

N° d'ordre :

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERRI DE TIZI-OUZOU

FACULTE DES SCIENCES

DEPARTEMENT DE CHIMIE



Domaine : **SCIENCE DE LA MATIERE**

Filière : **CHIMIE**

Spécialité : **CHIMIE DE L'ENVIRONNEMENT**

Mémoire de Master

Thème

Optimisation de la désémulsification du pétrole par voie chimique : qualité et quantité de l'eau décantée

Présenté par : **Gribissa Anissa**
Guechtouli Sonia

Soutenues publiquement, le 15/07/2021 devant le Jury composé de :

Mme FERRAG	Fatiha	MCA	UMMTO	Présidente
Mme ALI	Oumessaad	MCB	UMMTO	Examinatrice
Mme CHEIKH	Assira	MCB	UMMTO	Promotrice
Mr MOULKHELOUA	Boumediene	Chef de	Sonatrach	Co-promoteur
		laboratoire	Hassi Messaoud	
Mr GHACHI	Rafik	Ingénieur	Sonatrach	Invité
		corrosion	Hassi Messaoud	

Session 2020 / 2021

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes très chers parents pour leur amour, patience, confiance, éducation et sacrifice ;

Mes chers frères et sœurs ; surtout mon frère Zakaria ;

Mes belles-sœurs, Mes neveux et nièces ;

Ma chère grand- mère, que dieu la protège ;

Ma binôme Anissa et sa famille ;

A la mémoire de mes grands-parents, que ce travail soit une prière pour eux ;

Tous mes amis (es) et tous ceux qui me sont chers ; Dihia et Lahna que Dieu les bénisse ;

Tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

SONIA

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes très chers parents pour leur amour, patience, confiance, éducation et sacrifice ;

Ma sœur Nesserine et mon frère Mohamed amine ;

La famille GRIBISSA et CHERADI ;

Ma binôme Sonia et sa famille ;

Tous mes ami(e)s et tous ceux qui me sont chers ;

Tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

ANISSA

Remerciements

Ce mémoire est le terme d'un voyage de reconversion professionnelle entamé il y a un peu moins d'un an. Au moment d'entamer ce voyage nous avons beaucoup de doutes et d'appréhension. Pendant ce voyage nous avons eu des moments de doute et de lassitude. Nous terminons ce voyage avec beaucoup de certitudes, de nouvelles connaissances et de compétences professionnelles.

Nous remercions DIEU pour nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Cela n'aurait pas été possible sans l'apport des personnes auxquelles nous tenons à formuler notre gratitude et notre reconnaissance.

Nous voudrions dans un premier temps remercier, notre promotrice Madame Assira CHEIKH, maître assistant de classe B à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou pour son soutien et toute son aide qu'elle nous a apporté tout au long de notre préparation de ce mémoire, sa patience, sa disponibilité, avoir relu et corrigé notre mémoire. Ses conseils de rédaction ont été très précieux.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury Madame Fatiha FERRAG maître assistant de classe A à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou et Madame Oumessaad ALI maître assistant de classe B à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou pour l'intérêt qu'elles vont porter à notre travail en acceptant de l'examiner et de l'enrichir par leurs propositions et suggestions.

Nous remercions également toute l'équipe de laboratoire de l'organisation Ourhoud, pour avoir assuré la partie pratique de celle-ci. Nous tenons à témoigner toute notre reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

- ✓ Notre Co-promoteur Monsieur Boumediene MOULKHELOUA qui nous a beaucoup appris, il a partagé ses connaissances et expériences dans ce milieu, tout en nous accordant sa confiance :
- ✓ Messieurs Rafik GHACHI et Mohammed HADJ-SAID, pour nous avoir accordé des entretiens et avoir répondu à nos questions. Ils ont été d'un grand soutien dans l'élaboration de ce mémoire.
- ✓ Tout le personnel de l'organisation Ourhoud pour leur accueil et leur bienveillance chose qui nous a permis de passer notre période de stage dans les meilleures conditions.

- ✓ Nos parents, pour leur soutien constant et leurs encouragements.
- ✓ Nos camarades de la promotion M 2 chimie de l'environnement 2020 pour tous les moments de joie et de peine partagés ensemble.

Liste des figures

Figure I-1: Composition de pétrole brut.....	6
Figure I-2: Participation de Sonatrach et de ses associés.....	9
Figure I-3: Localisation géographique du champ.....	10
Figure I-4 : Puits producteur d'huile.....	11
Figure I-5 : Puits injecteurs d'eau.....	11
Figure I-6 : Puits d'eau.....	12
Figure I-7 : Les installations de l'organisation d'Ourhoud.....	13
Figure II-1 : Émulsion eau dans l'huile.....	16
Figure II-2 : Émulsion l'huile dans l'eau.....	16
Figure II-3 : Photomicrographie d'une eau dans l'huile dans l'eau.....	17
Figure II-4 : Mécanisme de stabilisation de l'émulsion par les asphaltènes.....	18
Figure II-5: Formation d'un film interfaciale par des surfactants.....	18
Figure II-6 : Photomicrographie d'un film interfaciale.....	18
Figure II-7: Schématisation des surfactants et la formation des micelles.....	19
Figure II-8: Photomicrographie d'une émulsion montrant la présence des solides.....	21
Figure II-9: Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique.....	23
Figure II-10 : Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique.....	24
Figure II-11 : Structure de base d'un désémulsifiant.....	25
Figure 12 : Mécanisme de la désémulsification.....	26
Figure III-1 : Teste des éprouvettes à fond conique.....	30
Figure III-2 : Les étapes de la détermination d'eau résiduelle.....	33
Figure III-3 : Étapes de mesure de la salinité du brut.....	35

Figure IV-1 : Évolution des volumes d'eau décantée en fonction du temps pour les différents désémulsifiants et à différentes doses à 30°C.....	39
Figure IV-2 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 30°C.....	40
Figure IV-3 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées à différents temps de décantation à 30°C.....	42
Figure IV-4 : Variation des volumes d'eau décantée en fonction du temps pour une température de 55°C à différentes doses pour les différents désémulsifiants.....	45
Figure IV-5 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées pour un temps de décantation de 30 min et à 55°C.....	47
Figure IV-6 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées pour un temps de décantation de 60 min et 90 min et une température de 55°C.....	48
Figure IV-7 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 30°C.....	49
Figure IV-8 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 55°C.....	49
Figure IV-9 : Évolution de l'eau décantée en fonction du temps pour une dose de 30 ppm pour les différents désémulsifiants (Même essai à 8h45 et à 16h30).....	50
Figure IV-10 : Turbidité de l'eau décantée des différents désémulsifiants pour une dose de 30 ppm à 30°C.....	51
Figure IV-11 : Pouvoir dessaleur des différents désémulsifiants pour la dose de 30 ppm à 30°C.....	52

Liste des tableaux

Tableau III-1 : Présente les principales analyses effectuées sur les différents échantillons...	29
Tableau III-2 : Caractéristiques des cinq désémulsifiants.....	32
Tableau IV-1 : teneurs moyennes et limites des différents paramètres caractérisant le pétrole brut.....	37
Tableau IV-2 : Observation de la qualité de l'eau, de brut et de l'interface eau/huile des différents désémulsifiant à différentes doses à 30°C.....	40
Tableau IV-3 : Observation de la qualité de l'eau, de brut et de l'interface eau/huile des différents désémulsifiant à différentes doses à 55°C.....	46
Tableau IV-4 : Résultats d'analyse de la salinité du pétrole après traitement.....	52

Abréviations

CPF: Central Processing Facilities

API: American Pétroleum Institue

PPM: Partie Par Million

BS&W: basic sidement water

TVR: tension de vapeur raid

ASTM: American standard test methods

Eff : efficacité

EL : Eau libre

Em : émulsion

E_R: Eau résiduelle

WAG : water alternative gas

TAGI : trias argileux gréseux inferieur

Dédicaces

Remerciements

Table d'illustration

Liste des abréviations

Sommaire

Introduction.....1

Chapitre I : Généralités sur le pétrole brut

I.1. Généralités sur le pétrole brut.....4

I.1.1. Définition du pétrole brut.....4

I.1.2. Origine du pétrole brut.....5

I.1.3. Composition du pétrole brut.....5

I.1.4. Propriétés physicochimiques du pétrole.....6

I.1.4.1. La densité.....6

I.1.4.2. La viscosité.....6

I.1.4.3. La teneur en soufre.....7

I.1.4.4. La teneur en eau et sédiments.....7

I.1.4.5. La teneur en sels.....7

I.1.4.6. Les asphaltènes.....7

I.2. Le raffinage du pétrole en Algérie.....8

I.2.1. Présentation de l'organisation Ourhoud.....9

I.2.1.1. La localisation géographique du champ.....10

I.2.1.2. Dimensionnement des installations.....10

I.2.1.3. Composition du champ.....10

I.2.1. 4. Présentations des puits et des satellites.....	11
I.2.1.4.1. Les Puits producteur d’huile.....	11
I.2.1.4.2. Les Puits injecteur d’eau.....	11
I.2.1.4.3. Les puits WAG (water and gas).....	11
I.2. 1.4.4. Les puits d’eau.....	12
I.2.1.4.5. Les satellites.....	12
I.2.2. Traitement du pétrole brut (au CPF).....	12
I.2.3. Installation de production.....	13

Chapitre II : Les émulsions du pétrole et la désémulsification

II.1. L’émulsion.....	15
II.1.1. Définition de l’émulsion.....	15
II.1.2. Conditions de formation d’une émulsion.....	15
II.1.3. Origine de l’émulsion.....	15
II.1.4. Type d’émulsion.....	16
II.1.5. Caractéristiques d’une émulsion.....	17
II.1.6. Les agents émulsifiants.....	17
II.1.7. Mécanisme de formation d’une émulsion.....	19
II.1.8. La stabilité d’une émulsion.....	19
II.1.8.1. La taille des gouttes.....	19
II.1.8.2. Les type d’émulsifiants.....	20
II.1.8.3. La teneur en eau.....	20
II.1.8.4. La viscosité.....	20
II.1.8.5. Les particules solides.....	20

