivie d'une nouvelle augmentation.

Résultat :

Après l'expérience réalisée et les résultats observés après l'étude de l'effet du temps, de la température et de la dose sur les agents de démulscification, nous avons identifié quatre d'entre eux qui présentent une efficacité et une performance supérieures par rapport aux autres qui sont :

- **Baker Petrolite DMO86000**
- **CECA Prochinor SY25/E et LA-175**
- **CHIMEC 2232**

Par conséquent, ils peuvent être considérés pour un essai industriel.

IV.9 Discussion des résultats

IV.9.1 Effet de la dose et la nature de désémulsifiant sur l'émulsion

La dose et la nature du désémulsifiant ont un impact sur l'émulsion. Une dose adéquate est nécessaire pour rompre efficacement l'émulsion, évitant une quantité insuffisante ou excessive de désémulsifiant. La nature du désémulsifiant, quant à elle, détermine sa capacité à traiter les

émulsions eau-dans-huile ou huile-dans-eau. Les propriétés chimiques et physiques du désémulsifiant, ainsi que les conditions opérationnelles telles que la température et le pH, peuvent également influencer la stabilité et la facilité de séparation de l'émulsion. L'optimisation de la dose et du désémulsifiant est essentielle pour obtenir les meilleures performances d'émulsionnement et de séparation.

IV.9.2 Effet de la température sur l'émulsion

La température a un impact significatif sur la formation et la stabilité de l'émulsion dans le brut. En règle générale, lorsque la température augmente, cela favorise la formation d'émulsions plus stables et plus difficiles à séparer. Plusieurs facteurs contribuent à cet effet. Tout d'abord, la diminution de la viscosité du pétrole à des températures plus élevées facilite le mélange et l'émulsification des phases liquides. De plus, l'augmentation de la température peut réduire la tension interfaciale entre l'eau et le pétrole, ce qui favorise la formation d'émulsions. De plus, les mouvements moléculaires accrus à des températures plus élevées favorisent les collisions et l'agglomération des gouttelettes d'eau, ce qui conduit à une stabilité accrue de l'émulsion. Cependant, il est important de noter que les effets de la température peuvent varier en fonction de la composition du brut, des additifs présents et des conditions spécifiques.

Dans certains cas, une augmentation de la température peut également entraîner une dégradation des composants chimiques responsables de la formation de l'émulsion, ce qui facilite la séparation. Par conséquent, il est essentiel de prendre en compte ces différents facteurs lors de l'évaluation de l'impact de la température sur l'émulsion dans le brut.

IV.9.3 Effet du temps sur l'émulsion et l'efficacité des désémulsifiants

L'émulsion dans le brut est soumise à l'effet du temps, ce qui peut influencer sa stabilité et la difficulté de la séparer. Au fil du temps, les gouttelettes d'eau dispersées dans le brut peuvent subir des changements physiques et chimiques, ce qui rend l'émulsion plus résistante à la séparation. Cependant, l'utilisation de désémulsifiants peut améliorer l'efficacité de la rupture de l'émulsion. Les désémulsifiants sont des produits chimiques spécialement conçus pour modifier les propriétés interfaciales entre l'eau et le pétrole, favorisant ainsi la coalescence des gouttelettes d'eau et leur séparation. L'efficacité des désémulsifiants peut varier en fonction du temps. Dans certains cas, les désémulsifiants peuvent agir rapidement pour rompre l'émulsion, tandis que dans d'autres cas, un temps de contact plus long peut être nécessaire.

Conclusion

En conclusion, le traitement de l'émulsion du brut par voie chimique à l'aide de désémulsifiants s'est avéré être une méthode efficace et prometteuse. Les expériences réalisées en laboratoire

ont démontré que les désémulsifiants utilisés ont réussi à rompre l'émulsion et à séparer efficacement l'eau du pétrole, améliorant ainsi la qualité du produit final. L'efficacité des désémulsifiants a été influencée par des facteurs tels que la dose, le temps et la température, et certains désémulsifiants ont montré des performances supérieures par rapport aux autres. Ces résultats encourageants ouvrent la voie à des applications potentielles dans les processus industriels de traitement de l'émulsion du brut.

Des tests supplémentaires et une optimisation des paramètres de traitement pourraient être nécessaires pour garantir une efficacité et une rentabilité optimales à grande échelle. Néanmoins, cette étude a apporté des informations précieuses sur l'utilisation des désémulsifiants pour le traitement chimique de l'émulsion du brut, offrant ainsi des perspectives prometteuses pour l'industrie pétrolière dans la gestion et la valorisation des produits pétroliers.

Chapitre 5 :

Partie calcul

Introduction

Dans ce chapitre nous avons présenté les données de calcul et on va effectuer des calculs sur les nouveaux dessaleurs.

Ce schéma est représenté la section de stripping

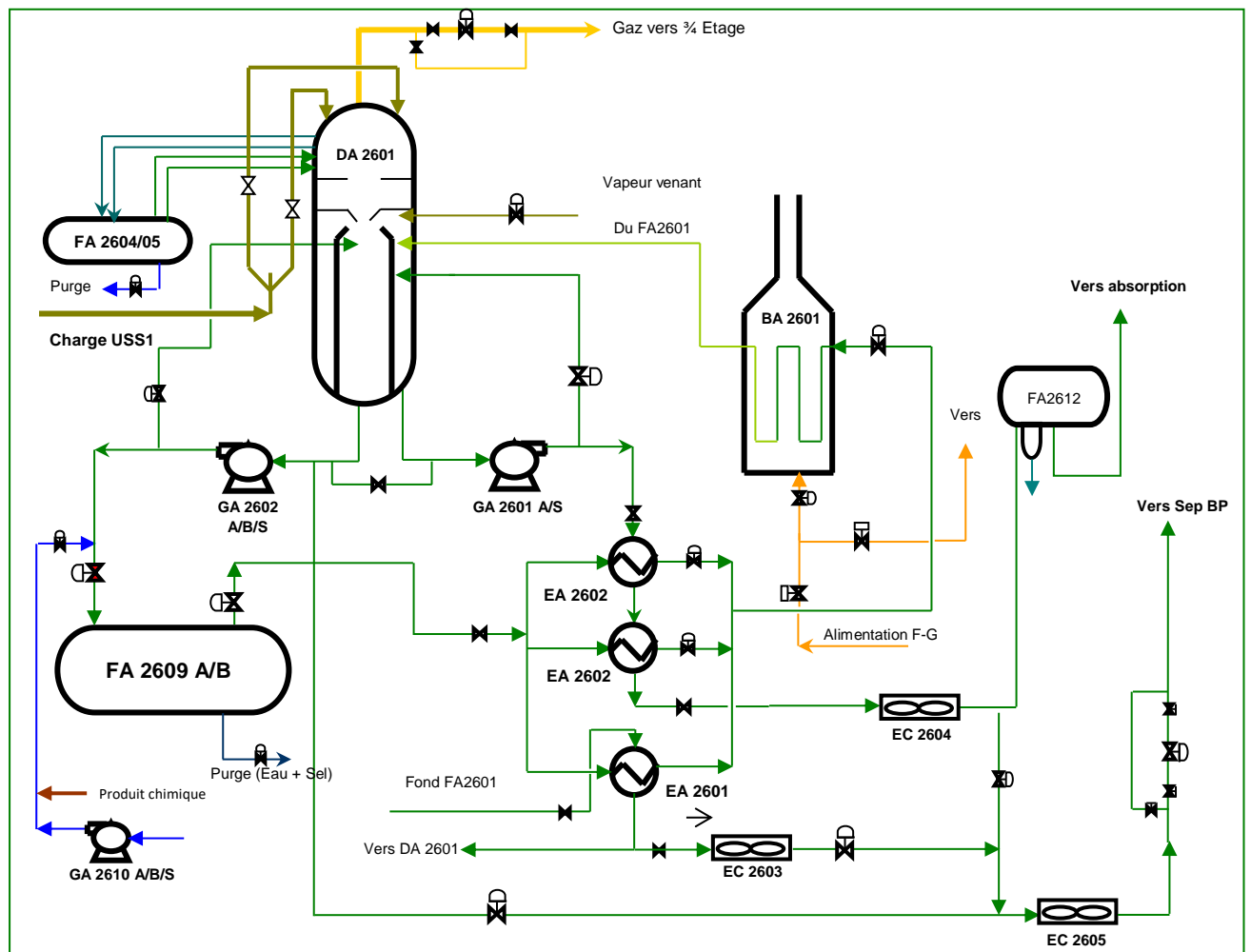


Figure V.1: Schéma simplifié de la section stripping.

V.1. Comparaisons des paramètres du design et de l'optimum

D'ABORD, nous examinerons les données empiriques concernant le calcul, qui couvrent les paramètres de fonctionnement de l'installation ainsi que les caractéristiques physico-chimiques des fluides utilisés. Ces informations seront essentielles pour le dimensionnement des équipements nécessaires.

Les tableaux ci-dessous présentent les paramètres opérationnels des dessaleurs actuels (FA 2609A/B) ainsi que les données de calcul des nouveaux dessaleurs (FA 2611A/B) :

Tableau V.1 : Paramètres de marche des dessaleurs FA 2609A/B

Grandeurs	Design	Actuel
Salinité du brut à dessaler (g/m ³)	500	3102
Salinité du brut dessalé (g/m ³)	<40	421
Température de service (°C)	60-80	60
Pression de service (kg/cm ²)	13	17
Taux d'injection d'eau de lavage (%)	4-6	1,2
Teneur en eau du brut à dessaler (%)	1	0,6
Teneur en sels de l'eau injectée (mg/l)	700	600-700
Teneur en eau du brut dessalé (%)	0,1	0,05
Débit de la charge (m ³ /h)	530	480
Viscosité de brut à dessaler à 50°C (m ² /s)	8,9 .10 ⁻⁷	1,87 .10 ⁻⁶
Densité du brut à 15°C	0,785	0,8002
Densité de l'eau de lavage à 30°C	0,958	1,020

Tableau V.2 : Données de calcul des dessaleurs FA 2611A/B

Paramètres	Valeurs
Débit de brut à dessalé Q _b (m ³ /h)	480
Teneur en eau du brut à dessalé X (%)	0,6
Densité du brut à 50°C	0.962
Densité de l'eau à 50°C	0,7688
Diamètre de gouttelette d'eau D _p (µm)	150

Note :

Les densités des fluides données aux différentes températures sont calculées à partir de la formule suivante :

$$d^t = d_4^{15} \pm k (t-15) \quad \text{eq (V. 1)}$$

Avec k tiré de la figure (Figure I annexe).