II.1.8.6. La tension de surface.....	21
II.1.8.7. La résistance de pellicule à l'interface.....	21
II.1.8.8. La densité.....	22
II.1.8.9. L'âge de l'émulsion.....	22
II.2. Traitement de l'émulsion.....	23
II.2.1. Traitement de l'émulsion Par dessalage.....	23
II.2.1.1. Mécanisme du dessalage électrostatique.....	23
II.2.1.2. La diffusion des sels	23
II.2.1.3. La coalescence.....	24
II.2.1.4. La décantation.....	24
II.2.2. Traitement de l'émulsion par les produits chimiques.....	24
II.2.2.1. Définitions.....	24
II.2.2.2. Caractéristiques des désémulsifiants.....	24
II.2.2.3. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants.....	25
II.2.2.4. Action des désémulsifiants.....	25
II.2.2.4.1. La floculation.....	25
II.2.2.4.2. La coalescence.....	26
II.2.2.4.3. Le mouillage des solides.....	27
II.3. Les Avantages et inconvénients des désémulsifiants.....	27

Chapitre III : Méthodes et matériels

III.1. Échantillonnage	29
III.2. Caractérisation du pétrole brut et de l'eau décantée.....	29
III.3. Essai du traitement du pétrole brut par voie chimique.....	30

III.4. Appareillage.....	31
III.5. Caractéristiques des désémulsifiants utilisés.....	31
III.6. Détermination des paramètres de traitement.....	33
III.6.1. Teneur en eau et en sédiments B.S.W.....	33
III.6.2. Eau Résiduelle.....	33
IV.6.3. Efficacité du traitement.....	34
III.6.4. Salinité du pétrole.....	34

Chapitre IV : Résultats et discussion

IV.1. Caractérisation du pétrole brut.....	37
IV.2. Résultats des essais de traitement.....	38
IV.2.1. Optimisation de la dose du désémulsifiant et du temps de décantation.....	38
IV.2.2. Effet de la température.....	44
IV.2.3. Effet de l'âge de l'émulsion.....	50
IV.2.4. Turbidité de l'eau décantée.....	51
IV.2.5. Les pertes en sel du brut après la désémulsification	52
Conclusion	55
Références.....	57

Annexes

Résumé



Introduction



Le pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbure de différentes familles (paraffinique, naphénique, aromatique) associé à des composés oxydés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers, comme il est souvent associé à l'eau de formation saline. Il se trouve que la présence d'eau dans le pétrole brut est indésirable pour plusieurs raisons. D'abord l'eau émulsionnée augmente la viscosité du brut et donc le coût de pompage et de transport. Puis, la présence d'eau entraîne la corrosion des tuyaux, le colmatage et l'encrassement des installations et d'autres équipements de surface.

La production de pétrole s'accompagne d'une production d'eau provenant du gisement. Lors du transport de la tête du puits aux installations de surface, ces deux fluides immiscibles traversent des zones d'agitation intense (pompes, vannes...) qui conduisent souvent à la formation d'une émulsion eau/huile (E/H), selon le degré d'agitation et la nature d'eau et d'huile produites, et encore la présence des agents émulsifiants tensioactifs naturellement présents dans le pétrole brut.

Parmi les tensioactifs, les asphaltènes et les acides naphéniques et les paraffine ont été identifiés comme jouant un rôle dans la formation et la stabilisation des émulsions E/H.

Les émulsions formées sont considérées comme un déchet du pétrole. Ces déchets ne peuvent pas être utilisés directement ou rejetés dans l'atmosphère en raison de leur dangerosité pour l'environnement et la santé. Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement n'est appliqué.

Pour résoudre ce problème d'émulsion, deux solutions sont disponibles, soit par voie chimique, soit par dessalage.

Dans ce mémoire, nous proposons d'étudier le traitement d'émulsion par voie chimique dans le but de récupérer le maximum d'eau émulsionnée de bonne qualité et augmenter la quantité du brut par la même occasion.

Ce mémoire s'articule donc autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre présente des généralités sur le pétrole brut et la description générale de la région Ourhoud là où nous avons effectué cette étude ;

Le deuxième chapitre sera consacré à l'émulsion et les techniques utilisées pour l'éliminer : la désémulsification par voie chimique et le dessalage.

Le troisième chapitre présentera les différents matériels et les méthodes d'analyses utilisés durant toute cette étude.

Les résultats des différents traitements utilisés pour éliminer les émulsions par différents produits chimiques feront l'objet du quatrième chapitre.

Enfin, cette étude sera terminée par une conclusion.



CHAPITRE I

Généralités

Sur le pétrole

Introduction

Le pétrole brut peut se trouver dans le réservoir, associé au gaz et à l'eau de formation saline lors de son extraction, il est composé de trois phases ; huile eau et gaz et une émulsion (mélange eau /huile). La présence de cette émulsion est un problème majeur rencontré par les pétroliers au niveau de la production mais aussi du raffinage.

De plus, la teneur du pétrole brut en sels et en eau exige un traitement préliminaire sur le champ d'exploitation. Ce traitement consiste à déstabiliser l'émulsion, isoler la phase pétrole et à en éliminer l'eau salée d'une manière à avoir une bonne qualité d'eau qui sera réinjectée dans le gisement pour maintenir sa pression.

Diverses méthodes existent pour séparer ces deux phases liquides émulsionnées ; parmi lesquelles le dessalage électrostatique ou l'ajout de produits chimiques.

Dans ce chapitre nous allons citer des généralités sur le pétrole brut, le raffinage en Algérie en mettant l'accent sur le site de production du champ Ourhoud.

I.1. Généralités sur le pétrole brut

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].

I.1.1. Définition du pétrole brut

Le mot pétrole est tiré du mot latin « petroleum » qui signifie : « huile de roche », c'est une huile minérale naturelle combustible de couleur très foncée, d'une odeur caractéristique plus ou moins prononcée, et d'une densité de 0.8 à 0.95. Il est formé d'hydrocarbures constitués d'un nombre différent d'atomes de carbone et d'hydrogène et donc de molécules de tailles et de structures différentes, ce qui détermine leur état physique, solide, liquide, gazeux. Donc, le pétrole est un mélange de ces divers types d'hydrocarbures, et ses qualités considérablement variées selon la prédominance des uns ou des autres produits qui le composent [2].

I.1.2. Origine du pétrole brut

Depuis sa découverte, ainsi que son importance, plusieurs savants se sont penchés sur le problème de l'origine de cette source d'énergie. Pour cela de nombreuses théories étaient émises, mais seules deux d'entre elles étaient prises en considération [3].

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER. Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux derniers ont réussi à obtenir lors des essais au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole [3].

La matière organique se serait accumulée au fond de la mer mélangée à des sédiments fins et formant avec eux le sapropel. La pression est développée au fur et à mesure par l'accumulation des sédiments au cours des temps géologique, la température, l'action de bactéries en milieu réducteur, c'est-à-dire en absence d'oxygène, auraient petit à petit facilité la transformation de ce sapropel en pétrole. [4].

Une fois le pétrole formé dans la roche mère il a été soumis à plusieurs forces : le poids exercé par les sédiments, les forces géologiques, les différences de densité avec l'eau salée qui l'accompagne. Le pétrole a donc tendance à migrer et à se frayer un chemin à travers les roches les plus perméables ou les fissures existant à l'intérieur de ces roches. Cette migration s'effectue généralement en montant à travers les sédiments, cela est dû à ce que la densité du pétrole est plus faible que celle de l'eau et à la présence fréquente du gaz dissous dans le pétrole. La migration du pétrole arrive à sa fin lorsqu'il sera piégé dans les roches poreuses du sous-sol, imprégnant comme l'eau imprègne une éponge [4].

I.1.3. Composition du pétrole brut

Le pétrole brut, appelé aussi hydrocarbure, selon cette nomenclature, on distingue les deux mots hydrogène et carbone, qui sont les composants essentiels de tous les pétroles bruts ; leurs teneurs sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène. Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont : les hydrocarbures Aliphatiques, les hydrocarbures Cycliques et les hydrocarbures mixtes [5].

Mais, on trouve aussi d'autres éléments qui le composent, qui sont plus au moins nocifs dans le traitement du brut. Ces éléments sont : l'oxygène, le soufre, et l'azote (au total jusqu'à 6% - 7%) sous forme de composés. Aussi, on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels, Si, Na, Fe... [5].

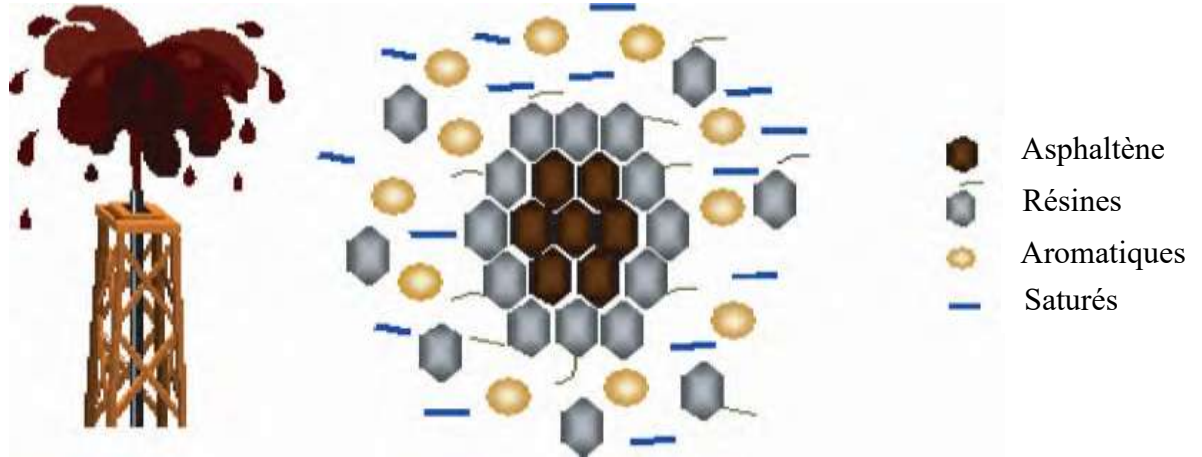


Figure I-1: Composition de pétrole brut.

NB : Le pétrole brut contient de l'eau dont la combinaison donne une émulsion qui peut être stable, il contient aussi des sels et des impuretés.

I.1.4. Propriétés physicochimiques du pétrole

I.1.4.1. La densité

La densité est définie comme le rapport de la masse d'un corps au volume qu'il occupe. Pour les produits pétroliers, elle est donnée généralement à 15 °C. La valeur de la densité des pétroles bruts est déterminée à l'aide d'un aéromètre selon la norme NF T60-101, et la connaissance de cette valeur est très utile pour effectuer des bilans massiques [6].