La formule suivante a été utilisée pour calculer les chaleurs spécifiques aux différentes températures [4]:

$$C_p = \frac{0,415}{\sqrt{d_4^{15}}} + 0,0009(t - 15) \quad \text{eq (V. 2)}$$

Après avoir exposé les données de calcul, nous aborderons ensuite la phase de dimensionnement des dessaleurs

V.2.1. Bilan de matière

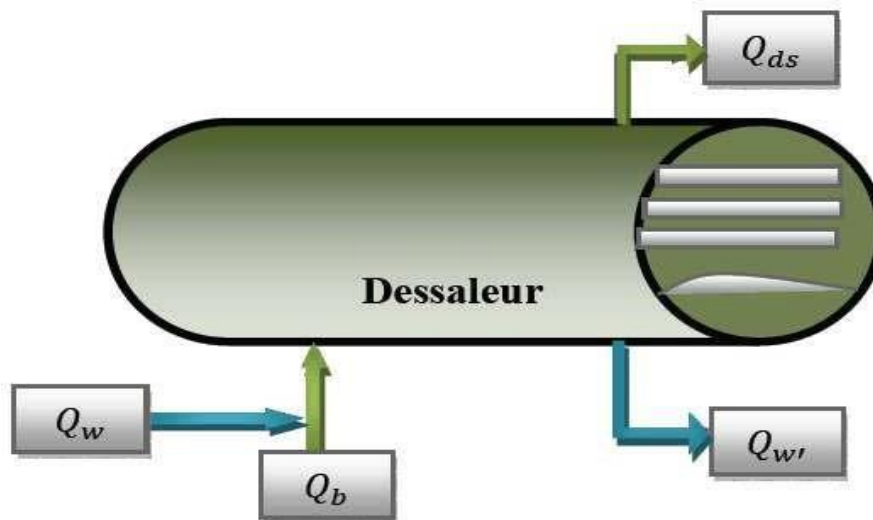


Figure V.2:Schéma de bilan de matière du dessaleur

Le bilan de matière de dessalage est:

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q'w \dots\dots\dots \text{eq (V.3)}$$

Q_b : quantité de brut à dessaler.

Q_w: quantité d'eau de lavage.

Q_d : quantité de brut dessalé.

Q'w: quantité d'eau de purge.

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

$$Q_t = Q_b + Q_w.$$

$$\text{Or : } Q_b = 480 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.2.1.1. Détermination de la quantité d'eau de lavage minimale

La formule suivante relie les teneurs en sels dans le brut et la quantité d'eau à injecter [1] :

$$Y = \frac{X(S_e - S_s)}{S_s} \text{ (V.4)}$$

S_e : salinité du brut à l'entrée de dessaleur ;

S_s : salinité du brut à la sortie de dessaleur ;

X : Teneur en eau dans le brut.

D'après les analyses faites au laboratoire la quantité d'eau contenue dans le brut représente 0,6%

$$Y = 0,6(3102 - 421)/421$$

$$Y = 3.819 \%$$

La quantité d'eau de lavage à injecter par rapport au brut à dessaler est de 7,964%

Donc

$$Q_w = Y \cdot Q_b = 0.03819 \times 480$$

$$Q_w = 18,35 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.2.1.2. Calcul de la quantité de brut dessalé

$$Q_d = Q_b - Q_w$$

Q_w : quantité d'eau contenue dans le brut.

$$\text{D'où : } Q_w = X \cdot Q_b$$

eq (V.5)

$$Q_w = 0,006 \times 480 = 2,88 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = 480 - 2,88 = 477,12 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = 477,12 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.2.1.3. Détermination de la quantité d'eau de purge

$$Q'_w = Q_b + Q_w - Q_d = 480 + 18,35 - 477,12$$

$$Q'_w = 21,23 \text{ m}^3/\text{h}$$

V.3. Calcul de la vitesse de décantation

La vitesse de décantation est calculée à la température de dessalage d'après la formule de Stokes :

$$V_d = \sqrt{\frac{4 \cdot (d_1 - d_2) \cdot g}{3 \cdot d_2 \cdot \dot{O}}} \quad \text{eq (V.6)}$$

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) ;

\dot{O} : Coefficient de résistance.

Pour pouvoir utiliser cette équation, Jacobs et Penney recommandent une forme de particule sphérique de 150 μm [37]

V.3.1. Calcul du coefficient de résistance (ϕ)

Le coefficient de résistance est donné en fonction du nombre de Reynolds (Re) (Tableau V.3) qui est lui-même donné en fonction de la vitesse de décantation. Donc pour sortir de ce cercle on calcul la vitesse tout en fixant le régime, puis on vérifie notre supposition.

Le tableau suivant donne le 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	$\text{Re} \leq 0,2$	$24/\text{Re}$
Transitoire	$0,2 \leq \text{Re} \leq 500$	$18,5/\text{Re}^{0,6}$
Turbulent	$\text{Re} > 500$	44

On suppose que le régime est laminaire :

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

On a :

$$\text{Re} = \frac{V_d D_p}{\nu_b} \quad \text{eq (V.7)}$$

ν_b : Viscosité cinématique du brut (m^2/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 :

$$V_d = \frac{g \cdot D_p^2 (d_1 - d_2)}{18\nu_b \cdot d_2} \quad \text{eq (V.8)}$$

V.3.2. Détermination de la viscosité du brut à 60°C

Afin de calculer la viscosité du brut à 80°C, il est nécessaire de procéder à une détermination préalable de sa viscosité à deux températures différentes, à savoir 20°C et 40°C. Les analyses de viscosité réalisées en laboratoire donnent les résultats suivants :

Viscosité à 20°C : $V_c = 4,13 \text{ Cst}$

Viscosité à 40°C : $V_c = 2,75 \text{ Cst}$

Pour obtenir la viscosité à la température de dessalage (60°C), nous utilisons la relation de GROSS :

$$\log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1} \quad \text{eq (V. 9)}$$

On détermine d'abord le coefficient « R »

$$R = \log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} / \log \frac{t_2}{t_1} \Rightarrow R = \log \frac{4,13}{2,75} / \log \frac{40}{20} = 0,5666$$

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

$$\log \frac{\vartheta_{t1}}{\vartheta_{t2}} = R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \vartheta_{t2} = \log \vartheta_{t1} - R \log \frac{t_2}{t_1}$$

$$\log \vartheta_{60} = \log 4,13 - 0,5666 \log \frac{60}{20}$$

$$\log \vartheta_{60} = 0,3478$$

$$\vartheta_{60} = 1,88$$

Température (°C)	d _{brut}	d _{H₂O}	ϑ(cst)
60	0,7688	0.962	1,88

$$v_b = 1,88 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$$

Donc la vitesse de décantation :

$$V_d = \frac{9,81 \times (1,5 \cdot 10^{-4})^2 \times (0,962 - 0,7688)}{18 \times 1,88 \cdot 10^{-6} \times 0,7688}$$

$$V_d = 1,639 \cdot 10^{-3} \text{ m}$$

Vérification du régime

$$Re = \frac{V_d D_p}{v_b} \quad \text{eq (V. 10)}$$

$$Re = \frac{(1,639 \cdot 10^{-3} \times 1,5 \cdot 10^{-4})}{1,88 \cdot 10^{-6}}$$

$$Re=0,130$$

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

V.4. Dimensionnement du dessaleur

V.4.1. Calcul du diamètre du dessaleur

Pour calculer le diamètre il faut d'abord calculer le facteur A_b :

A_b : facteur relatif à la phase légère (pétrole) donné par la formule :

$$A_b = \frac{Q_d}{0,8 \pi \cdot r \cdot V_d}$$

Q_d : quantité de brut dessalé (m^3/s) ;

r : rapport de longueur sur le diamètre du dessaleur.

Le rapport L/D est fonction de la pression de service.

On adapte généralement les valeurs suivantes :

$$2 < L/D \leq 3 \quad \text{pour } p < 7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$3 \leq L/D < 5 \quad \text{pour } p > 7 \text{ Kg/cm}^2$$

Dans notre cas la pression de service du dessaleur est de $14,5 \text{ Kg/cm}^2$

Donc on prend $r = 3$

$$Q_d = 477,12 \text{ m}^3/\text{h} = 0,14 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$A_b = \frac{0,14}{0,8 \pi \cdot 3 \cdot 1,639 \cdot 10^{-3}}$$

$$A_b = 11,328 \text{ m}^2$$

Le diamètre de dessaleur est donné par l'expression :

$$D = y_1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi \cdot A_b} \quad \text{eq (V. 11)}$$

On détermine y_1 d'après la formule :

$$y_1 = \frac{\sin(\alpha/2)}{\sqrt{2\alpha - \sin(2\alpha)}} \quad \text{(V. 12)}$$

Pour trouver α , on calcul la constante K :