I.1.4.2. La viscosité

La mesure de la viscosité des pétroles bruts à différentes températures, est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites de raffineries, ainsi pour la spécification des pompes et des échangeurs [7].

L'évolution de la viscosité en fonction de la température, n'est pas la même pour tous les bruts, la viscosité d'un pétrole paraffinique augmentera rapidement si la température baisse; par contre, pour les bruts naphténiques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressive [7].

I.1.4.3. La teneur en soufre

Le soufre se trouve dans les bruts sous forme d'hydrocarbures sulfuré, d'hydrogène sulfuré dissous et parfois même du soufre en suspension (S, H₂S, thiol, les sulfures, les disulfures, thiophène et dérivés) [8].

L'origine de soufre provient principalement de la décomposition des débris organique ou par la réduction des sulfates par l'hydrogène sous l'action des bactéries de type *desulforibriodésulforican*. [8]

I.1.4.4. La teneur en eau et sédiments

Les sédiments qui se trouvent dans le pétrole brut sont de fines particules de sable, de boue de forage, de débris de roches, de métaux sous forme de minerais ; ou à l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium...etc [9].

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

I.1.4.5. La teneur en sels

Les sels qui se trouvent dans le brut proviennent d'une formation naturelle au fond de gisement. La salinité d'un puits est liée à une venue d'eau dans ce dernier (visible ou non en surface) elle évolue au cours 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 drainée. Ainsi d'une façon générale on trouve le dichlorure de magnésium MgCl₂, le dichlorure de calcium CaCl₂, le chlorure de sodium NaCl [10].

Les sels sont généralement présents sous deux formes :

- Sous forme de cristaux ;
- Sous forme dissous dans de fines gouttelettes d'eau dispersées dans le brut.

La présence de ces sels présente des problèmes de bouchage de tube des échangeurs de chaleur et la corrosion [10].

I.1.4.6. Les asphaltènes

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

Dans le gisement, la présence de fonctions polaires des asphaltènes a pour résultat probable de rendre la roche mouillable aux hydrocarbures, limitant ainsi la production. Ils sont considérés comme des agents émulsionnants qui favorisent l'émulsion eau-huile [9]. Leur détermination se fait par l'extraction avec un solvant (benzène, toluène ou chloroforme) qui consiste à précipiter les asphaltènes [6].

I.2. Le raffinage du pétrole en Algérie

Comme notre pays possède d'importance réserve en pétrole, il est dans l'obligation de bâtir des complexes afin de permettre le traitement de cette richesse pour obtenir des produits de consommation et aussi ceux qui seront utilisés comme matière première dans d'autre secteur.

Le processus continue d'une raffinerie simple comporte d'abord une épuration du pétrole brut, puis une séparation par distillation en produits blanc (distillation, légers et moyens) et en produits noir (résidus lourds). Les produits légers sont convertis en essences pour l'automobile.

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs qui fixent les spécifications du pétrole mis en vente en particulier les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courants sont de 40 à 60 mg /l pour la teneur en sel et de l'ordre de 1% pour l'eau.

Les raffineries doivent ramener avant leurs unités à la teneur maximale en sel de 5mg/L pour prévenir contre toutes source de problèmes techniques qui peuvent nuire à la production tels que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête des unités de distillation atmosphérique, la dégradation de la qualité des résidus ... etc.

L'élimination des sels et de l'eau est indispensable à tous les niveaux de traitements de brut et cela, nécessite l'installation d'unités de dessalage. Dans le but réaliser une étude sur l'une des techniques d'élimination de l'eau et du sel, un stage d'une durée d'un mois a été effectué dans un champs pétrolifère situé dans le bassin de Berkine à 200 km au sud de la ville de Hassi Messaoud à savoir le « **champ Ourhoud** ».

Donc la partie qui va suivre sera consacrée à la description de ce gisement.

Le champ d'**OURHOUD** est destiné principalement à la production de pétrole brut. La production est assurée à l'aide de différents circuits « appelés systèmes » à partir des puits producteurs d'huile, passant par les satellites et enfin arrivant au **CPF** (Central Processing Facilities). Ce dernier est constitué de plusieurs systèmes, ayant des rôles complémentaires.

Les influents, sous forme de mélange (brut-gaz-eau) rentrants dans le **CPF**, commencent à subir leurs premières séparations dans le **Slugcatcher**, puis continuent à être séparés au fur et à mesure, à travers des différents systèmes, afin d'aboutir à un stade final de pureté, caractérisé par une qualité qui confère aux produits leurs aptitudes à être réutilisés (cas du gaz et eau) ou expédié (cas du brut).

On note ici, que l'injection de produits chimiques désémulsifiants sélectifs, demeure indispensable, dans le but d'atteindre des taux de séparations très poussés et une bonne qualité de l'eau.

I.2.1. Présentation de l'organisation Ourhoud

L'Organisation Ourhoud (créée en 1997, début de production 2003) est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ Ourhoud. Les partenaires l'ont conçu comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont dotée de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité. L'Organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Marks, Burlington Ressource, Talisman) au bénéfice du projet et de la diversité culturelle. [10]

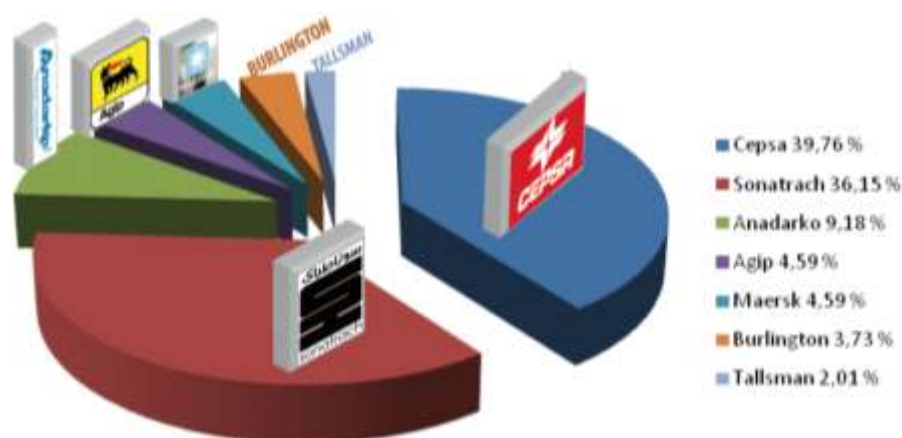


Figure I-2: Participation de Sonatrach et de ses associés.

I.2.1.1. La localisation géographique du champ

Le champ de pétrole *OURHOUD* (autrefois appelé **Quobba**), situé dans le désert du Sahara au bassin de Hassi-Berkine à 320 km au SUD-EST de Hassi-Messaoud, 1200 km au SUD-EST d'Alger, approximativement 20 Km de long sur 4 Km de large, fut découvert en juillet de l'an 1994. Il est le deuxième plus grand gisement.

Ce gisement contient une huile légère sous saturée dans les grès du TRIAS Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petros physiques de grande qualité. [10]



Figure I-3: Localisation géographique du champ.

I.2. 1.2. Dimensionnement des installations

- Capacité nominale de traitement d'huile : 60000 barils/jour.
- Capacité de traitement de gaz : 5,3 millions m³/j.
- Capacité d'injection d'eau : 345 000 barils /j.
- Capacité de réinjection de gaz : 3,2 millions m³/j.

I.2.1.3. Composition du champ

Le champ d'Ourhoud comprend :

- 65 puits de production d'huile ;
- 08 puits injecteurs de gaz (07 en WAG- 1 de gaz) ;
- 38 puits injecteurs d'eau (04 en WAG- 34 d'eau) ;
- 09 puits producteurs d'eau de l'ALBIEN/BARREMIEM ;
- 08 puits producteurs d'eau du MIOPLIOCENE :
 - 06 puits MPP (miopliocene potable).
 - 02 puits MPI (miopliocene industriel)

I.2.1. 4. Présentations des puits et des satellites

I.2. 1.4.1. Les Puits producteur d'huile

Ce sont des puits qui contiennent de l'huile, chaque groupe de 4 à 5 puits sont collectés par un satellite, et il en existe 7 satellites.



Figure I-4 : Puits producteur d'huile.

I.2.1.4.2. Les Puits injecteur d'eau

Dans ces puits et il y en a 2, l'eau de production traitée et l'eau Albien-barrémien sont mélangées en amont des pompes d'injection d'eau.

Les pompes délivrent l'eau vers 2 collecteurs d'eau, l'un va vers le satellite nord et l'autre vers le satellite sud. L'injection d'eau a pour but de maintenir la pression du gisement. [10]



Figure I-5 : Puits injecteurs d'eau.

I.2.1.4.3. Les puits WAG (water and gas)

Ces puits sont des puits d'injection d'eau et de gaz en alternant les intervalles.

I.2. 1.4.4. Les puits d'eau

On en trouve deux types : l'eau Albien-Barrémien et l'eau Mio-pliocène. L'eau Mio-pliocène est considérée comme une source d'eau potable, elle est Utilisée pour alimenter le procédé pour le dessalement, l'eau incendie, etc...



Figure I-6: Puits d'eau.

I.2.1.4.5. Les satellites

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au centre de traitement à travers 7 satellites ; 4 au sud du CPF et 3 au nord, chacun d'eux collecte les fluides d'un groupe de cinq à neuf puits. C'est dans cette partie qu'on effectue une première injection des différents produits chimiques tels que les désémulsifiants, les inhibiteurs de corrosion et les anti-dépôts à l'aide des pompes doseuses.

I.2.2. Traitement du pétrole brut (au CPF)

La station CPF (Central Processing Facilities), où l'huile sera traitée stockée et expédiée dans des pipes lignes vers les stations de pompage.

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 7 satellites, il sera collecté au niveau d'un récupérateur de bouchons liquides (Slug catcher). Il passe par 3 trains composés chacun de :

- Deux séparateurs (huile / gaz / eau)
- Un dessaleur électrostatique 1^{er} et 2^{eme} étage
- Un stabilisateur de brut par distillation atmosphérique.
- Un four rebouilleur

I.2.3. Installation de production

- 1- Arrivées des lignes de collecte principales (trunk line) où il y a les gars des racleurs.
- 2- Slug catcher.
- 3- Trains de traitement d'huile.
- 4- Bac off spec pour le stockage du brut non conforme aux normes.
- 5- Bacs de stockage du pétrole brut qui est près pour l'exportation.
- 6- Système de traitement de gaz.
- 7- Système de traitement des eaux pour l'injection.
- 8- Salle de control.
- 9- Laboratoire.
- 10- Bac de stockage pour l'eau d'incendie.
- 11- Base industrielle.
- 12- Base de vie Ourhoud.
- 13- Département hygiène et sécurité environnement (HSE).
- 14- Magasin.



Figure I-7 : Les installations de l'organisation d'Ourhoud.



CHAPITRE II

Les émulsions du
pétrole
et la désémulsification

II.1. L'émulsion

II.1.1. Définition de l'émulsion

Une émulsion peut être définie comme le mélange de deux phases liquides immiscibles. L'une des deux phases est dispersée en fines gouttelettes dans l'autre, et le mélange est stabilisé par des agents émulsifiants. Ces derniers forment des films interfaciaux autour des gouttelettes de la phase dispersée et créent une barrière qui ralentit ou empêche la coalescence des gouttelettes. Dans le domaine pétrolier le pétrole brut est généralement associé à l'eau [11].

II.1.2. Conditions de formation d'une émulsion

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

- La présence de deux phases immiscibles : existence de différences de solubilité entre la phase continue et la phase émulsionnée.
- Des agents intermédiaires ayant une solubilité partielle dans chacune des phases doivent être présents.
- La présence des sources d'énergie de la magnitude appropriée pour mélanger les phases. [12].

II.1.3. Origine de l'émulsion

La présence d'eau dans le brut peut avoir des origines diverses :

- **Émulsion naturelle** : Au cours de son déplacement à l'intérieur des pores de la formation, le pétrole se trouve intimement lié à l'eau de gisement, ce qui provoque une mise en émulsion [13].
- **Émulsion accidentelle** : L'eau émulsionnée dans le brut peut provenir également d'une zone située au-dessus de la couche productrice. ; de l'injection effectuée pour réaliser une récupération secondaire ou tertiaire et de la contamination du brut par de l'eau de mer au cours du transport maritime [13].
- **Émulsion volontaire** : Les lavages à l'eau douce pratiqués sur les installations de production pour dissoudre les dépôts de sel et dans le but pour le dessaler sont également responsables de la formation d'émulsion [13].

De plus, au cours du processus de sa récupération 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 brut peut créer des émulsions [13].

II.1.4. Type d'émulsion

Il existe différents types d'émulsions :

- **Émulsion eau dans l'huile** : qui consiste en des gouttelettes d'eau dans une phase huileuse continue (**Figure II-1**). Dans l'industrie pétrolière, les émulsions eau-dans-huile sont les plus courantes (la plupart des émulsions produites dans les champs pétrolifères sont de ce type) ; c'est pourquoi les émulsions huile-dans-eau sont parfois appelées émulsions "inverses".[14].
- **Émulsion huile dans l'eau** : qui consiste en des gouttelettes d'huile dans une phase aqueuse continue [14].

Les **figures II-1 et II-2** montrent les deux types d'émulsions de base (eau dans l'huile et huile dans l'eau).

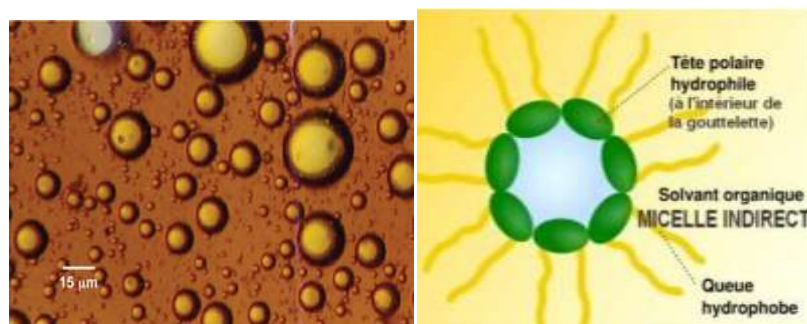


Figure II-1: Émulsion eau dans l'huile.

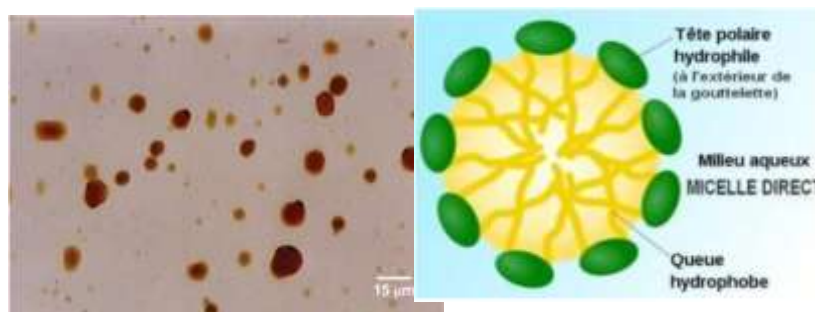


Figure II-2 : Émulsion l'huile dans l'eau.

➤ Émulsions multiples ou complexes

Il existe également des structures plus complexes appelées émulsions doubles ou émulsions multiples où la phase dispersée contient à son tour des gouttelettes. Les deux types d'émulsions doubles sont notées E/H/E et H/E/H où la phase la plus interne et la phase la plus externe sont soit aqueuses, soit huileuses [15].

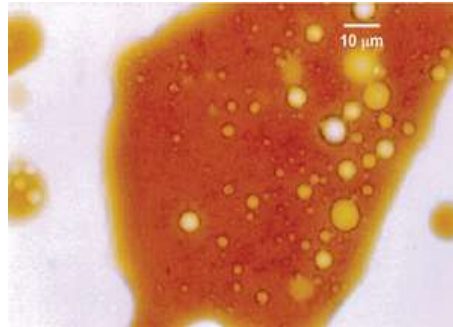


Figure II-3 : Photomicrographie d'une eau dans l'huile dans l'eau.

II.1.5. Caractéristiques d'une émulsion

Les caractéristiques d'une émulsion changent continuellement du moment de la formation à l'instant de résolution complète. En conséquence, les émulsions vieilles peuvent présenter des caractéristiques très différentes de celles des échantillons frais. Cela est dû au fait qu'une huile donnée contient de nombreux types de matériaux adsorbables et que le taux d'adsorption de l'émulsifiant et sa persistance à l'interface peuvent varier. Les caractéristiques de l'émulsion changent également lorsque le liquide est soumis à des changements de température, de pression et de degré d'agitation [16].

II.1.6. Les agents émulsifiants

Les agents de surface (surfactants) sont des composés partiellement solubles dans l'eau et dans l'huile. Ils possèdent une partie hydrophobe qui a une affinité pour l'huile et une partie hydrophile qui a une affinité pour l'eau. En raison de cette structure moléculaire, les agents de surface ont tendance à se concentrer à l'interface huile/eau, où ils forment des films interfaciaux. Cela entraîne généralement une baisse de la tension interfaciale (TIF) et favorise la dispersion et l'émulsification des gouttelettes [17].

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 [17].

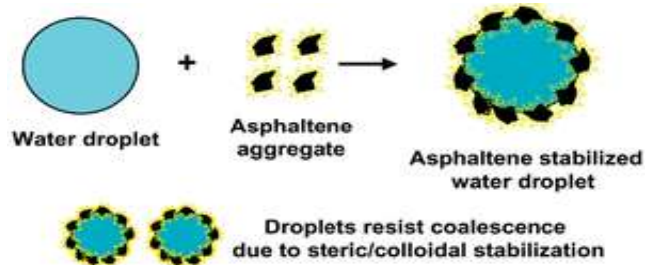


Figure II-4 : Mécanisme de stabilisation de l'émulsion par les asphaltènes.

Il a été démontré que ces composés sont les principaux constituants des films interfaciaux qui se forment autour des gouttelettes d'eau dans de nombreuses émulsions pétrolières... D'autres tensioactifs qui peuvent être présents proviennent des produits chimiques injectés dans la formation ou les puits de forage, par exemple :

Les Fluides de forage, les produits chimiques de stimulation, les inhibiteurs de corrosion, les inhibiteurs de tartre, la cire et agents de contrôle des asphaltènes [17].

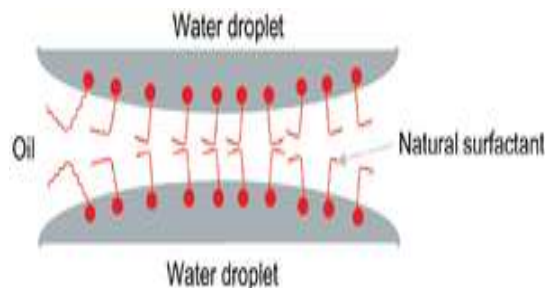


Figure II-5: Formation d'un film interfaciale par des surfactants.

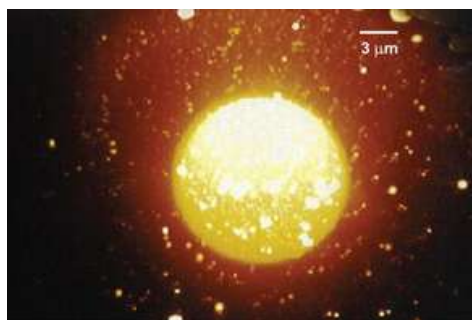


Figure II-6 : Photomicrographie d'un film interfaciale.

II.1.7. Mécanisme de formation d'une émulsion

A 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 hydrophobes forment l'interface de la micelle avec le solvant. Dans un solvant organique, dans l'huile par exemple, l'arrangement est inversé [18].

En présence des deux phases non miscibles, le tensioactif s'absorbe à l'interface liquide-liquide 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. [18].

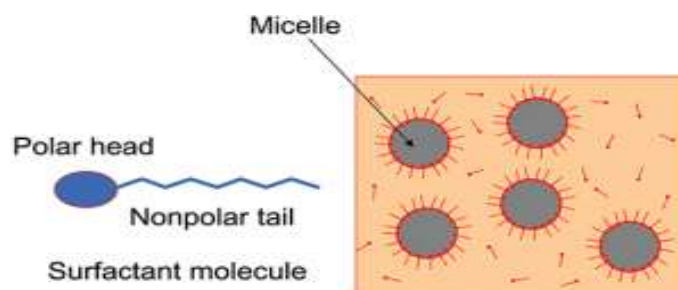


Figure II-7 : Schématisation des surfactants et la formation des micelles.