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{(2 \cdot \pi \cdot A_b)}} \quad \text{eq (V. 13)}$$

$$K = 0,7 / \sqrt{(2 \cdot \pi \cdot 11,328)}$$

$$K = 8,29 \cdot 10^{-2}$$

D'après la figure III (annexe) on trouve: $\alpha = 114,19^\circ = 1,99$ rads

Donc :

$$\sin(\alpha/2) = 0,838$$

$$\sin(2\alpha) = -0,743$$

$$y_1 = \sin(\alpha/2) / \sqrt{2\alpha - \sin(2\alpha)}$$

$$y_1 = 0,835 \sqrt{2(1,99) + 0,743}$$

$$y_1 = 0,385$$

A partir de l'équation (V.10) le diamètre sera donc :

$$D = 0,385 \sqrt{2 \cdot \pi \cdot 11,328}$$

$$D = 3,2 \text{ m}$$

V.4.2. Calcul de la longueur du dessaleur

On a $L/D = 3$

$$\text{Donc } L = 3D = 3 \times 3,2$$

$$L = 9,6 \text{ m}$$

V.4.3. Calcul de la surface de dessaleur

Le dessaleur est composé d'une partie cylindrique et deux hémisphères donc

$$S = S_1 + S_2$$

S: surface du dessaleur (m^2).

S_1 : surface de la partie cylindrique de dessaleur (m^2).

S_2 : surface de deux hémisphères (m^2).

Tel que:

$$S_1 = 2\pi R \cdot L \qquad S_2 = \pi(R^2 + h^2)$$

R: rayon du dessaleur ($R = 1,6 \text{ m}$).

L: la longueur de la partie cylindrique ($L = 8,1 \text{ m}$).

h : ($h = 0,75 \text{ m}$).

Application numérique:

$$S_1 = 81,43 \text{ m}^2 \qquad S_2 = 9,80 \text{ m}^2$$

Donc la surface total du dessaleur est :

$$S=91,23 \text{ m}^2$$

V.4.4.Calcul du volume du dessaleur

$$V_T = V_1 + V_2 \tag{eq (V. 14)}$$

V₁ : volume des deux extrémités supposées qu'ils forment une sphère de diamètre D ;

V₂ : volume de cylindre.

$$V_T = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} + \left(\frac{4}{3}\pi\right) \cdot \left(\frac{D^3}{8}\right) \tag{eq (V. 15)}$$

$$V_T = \frac{\pi \times 3,2^2 \times 9,6}{4} + \left(\frac{4}{3}\pi\right) \times \left(\frac{3,2^3}{8}\right) = 65,14 + 17,15$$

$$V_T = 82,29 \text{ m}^3$$

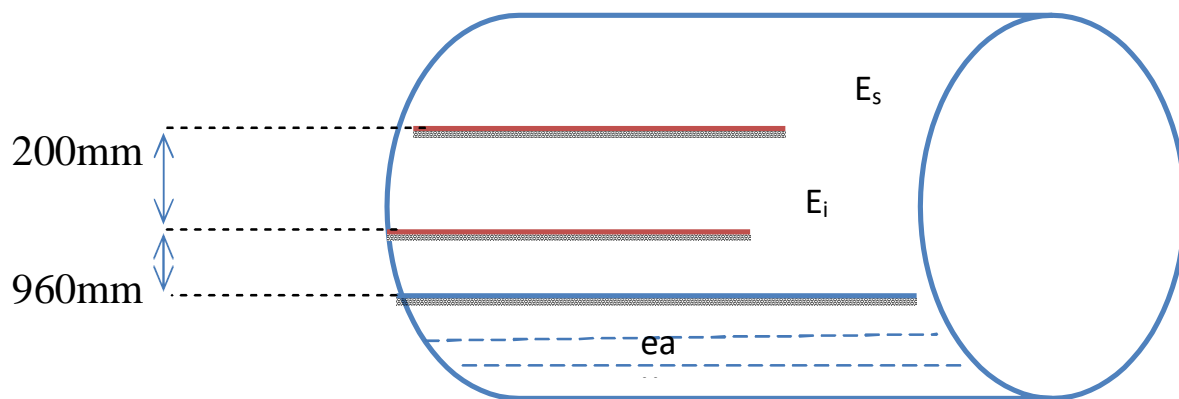


Figure V.3 : Représentation de la distance entre l'électrode et la phase d'eau

V.5.Calcul du temps de séjour

Le temps de séjour est déterminé par la relation [2]:

$$T_s = V / Q_T \tag{eq (V. 16)}$$

Où :

TS : temps de séjour (mn).

V : volume de la capacité (m³).

Q_T : débit volumique de la charge (m³ /h).

$$Q_T = Q_b + Q_w$$

$$QT = 498,35 \text{ m}^3 / \text{h}$$

$$TS = 82,29 / 498,35 = 0,16 \text{ h.}$$

$$TS = 9,60 \text{ min}$$

V.6. Calcul du temps de décantation

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

$$Td = L1 / Vd$$

eq (V.17)

Où :

Td : temps de décantation (mn).

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

Vd : vitesse de décantation (m/sec).