II.1.8. La stabilité d'une émulsion

Les émulsions eau-dans-huile sont considérées comme des dispersions colloïdales liquide-dans-liquide spéciales. Leur stabilité cinétique est une conséquence de la petite taille des gouttelettes et de la présence d'un film interfaciale autour des gouttelettes d'eau due aux agents stabilisateurs ce qui s'oppose à la coalescence. Ces stabilisateurs suppriment les facteurs impliqués qui, autrement décomposeraient une émulsion.

Ces facteurs sont les suivants :

II.1.8.1. La taille des gouttes

La taille des gouttelettes d'une émulsion peut aller de moins d'un micron à plus de 50 microns. Les émulsions dont les gouttelettes sont de petite taille sont généralement plus stables. Pour la séparation de l'eau, les gouttes doivent coalescer - et plus les gouttes sont petites, plus le temps de séparation est important. La distribution de la taille des gouttes affecte la viscosité de l'émulsion car elle est plus élevée lorsque les gouttes sont plus petites.

La viscosité de l'émulsion est également plus élevée lorsque la distribution de la taille des gouttes est étroite [19].

II.1.8.2. Les type d'émulsifiants

L'agent émulsifiant intervient beaucoup dans la stabilité d'une émulsion et ce de deux manières :

- La vitesse de migration vers l'interface conditionnera la quantité de matière active concentrée à la surface de séparation. Plus le produit migrera rapidement plus la gangue d'émulsifiant sera épaisse et donc plus stable sera l'émulsion
- L'activité intrinsèque de l'agent est bien entendue un paramètre fondamental.

II.1.8.3. La teneur en eau

La stabilité d'une émulsion eau dans l'huile diminue au fur et à mesure que la teneur en eau au moment de l'agitation augmente, et ce jusqu'à ce que l'on obtienne une émulsion inverse qui deviendra alors de plus en plus stable avec la baisse de la teneur en brut.

D'une façon générale il faut considérer que la stabilité sera minimale lorsque les volumes des deux phases seront équivalents [19].

II.1.8.4. La viscosité

La viscosité d'une émulsion est très complexe. Plus la phase externe est visqueuse, plus l'émulsion sera stable. La viscosité de la phase continue joue un double rôle :

- D'un côté, la viscosité de l'huile empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de fines gouttelettes par l'agitation.
- D'un autre côté, une viscosité élevée est un facteur défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau. [20]

II.1.8.5. Les particules solides

Les solides fins peuvent agir comme des stabilisateurs mécaniques. Ces particules, qui doivent être beaucoup plus petites que les gouttelettes de l'émulsion (généralement submicroniques), se rassemblent à l'interface huile/eau et sont mouillées à la fois par l'huile et par l'eau mais ils seront aussi un facteur important dans la constitution des guangues qui entourent les gouttes et limitent la coalescence [16].

Les solides finement divisés que l'on trouve dans la production pétrolière comprennent : Les particules d'argile, sable, limon ; asphaltées et cires ; produit de corrosion, particules de schiste, écailles minérales qui s'accumulent à l'interface huile/eau et boues de forage [16].

L'efficacité de ces solides pour stabiliser les émulsions dépend de facteurs tels que :

- La taille des particules ;
- Les interactions interarticulaires ;
- La mouillabilité des particules [16].

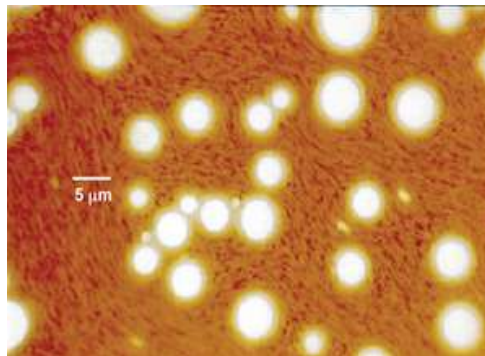


Figure II-8 : Photomicrographie d'une émulsion montrant la présence des solides.

II.1.8.6. La tension de surface

La formation et la stabilisation des émulsions sont en grande partie contrôlées par les Propriétés de l'interface séparant les deux phases immiscibles. A l'interface, les molécules des Deux phases s'agencent de façon à minimiser l'énergie libre interfaciale. La grandeur Physique qui donne une mesure de cette énergie par unité d'aire est la tension interfaciale, Notée γ et exprimée en N/m ou en J/m². L'agent émulsifiant tend à diminuer la tension de surface intrinsèque du système biphasique considéré, plus la tension interfaciale entre les deux phases est faible, plus leur affinité l'une pour l'autre est forte, et plus il est aisé de former une émulsion.[18]

II.1.8.7. La résistance de pellicule à l'interface

La résistance de la gangue entourant les gouttes est la principale barrière à la coalescence. Cette résistance dépendra de la taille des gouttes, de la teneur en impuretés et de la température. Néanmoins, l'addition de certains composés chimiques pourra modifier la résistance du film [19].

II.1.8.8. La densité

La différence de densité entre les deux phases affectera directement la vitesse de décantation selon la loi de stocks [19].

II.1.8.9. L'âge de l'émulsion

L'âge d'une émulsion est lié à la migration des agents émulsifiants et des solides vers l'interface. La vitesse de migration dépend non seulement des composés tensioactifs eux-mêmes, mais aussi de la viscosité de la phase continue et de la densité (donc de la température).

Une émulsion vieillira donc plus lentement avec un brut lourd qu'avec un brut léger. Il sera donc important de travailler avec des échantillons frais, surtout avec des bruts de plus de 30° API (American Petroleum Institute). Plus âgée sera une émulsion, plus difficile elle sera à résoudre [19].

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 ($9,81 \text{ m/s}^2$) [19].

La présence du sel dans le pétrole brut contribue à la stabilité de l'émulsion, des dommages peuvent être causés aux pipelines et aux équipements en aval, il est donc essentiel dans les centres de production de réduire la teneur en sel et en eau avant de l'envoyer aux raffineries. La mesure de la teneur en chlorure est normalisée par la norme ASTM D 323 et les résultats sont exprimés en mg NaCl/Kg de brut sachant que la salinité ne doit pas dépasser 40 mg de chlorure /l de pétrole brut. Dans ce qui suit nous allons exposer les différentes techniques utilisées pour casser ces émulsions et ce afin de séparer le brut de l'eau et le dessaler par la même occasion.

II.2. Traitement de l'émulsion

II.2.1. Traitement de l'émulsion Par dessalage

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Cette opération de dessalage permet aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut. La séparation brute dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal : le dessaleur électrostatique. [21]



Figure II-9 : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique.

II.2.1.1. Mécanisme du dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés, on lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrostatique. Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

- La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage) ;
- La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro-coalescence) ;
- La décantation qui est régie par la loi de stocks. [22-23]

II.2.1.2. La diffusion des sels

Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut. L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux de sels, il faut donc que l'émulsion eau-brut soit assez fine. Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur. Le réglage sera effectué de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible sans pour autant nuire à la décantation au cours du stade ultérieur

II.2.1.3. La coalescence

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

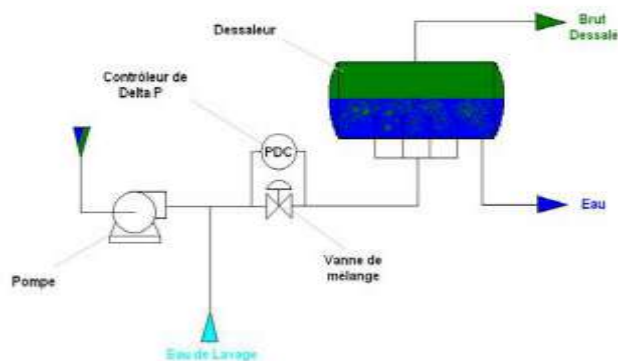


Figure II-10 : Schéma du principe d'un dessaleur électrostatique.

II.2.1.4. La décantation

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur.

II.2.2. Traitement de l'émulsion par les produits chimiques

II.2.2.1. Définitions

Nous appellerons désémulsifiants les composés ou formulations chimiques destinés à rompre ou faciliter la résolution ou la rupture des émulsions eau dans l'huile [19].

II.2.2.2. Caractéristiques des désémulsifiants

Les désémulsifiants sont des molécules qui aident dans la séparation d'eau de l'huile généralement à de basses concentrations. Ils empêchent la formation de mélanges eau-huile. Les désémulsifiants ont typiquement une solubilité limitée dans les phases huileuses et migrent vers l'interface huile-eau quand l'eau est mélangée à l'huile.

Certains désémulsifiants sont des polymères, d'autres ont des structures similaires à des émulsifiants non-ioniques. Les désémulsifiants sont des surfactants importants pour rompre le système d'émulsions [24].

II.2.2.3. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants

Étant donné que les désémulsifiants sont des surfactants, comprendre leur rôle comme des agents actifs à la surface est très important. Il y a, à la base, deux groupes dans la molécule du désémulsifiants, un groupe hydrophobe (qui n'aime pas l'eau) et l'autre hydrophile (qui aime l'eau) [24].

Le groupe hydrophobe étant une longue chaîne de groupe alkyle n'est pas repoussée par l'eau. L'effet hydrophile fait référence aux éléments ayant une nature préférant l'eau (atome, molécule, gouttelettes et particules).

Il y a quatre types de désémulsifiants utilisés pour rompre l'émulsion du pétrole brut. A savoir l'anionique, le cationique, le non- ionique et l'amphotère. Les formules de désémulsifiants les plus efficaces proviennent de l'association de tous les types de désémulsifiants. La classification donnée est basée sur la structure chimique du groupe hydrophile [24].

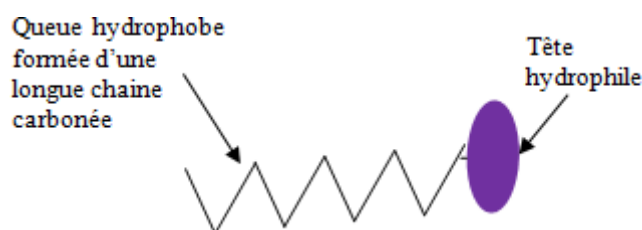


Figure II-11 : Structure de base d'un désémulsifiant.

II.2.2.4. Action des désémulsifiants

L'action des désémulsifiants est totalement analogue à celle des agents émulsifiants. Forte attraction vers l'interface huile/eau. Le désémulsifiant doit être capable de migrer rapidement à travers la phase huileuse pour atteindre l'interface des gouttelettes où il doit rencontrer l'agent émulsifiant. Trois actions essentielles sont requises pour un désémulsifiant [25].

II.2.2.4.1. La floculation

Dans cette première étape le désémulsifiant doit avoir une attraction pour les gouttelettes d'eau ayant une charge similaire et les rassembler. C'est ainsi que se forment de grands amas de gouttelettes d'eau qui, au microscope, ressemblent à des grappes d'œufs de poisson ; Les gouttelettes sont proches les unes des autres, voire se touchent à certains endroits, mais ne perdent pas leur identité (c'est-à-dire qu'elles ne coalescent pas) [19].

La vitesse de floculation dépend des facteurs suivants :

- **La teneur en eau de l'émulsion** : Le taux de floculation est plus élevé lorsque la coupe d'eau est plus importante.
- **La température de l'émulsion élevée** : La température augmente l'énergie thermique des gouttelettes et accroît leur probabilité de collision, ce qui entraîne la floculation.
- **La viscosité de l'huile faible** : ce qui réduit le temps de décantation et augmente le taux de floculation.
- **La différence de densité entre l'huile et l'eau élevée** : ce qui augmente la vitesse de sédimentation.
- **Un champ électrostatique est appliqué** : cela augmente le mouvement des gouttelettes vers les électrodes où elles s'agrègent [19].

II.2.2.4.2. La coalescence

Après la floculation, le film d'émulsifiant reste continu. Si l'émulsifiant est faible, la force de floculation peut être suffisante pour provoquer la coalescence ; cependant, ce n'est généralement pas le cas, et le désémulsifiant doit permettre la coalescence en neutralisant l'émulsifiant et en favorisant la rupture du film d'interface des gouttelettes. Dans l'émulsion floculée, la rupture du film entraîne une augmentation de la taille des gouttes d'eau [19].

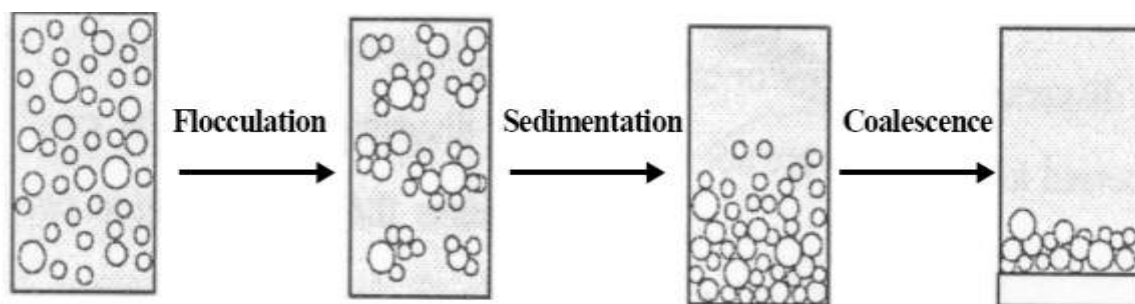


Figure 12 : Mécanisme de la désémulsification.

La coalescence est favorisée par les facteurs suivants :

- Le taux élevé de floculation augmente la fréquence de collision entre les gouttelettes ;
- L'absence de films mécaniquement forts qui stabilisent les émulsions ;
- Une tension interfaciale élevée, le système tente de réduire son énergie libre interfaciale en coalesçant ;

- Une coupure d'eau élevée augmente la fréquence des collisions entre les gouttelettes ;
- Une faible viscosité interfaciale améliore le drainage du film et la coalescence des gouttes ;
- Les températures élevées réduisent la viscosité de l'huile et la viscosité interfaciale et augmentent la fréquence de collision des gouttes [16].

II.2.2.4.3. Le mouillage des solides

Il s'agit d'une influence directe sur les tensions interfaciales impuretés qui constituent la pellicule assurant la stabilité de l'émulsion, dans le but d'ouvrir cette gangue et permettre la coalescence [16].

Pour déstabiliser le film, il faut augmenter ou diminuer les tensions de surface entre les impuretés et les phases huile ou eau, de telle sorte que la tension superficielle d'un système impureté /liquide soit supérieure à la somme des autres deux tensions de surface considérées. L'impureté se trouve alors rejeté dans l'autre liquide, mouille, le film est rompu et la décantation peut commencer [16].

II.3. Les Avantages et inconvénients des désémulsifiants

- Les désémulsifiants sont des produits qui ne polluent pas l'environnement car ils sont mélangés avec le brut qui circulent dans les installations et les équipements, donc ils ne sont pas rejetés ;
- Ils permettent d'obtenir un brut conforme à l'exigence des raffineurs ;
- L'eau récupérée après cette opération est de bonne qualité ;
- Ils améliorent le rendement de ses installations en facilitant l'écoulement des fluides dans les tubes par la réduction de la viscosité (écoulement diphasique) et en diminuant les volumes à transporter ;
- Ils réduisent les risques de corrosion et les couts de transports en séparant rapidement la phase aqueuse du brut ;
- Cependant, leur présence à forte dose, permet la stabilisation de l'émulsion et la possibilité d'altération du traitement de l'eau industrielle [26].



CHAPITRE III

Matériels

Et méthodes

Notre étude porte sur l'élimination d'émulsion présente dans le pétrole brut par voie chimique. Pour cela, plusieurs désémulsifiants ont été utilisés. Le but de ce travail est d'optimiser la dose qui permet une bonne séparation. Celle-ci est déterminée par la production d'eau décantée (quantité et aspect) ainsi que le temps de décantation.

Sachant que la production du pétrole est en mode continu (tout au long de l'année) et que ce produit noir est un liquide visqueux, il serait intéressant d'étudier l'effet de la température sur cette séparation.

L'âge de l'émulsion fera lui aussi l'objet de notre étude car il conditionnera la séparation eau/huile.

L'objectif de ce chapitre est donc de présenter le matériel et les méthodes utilisés au cours de cette étude.

III.1. Échantillonnage

Le pétrole brut faisant l'objet de notre étude provient du puits QB87, satellite 7 du champ Ourhoud. L'échantillonnage se fait quotidiennement pour chaque optimisation.

III.2. Caractérisation du pétrole brut et de l'eau décantée

Pour effectuer un bon traitement, il est nécessaire de connaître les valeurs initiales de certains paramètres afin de caractériser notre pétrole brut ainsi que la qualité d'eau obtenue après séparation.

Tableau III-1 : Présente les principales analyses effectuées sur les différents échantillons.

Paramètres	Appareil / principe
Température	Thermomètre
Taux d'émulsion	Méthode volumétrique
Teneur en eau et sédiments BS&W (eau libre)	Méthode volumétrique
Pourcentage d'eau résiduelle	Méthode volumétrique
Turbidité de l'eau décantée	Turbidimètre
Salinité du pétrole exprimée en mg de chlorures/l	Méthode au sel de MOHR

III.4. Appareillage

- 07 éprouvettes graduées à fond conique de 100ml ;
- Un support pour placer les éprouvettes ;
- Une seringue à micro aiguille ;
- Une centrifugeuse ;
- Une plaque chauffante ;
- 06 béchers ;
- Le xylène pour le nettoyage des seringues de prélèvement des désémulsifiants ;
- Un bain marie ;
- Une ampoule à décanter de 1000ml.

III.5. Caractéristiques des désémulsifiants utilisés

Les désémulsifiants faisant l'objet dans cette étude sont :

- PROCHINOR LA175 de la firme CECA,
- DMO 86000 de la firme BAKER PETROLITE,
- EC 2016 B de la firme NALCO,
- CH 2232 de la firme CHIMEC,
- EB 8555 de la firme MI SWACO.

Tableau III-2 : Caractéristiques des cinq désémulsifiants

Désémulsifiants		Ceca	Baker	Nalco	Chimec	Mi swaco
Caractéristiques						
État physique		Liquide à 20 °C	Liquide	liquide	Liquide	Liquide
Couleur		Marron	Marron	Orange	jaune à ambre, brune	Marron
Température de solidification		< -28 °C.	–		< -10 °C	–
Point d'éclair		62 °C	–	< 15,6°C	> 61°C	–
Masse volumique		960 kg/m ³ à 20 °C.	0.910 - 0.990 à 16 °c	–	0,93+_ 0,02	–
Solubilité avec	H ₂ O	Insoluble	Immiscible avec l'eau,	–	insoluble	–
	Ph.Organique	Soluble	Soluble	–	Soluble	–
Viscosité		–	10 - 70 cSt à 38 °c	–	< 100 sct	–
Ph		–	–	6,5	–	–
Stabilité		Stable aux températures usuelles de stockage (< 60 °C).	–	–	–	–
Densité		–	: 0.910 - 0.990 à 16 °c	0.9336 (15.6 °C)	–	–
Point d'ébullition		–	–	–	180 °C	
Composition		dérivés non ioniques en solution dans un solvant aromatique lourd.	1,2,4-trimethylbenzene, aliphatic alcohols alkyl (c3-4) benzenes, alkyl (c3-5)benzenes alkylbenzene sulphonic acid, mesitylene, naphthalene, xylene	solvant aromatique, méthanol, hydrocarbures, C10, aromatiques, >1% naphtalène	–	–

III.6. Détermination des paramètres de traitement

III.6.1. Teneur en eau et en sédiments B.S.W

C'est la détermination du pourcentage d'eau et d'émulsion dans les échantillons de brut frais juste après son prélèvement. Son principe repose sur la détermination du volume d'eau obtenue après centrifugation de 100 ml du pétrole brut (contenu dans une éprouvette) pendant 10 min. Par différence de volume (eau et pétrole brut) nous pouvons déterminer le pourcentage d'émulsion.

III.6.2. Eau Résiduelle

Dans la même éprouvette contenant la prise d'essai ayant servi à la détermination de la teneur en eau et en sédiments B.S.W, on rajoute deux gouttes du produit F46 (désémulsifiant universel) puis on agite fortement et on plonge l'éprouvette dans un bain d'eau bouillante. Après une deuxième centrifugation de 1200 tours/min on note la quantité d'eau résiduelle V_R (quantité totale d'eau contenue dans l'échantillon de brut).