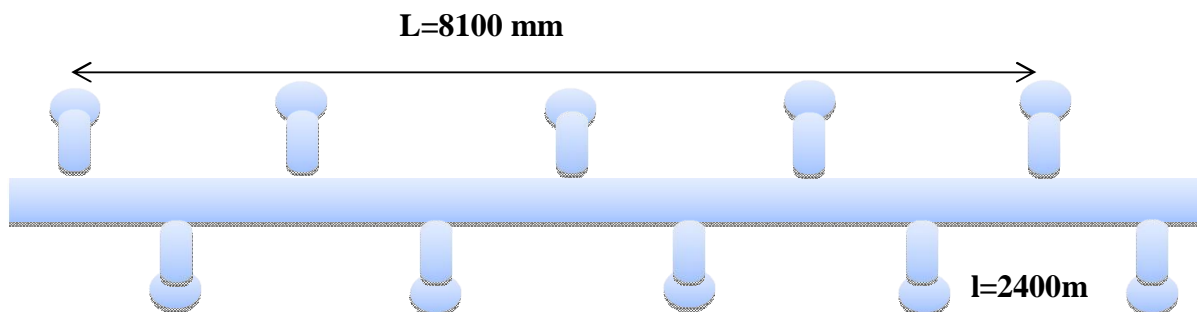
A.N:

$$Td = 0,98 / 1,639 \cdot 10^{-3}$$

$$Td = 9,76 \text{ min}$$

Pour éviter l'entraînement de l'eau séparée avec le brut dessalé, il faut que le temps de décantation soit supérieur au temps de séjour.

V.7. Calcul du distributeur



Pour le calcul du distributeur, il faut calculer le nombre de trous de destruction de la charge par la formule suivante :

$$Nt = A * n \text{ Avec } n = (L/l) + 1$$

L : La longueur de la rampe ($L - 1,5 \text{ m}$)

A : nombre de rampes.

l: la distance séparant les deux trous adjacents.

On à :

$$L = (9,6 - 1,5) \times 1000 = 8100 \text{ mm}$$

$$l = 2400 \text{ mm}$$

Donc, d'après la formule (1) on applique numériquement

$$n = \frac{8100}{2400} + 1 = 4.$$

On a deux rampes de distribution donc le nombre total de trous est :

$$N_t = n \times 2$$

$$N_t = 4 \times 2$$

$$N_t = 8 \text{ Trous}$$

V.8. Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur

V.8.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par la formule suivante :

$$E = U / L \dots\dots\dots \text{eq (V. 17)}$$

Où :

E : champ électrique entre les électrodes (volts/cm)

U : tension du courant en volts, U = 24000 volts

L : distance entre les électrodes. L = 20 cm

A.N :

$$E = 24000 / 20$$

$$E = 1200 \text{ Volts/}$$

V.8.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure

$$E_1 = U / L_1 \dots\dots\dots \text{(V. 19)}$$

E1 : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface).

U : tension du courant. (U = 24000 volts)

L1 : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (L1 = 86 cm)

Donc :

$$E_1 = 24000 / 86 = 279,07 \text{ volts/cm.}$$

$$E_1 = 250 \text{ volts/cm.}$$

Résumé des résultats

Les résultats de calcul obtenus sont portés dans le tableau ci-dessous :

Tableau V.4 : Résultats de calcul du dessaleur

Grandeurs	Dessaleur calculé	Dessaleur existant
Diamètre intérieur (m)	3,2	3,03
Longueur (m)	9,6	9,09
Volume (m ³)	82,29	80
Vitesse de décantation (m/s)	1,639.10⁻³	-
Tems de séjour (min)	9,6	-
temps de décantation (Volts/ cm)	9,76	-
champ électrique entre deux électrodes (min)	1200	444
champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure (Volts/ cm)	250	218

Interprétation des résultats

En se basant sur les résultats de nos mesures et en les comparants aux dimensions des dessaleurs existants, nous avons constaté une grande similitude. Par conséquent, donc nous disons que ces résultats sont acceptables.

De plus, en tenant compte du champ électrique obtenu, nous sommes convaincus que ces dessaleurs surpasseront la version précédente en termes de performance et de rendement. Cette amélioration se traduira par une meilleure capacité de dessalage, assurant ainsi un processus plus efficace et de haute qualité.

CONCLUSION

En résumé, cette étude vise à résoudre le problème de l'augmentation de la salinité en développant des méthodes améliorées de dessalage. Cela permettra d'assurer un processus plus efficace et de haute qualité pour traiter l'eau salée et la rendre utilisable à des fins diverses.

Conclusion générale

Ce mémoire de Master 2 a abordé de manière approfondie l'optimisation du dessalage du pétrole brut en utilisant un désémulsifiant alternatif très efficace et des dessaleurs électrostatiques DPDF (Double Polarité Double Fréquence). Les résultats obtenus ont démontré l'efficacité de cette approche intégrée pour améliorer la qualité du pétrole brut traité et réduire les problèmes associés aux sels et aux impuretés.

La partie théorique de l'étude a permis de développer une compréhension approfondie du pétrole brut, de l'émulsion, des désémulsifiants, du dessalage et du dessaleur électrostatique DPDF. Les connaissances acquises ont permis de définir les principes fondamentaux de chaque concept.