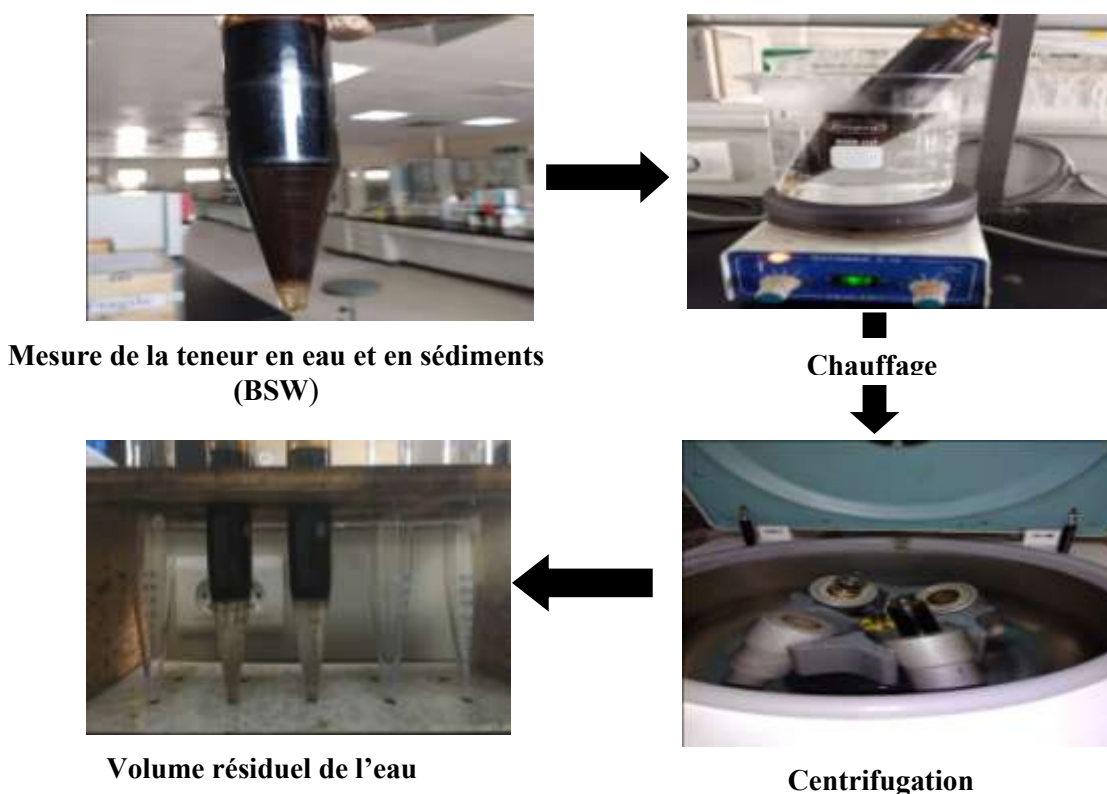


Figure III-2 : Les étapes de la détermination d'eau résiduelle

IV.6.3. Efficacité du traitement

L'efficacité du produit est déterminée par l'expression suivante :

$$\text{Efficacité en \%} = \frac{V_1 - V_0}{V_R} \times 100$$

V_1 : Volume d'eau décantée en présence du produit désémulsifiant.

V_0 : Volume d'eau décantée en absence du produit désémulsifiant (Témoin).

V_R : Volume total d'eau contenue dans l'échantillon du brut (eau résiduelle).

III.6.4. Salinité du pétrole

Pour la détermination de la salinité de chaque échantillon nous avons utilisé la méthode de MOHR. Elle consiste en un dosage argentimétrique des ions chlorures par le nitrate d'argent AgNO_3 en présence de chromate de sodium. Cette méthode nous permet d'évaluer la qualité du pétrole en termes de présence des sels piégés dans l'eau

Mode opératoire

- Effectuer un lavage du pétrole brut avec une eau de dilution (mio-pliocène) qui fait extraire les sels restant dans le brut avant et après la désémulsification
- Agiter les ampoules à la température ambiante pendant 2 minutes pour homogénéiser
- Placer les ampoules dans un agitateur, puis ouvrir délicatement le bouchon pour libérer la pression des gaz. Recommencer jusqu'à pression nulle.
- Laisser décanter pendant 20 minutes
- Retirer les ampoules et prélever 10 ml de chaque échantillon, puis verser le contenu dans une éprouvette de 100 ml
- Diluer jusqu'à 100 ml avec de l'eau distillé
- Prélever 5 ml de l'extrait aqueux dans un bécher
- Ajouter 3 ml de Chromate de Potassium K_2CrO_4 .

- Titrer à l'aide de Nitrate d'Argent AgNO_3 jusqu'au premier virage (coloration rouge brique) et noter le volume de virage



Dilution et lavage



Décantation



Dosage

Figure III-3 : Étapes de mesure de la salinité du brut.

Nous avons calculé la salinité de chaque extrait avec la formule suivante :

$$S = \frac{(V_s - V_b) \times 1000 \times C \times 58.5 \times 10}{V_a}$$

Avec :

S : est la concentration en milligrammes par litre de chlorure

V_s : est le volume versé de la solution de nitrate d'argent AgNO_3 en millilitres utilisée pour le titrage de l'échantillon

V_b : le volume des fractions des sels déjà existées dans l'eau de dilution

C : est la concentration réelle, exprimé en moles de AgNO_3 par litre de la solution de nitrate d'argent (0,05mol /l)

V_a : est le volume en millilitre de l'échantillon pour essai (5ml)



CHAPITRE IV

Résultats

et

Discussion

Avant de passer à l'interprétation des résultats, rappelons que l'objectif de notre étude est le désémulsification du pétrole brut par voie chimique et ce en utilisant plusieurs désémulsifiants.

Rappelons aussi que les performances demandées à un désémulsifiant sont doubles :

- Améliorer d'une part la qualité de la séparation cotée huile c'est à dire, obtenir un pétrole brut en plus grande quantité avec un minimum de sel
- D'autre part améliorer la qualité de la séparation cotée eau (obtention d'une eau claire et non turbide).

De ce fait, notre attention se porte sur l'utilisation de différents désémulsifiants tout en prenant en considération les variations suivantes :

- La nature et la dose du désémulsifiant ;
- Le temps de décantation;
- L'effet de la température;
- L'âge de l'émulsion

IV.1. Caractérisation du pétrole brut

Les résultats de la caractérisation du pétrole brut et de l'eau décantée avant tout traitement sont donnés dans le tableau suivant. Notons que la qualité du pétrole brut est caractérisée par les spécifications répondant aux normes de transport et de commercialisation telle qu'elles sont mentionnées dans le même tableau.

Tableau IV-1 : teneurs moyennes et limites des différents paramètres caractérisant le pétrole brut

Paramètres	Pétrole brut	Limites
Date de prélèvement	01/05 – 10/05/2021	-
Quantité (L)	2L	-
Odeur	Essence	-
Couleur	Marron sombre	-
T (°C)	52	-
pH	-	6,5 – 8,5
Tension de vapeur	-	0.690 BAR (10 PSI)
Salinité (mg/l)	19800	40
Teneur en eau et sédiments (BS&W) (eau libre) %	0,5 – 8	0.5 %

Taux d'émulsion %	30 - 44	0
Turbidité de l'eau décantée (mg/l)	90	30
Densité	0,81	0.774

A partir des résultats du **tableau IV-1** nous constatons que notre brut présente une salinité très élevée et un taux d'émulsion qui occupent presque la moitié du pétrole extrait, sans oublier la quantité d'eau libre qui dépasse les normes de commercialisation, d'où la nécessité d'un traitement adéquat.

IV.2. Résultats des essais de traitement

IV.2.1. Optimisation de la dose du désémulsifiant et du temps de décantation

Dans le but d'étudier l'effet de la dose des désémulsifiants sur l'élimination de l'émulsion du pétrole brut, des séries d'essais ont été effectuées à plusieurs doses pour chaque désémulsifiant appliqué (10 ppm à 50 ppm). Les graphiques présentés en figure 01 illustrent l'évolution du volume de l'eau décantée en fonction du temps pour les désémulsifiants à différentes doses.

Après chaque essai, nous avons noté des observations de la qualité de l'eau décantée, du brut obtenu et de l'interface eau/huile, et nous les avons reportés sur le **tableau IV-2**

A partir des graphes de la **figure IV-1** et des observations notées dans le **tableau IV-2** nous constatons que :

Pour le désémulsifiant de la firme **CECA** il a commencé à réagir à la dose 10 ppm juste après 5 min de contact avec une interface nette et une eau claire. Le volume d'eau décantée atteint un volume optimal de 20 ml à la dose 30 ppm après 60 min de décantation avec une eau toujours claire. Nous remarquons aussi une faible décantation avec un volume de 0.25 ml à la dose 50 ppm ceci est peut-être due à la surdose où l'eau devient turbide avec une diffusion de gouttelettes d'huile dans l'eau : **c'est l'effet inverse**.

Le désémulsifiant de la firme **Baker** a donné des résultats pour toutes les doses, il a commencé à travailler dès les cinq premières minutes à la dose 10 ppm et 20 ppm après 10 min de contact où l'interface est diffuse. Le volume de l'eau décantée a augmenté rapidement à la dose 40 ppm juste après le contact pour atteindre 6 ml à 5min et 10 ml après 90 min, on

observe un volume optimal de 15ml à la dose 30 ppm où l'eau est très claire contrairement à la dose 50 ppm où il commence à réagir après 20 min jusqu'à atteindre un volume de 2,6 ml d'eau décantée après 90 min avec une présence de gouttelettes d'huile dans l'eau.