La partie pratique de l'étude a joué un rôle crucial dans la validation des concepts théoriques. Les calculs ont démontré que le nouveau dessaleur électrostatique DPDF est plus efficace que les méthodes traditionnelles de dessalage, en réduisant de manière significative la teneur en sels et en impuretés. De plus, l'expérience de laboratoire a confirmé que l'utilisation de désémulsifiants lors de l'injection dans les satellites du champ conduit à de meilleures performances et que le temps de séjour est un facteur clé pour optimiser l'efficacité du dessalage.

Dans l'ensemble, les résultats de cette étude ont des implications importantes pour l'industrie pétrolière. L'optimisation du dessalage du pétrole brut en utilisant un nouveau désémulsifiant très efficace ou bien utilise des dessaleurs électrostatiques DPDF peut conduire à une amélioration significative de l'efficacité opérationnelle, à une réduction des coûts de production et à une meilleure qualité du pétrole brut traité. De plus, cette approche offre des avantages environnementaux en réduisant les impacts liés aux sels et aux impuretés.

Il est essentiel de souligner que cette recherche n'est qu'une étape vers l'amélioration continue du dessalage du pétrole brut. Des études supplémentaires peuvent être menées pour explorer d'autres désémulsifiants, optimiser les paramètres de fonctionnement du dessaleur électrostatique DPDF et évaluer l'efficacité à grande échelle. Ces développements futurs contribueront à l'évolution de l'industrie pétrolière vers des pratiques plus durables et plus efficaces.

Bibliographie

- [1] : Nabila.H ; Thiziri.T ; étude de l'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi -Messaoud)
- [2] : BAHAMOUI ABDENNASSER, Etude de dessalage du pétrole brut (généralités sur les sels,traitement du pétrole brut sur le champs) [mémoire de master]. Adrar : université Adrar, faculté des sciences et de la technologie,2017.
- [3] : DERDAR Hodhaifa: Suivi de traitement de pétrole brut par analyses chimiques .2014 Mostaganem.
- [4] : Gribissa Anissa Guechtouli Sonia : Optimisation de la désémulsification du pétrole par voie chimique : qualité et quantité de l'eau décantée 2020/2021(tizi ouzou)
- [5] :Article par john bluemle et lorraine manz : the origin of oil (<https://www.dmr.nd.gov/ndgs/documents/newsletter/NL04S/PDF/origin.pdf>)
- [6] : Cours institut algérien du pétrole , école d'Arzew
- [7] : Encyclopedia : [britannica.com](https://www.britannica.com) (19/06/2023) <https://www.britannica.com/science/crude-oil>
- [8] : ASTM Standards
- [9] : J. P. WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers. Schéma de fabrication. Edition Technip 1994.
- [10] : P. WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972 Paris.
- [11] : S.E. CHITOUR. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2).
- [12] : HAMIDOUCHE. N ; TAZARART. T ;(2013), « Étude d'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi-Messaoud) », Mémoire Master. Université A. MIRA de Bejaia.P 36-40
- [13]: R.DAVID; Handbook of chemistry and physics. CRD, edition 89eme. (2008). p 9-50.

Bibliographie

- [14] : Document de TOTAL ; Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97
- [15] : NALCO an Ecolab Company. Desémulsifiant.fr-eu.nulco. com/ eu/ application/emulsionbreakers.htm. 2011.
- [16] : BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; université de Boumerdes ;2007 ;93 ;102p
- [17] : Miguel Rondon, Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés Interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Application à la
- [18] : Mémoire de fin d'étude ; étude de l'amélioration du rendement de l'unité de dessalage CIS/ HMD ; université de Boumerdes, INHC, 2010.
- [19] : Ken Arnold et Maurice Stewart; Crue Oil Treating and Oil Désaligna Systems; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008 ; pp 351–456.
- [20] : TEMMAR Mounir et NAAM Ridha, Mémoire MASTER ACADEMIQUE, le dessalage du pétrole, 2013.
- [21] : Lionel F ; Étude de stabilité des émulsions et de la rhéologie interfaciale des systèmes pétrole brut /eau : Influence des asphaltènes et des acides naphthéniques ; THESE DE DOCTORAT ; UNI S É S Y S ' O ;2011 ;158 pp
- [22] : H. K. Abdel-Aal; Mohammed AGGOUR M.A. Fahim ; Petroleum and gas field processing ; Chapitre 5 ; Emulsion treatment and dehydration of crude oil ; New York. Bastel ; 2003 ; pp 153–160
- [23] : séminaire sonatrach T.F.T(du 4 au 7avril 1987)
- [24] : Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER) : Raffinage. Boumerdes, (2003).
- [25] : SCOMI ANTICOR. Traitement du pétrole brut. Traitement des émulsions. www.anticore_chimie.com/demulsificationf.html. (2012).

Bibliographie

[26] : Chaabi Fatima, Mémoire Présenté en Vue de l'obtention du diplôme de aster, Option Chimie, Thème : Caractérisation physico-chimique d'un désémulsifiant « le chimec R 899 »

[27] : Dr HANAPI Binmat, Dr ARIFFIN Samuri study on demulsifier formulation for treating malysian crude oil emulsion, Associate professor.

[28] : Production et traitement des pétroles brutes salés ; Edition technip 1976*27 RUE GINOUX* 75737 PARIS CEDEX 15.

[29] : HAMDI SOUAD , Projet professionnel de fin de formation MSP
Formation Avant recrutement , Etude de vérifications d'un Procédé de dessalage du pétrole brut

[30] : Murad Mohamed : desalter unit, sparklet engainées
[.https://www.youtube.com/watch?v=9RPGv5Z-cis](https://www.youtube.com/watch?v=9RPGv5Z-cis)

[31] : Paper of WORLD HEAVY OIL CONGRESS : aberdeen.scotland 2012.

[32] : <https://f-e-t.com/production-equipment/forum-processing-technologies/edge-desalters/> .
21/06/2023.

[33] : Documentation ourhoud .

[34] : <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/well-production/processing-and-separation/oil-treatment/natco-dual-frequency-electrostatic-treater>:
24/06/2023 ,14 :30

[35] : <https://jpt.spe.org/advances-electrostatic-treatment-crude-oil>: 24/06/2023

[36] : <https://www.emerson.com/documents/automation/case-study-guided-wave-radar-improves-reliability-of-desalter-interface-measurement-while-reducing-maintenance-costs-rosemount-en-87378.pdf> /24/06/2023

[37] : Documentation CINA .

Tableau 1 : Evolution de l'eau décanté à dosage 20 ppm et à 16°C

QB-34 Dosage 20 ppm Température = 16°C Emulsion = 30 %

Temps	5 mn	10mn	15 mn	20 mn	30 mn	40mn	50 mn	60 mn	Après centrifugation	
Produit	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% Emul
Blanc	0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	30
MI EB-8788	0	0	0	0.5	0.5	0.5	1	1	4	21
BJ TB -9001	0.75	3.5	4	6	6	8	8	8	16	8
CHIMEC 2232	1	2	3	3	3	5	8	8	17	8
BAKER DMO86000	8	9	10	11	12	13	13	14	20	4
CECA SY 25/E	3	8	12	13	14	15	16	17	20	5
CECA GR77	1	2	4	6	10	12	12	12	21	4
CECA LA 175	1	2	3	4	6	7	8	10	20	5

Tableau 2 : Evolution de l'eau décanté à dosage 30 ppm et à 12°C

QB-34 Dosage 30 ppm Température = 12°C Emulsion = 32 %

Temps	5 mn	10mn	15 mn	20 mn	30 mn	40mn	50 mn	60 mn	Après centrifugation	
Produit	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% Emul
Blanc	0	0	0	0	0	0	0	0	Tr	32
MI EB-8788	0.5	1	1.5	2	3	5	6.5	7	14	16
BJ TB -9001	0	0	0	0	0	0	0	0	19.5	10
CHIMEC 2232	5	9	13	15	17	20	21	22	22	3
BAKER DMO86000	14	15	16	17	18	19	20	20	20	9
CECA SY 25/E	10	16	20	21	22	22	23	23	24.5	1.5
CECA GR77	2	4	6	8	9	15	16	18	24	5
CECA LA 175	4	7	15	16	19	21	22	22	23	4.5

Tableau 3 : Evolution de l'eau décanté à dosage 50 ppm et à 22°C

QB-34 Dosage 50 ppm Température = 22°C Emulsion = 31 %

Temps	5 mn	10mn	15 mn	20 mn	30 mn	40mn	50 mn	60 mn	Après centrifugation	
	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% eau	% Emul
Blanc	0	0	0	0	0	0	0	0	Tr	32
MI EB-8788	3	8	9	9.5	13	14	14.5	15	17	8
BJ TB -9001	10	13	14	14.5	15	15	15	15	22	4
CHIMEC 2232	14	15	20	21	22	23	23.5	24	25	3
BAKER DMO86000	16	17	20	20	20	20	20	21	22	3.5
CECA SY 25/E	25	25	25	26	26	26	26	26	26	0
CECA GR77	1	4	8	10	15	17	24	24.5	24.5	0.5
CECA LA 175	25	25	25	25	25	25	26	26	26	0

1. Image réelle d'un dessaleur électrostatique



2. Image réelle d'un dessaleur électrostatique



3. Image d'une pompe d'injection installé au niveau de satellite



4. Point d'injection de désémulsifiant au niveau de satellite



5. Appareillage utilisé pour effectuer la méthode de MOHR (calculer la salinité)



QB-34 Dosage 30 ppm Température = 12°C Emulsion = 32 %



QB-34 Dosage 30 ppm Température = 12°C Emulsion = 32 %



QB-34 Dosage 30 ppm Température = 12°C Emulsion = 32 %



QB-34 Dosage 40 ppm Température = 14°C Emulsion = 33 %



QB-34 Dosage 40 ppm Température = 14°C Emulsion = 33 %



Dosage 50 ppm Température = 22°C Emulsion = 31 %



Dosage 50 ppm Température = 22°C Emulsion = 31 %



Dosage 100 ppm Température = 21°C Emulsion = 18 %