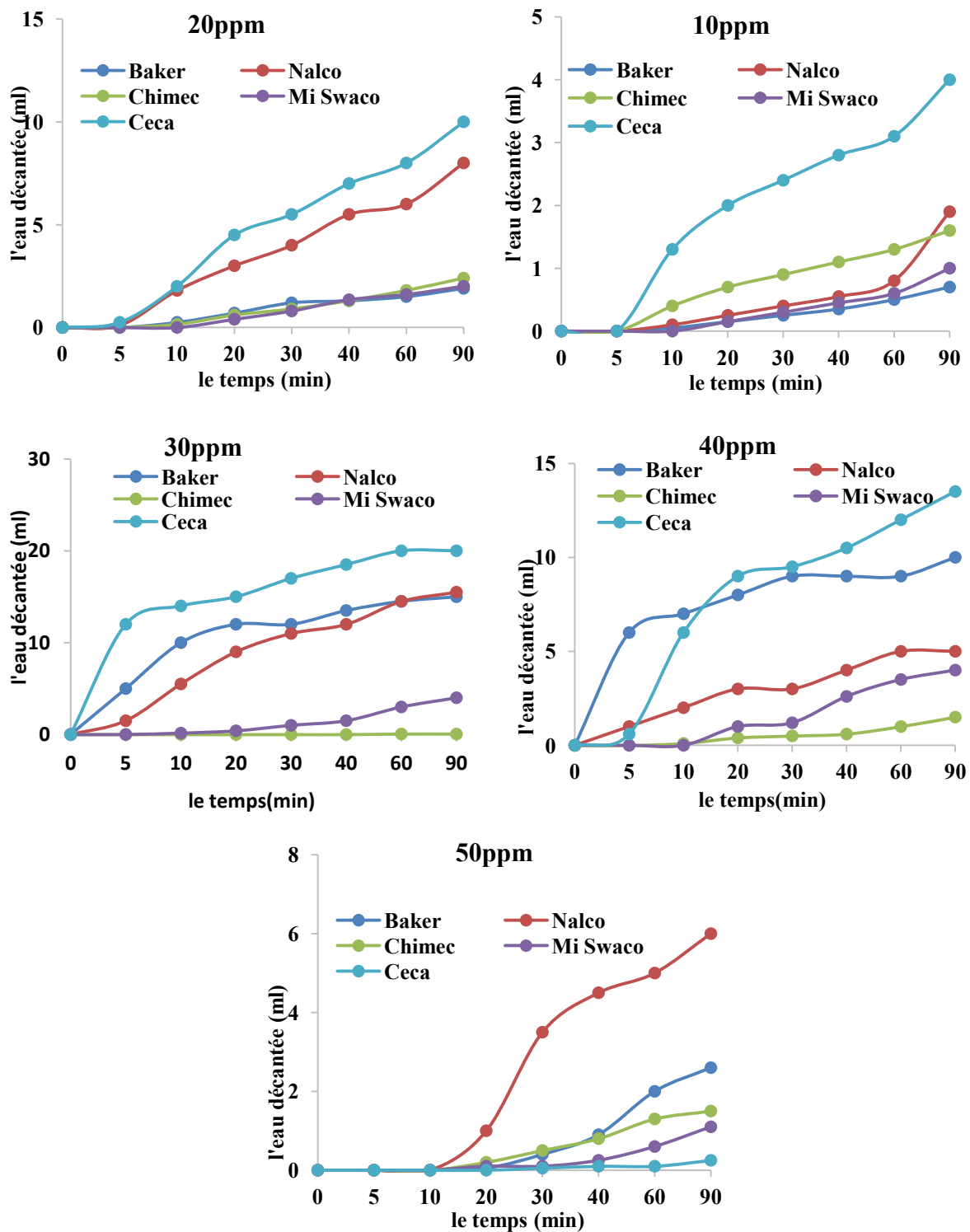


Figure IV-1 : Évolution des volumes d'eau décantée en fonction du temps pour les différents désémulsifiants et à différentes doses à 30°C.

Quelques photos qui illustrent l'évolution de l'eau décantée à différentes doses à 30°C :



Figure IV-2: Eau décantée après 90 min à la dose 20ppm ; 30°C.



Figure IV-3 : Eau décantée après 90 min à la dose 30 ppm ; 30°C.



Figure IV-2 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 30°C.

Tableau IV-2 : Observation de la qualité de l'eau, de brut et de l'interface eau/huile des différents désémulsifiants à différentes doses à 30°C.

les doses	10 ppm			20ppm			30ppm			40ppm			50ppm		
Qualité d'eau désémulsifiants	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut
Dmo8600 BEAKER	D	C	P	N	C	P	N	C	P	N	C	P	D	T	P
Ec2016b NALCO	N	C	P	N	C	P	N	C	P	N	C	P	D	T	P
Ch2232 CHIMEC	N	C	P	D	C	P	D	C	P	D	C	P	D	T	P
Eb8555 MI SWACO	D	C	P	D	C	P	D	C	P	N	C	P	D	T	P
La175 CECA	N	C	P	N	C	P	N	C	P	N	C	P	D	T	P

I/F : D = Diffuse **Eau : C** = claire **N** = Nette

Brut : P = Présence gouttelettes d'eau **T** = Trouble

Le produit de la firme **Nalco**, on remarque une faible évolution de l'eau décantée à la dose 10 ppm et une augmentation remarquable à la dose 30 ppm où il atteint le volume maximal de 15,5ml avec une eau claire et une interface nette. A la dose 50 ppm, le produit réagit à partir de 10 min pour donner un volume maximal de 6 ml où l'eau est trouble avec une interface diffuse.

Le désémulsifiant **CHIMEC** a donné de faibles résultats pour toutes les doses où l'interface huile/eau est diffuse et l'eau est claire mise à part la dose de 50 ppm où l'eau devient trouble. Il a donné aussi une valeur optimale de 1,5 ml à 10 ppm et une réaction presque nulle à la dose 30 ppm.

Pour le désémulsifiant **MI SWACO**, on remarque une faible évolution d'eau décantée pour toutes les doses et une valeur maximale d'eau décantée claire de 4 ml à 30ppm et 40 ppm et une interface nette contrairement à la dose 50 ppm où on remarque une valeur minimale de 1,1 ml d'eau trouble.

D'une manière générale, pour la plupart des désémulsifiants, on a remarqué une augmentation d'eau décantée avec l'augmentation de la dose où l'eau est de bonne qualité cela est due au bon fonctionnement de désémulsifiant qui a cassé le film interfacial et il a permis aux gouttelettes d'eau de se rapprocher et de se coalescer pour enfin se décanter , par contre à la dose de 50 ppm qui est considérée comme une surdose car elle provoque l'effet inverse par la présence de gouttelettes d'huile dans l'eau qui la rend trouble et une interface diffuse.

Nous avons calculé l'efficacité du traitement pour chaque désémulsifiant en fonction des doses injectées et ce à différents temps de décantation, les résultats sont sur la figure IV-5.

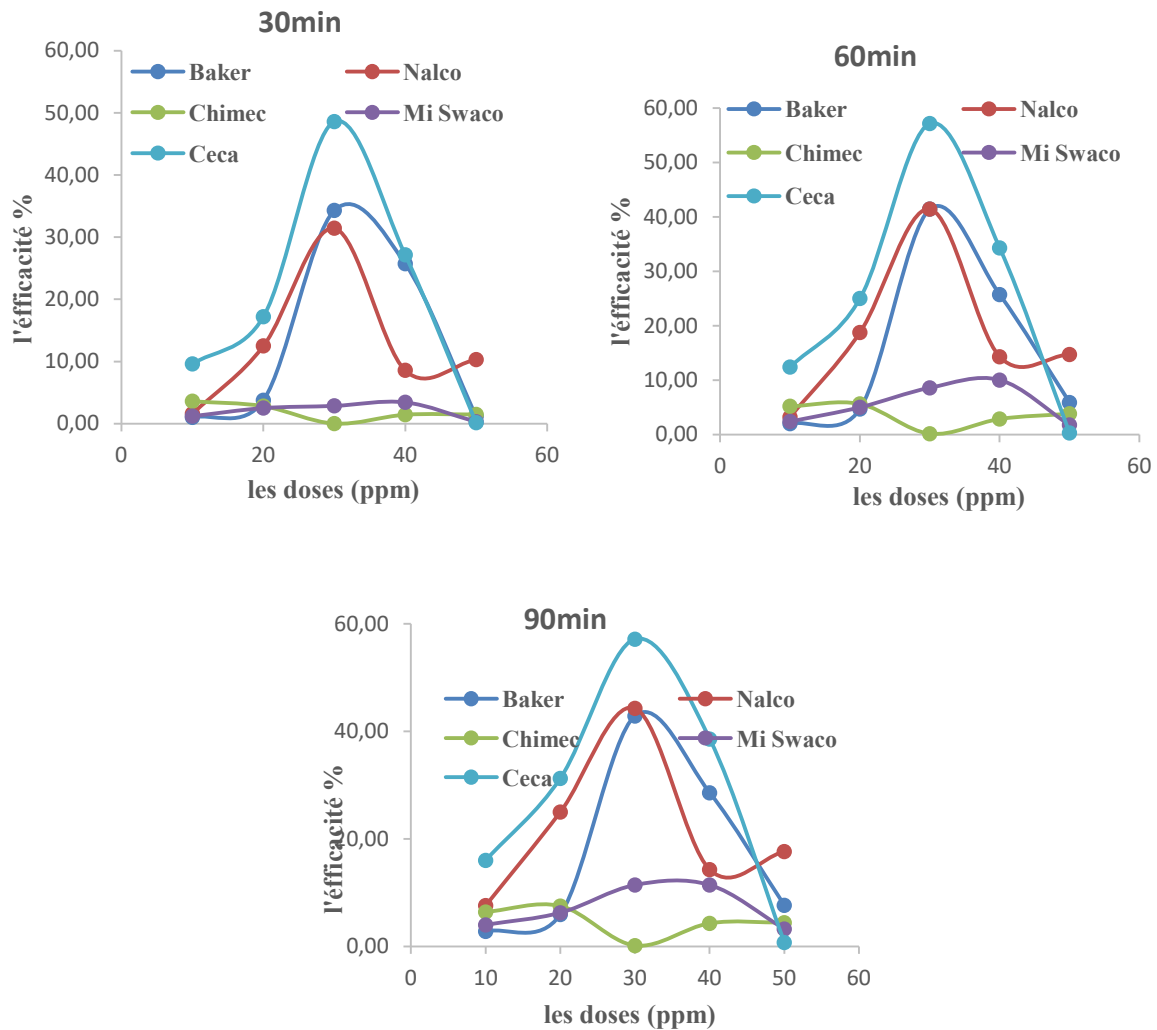


Figure IV-3 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées à différents temps de décantation à 30°C.

Après 30 min de l'ajout des désémulsifiants, on remarque une augmentation de l'efficacité en augmentant la dose pour les désémulsifiants **CECA**, **NALCO** ET **BAKER** qui atteignent des efficacités maximales de 48,57% ; 34,29% et 31,43% respectivement à la dose 30 ppm.

Nous remarquons aussi une faible efficacité voire nulle pour les désémulsifiant **CHIMEC** et **MI SWACO** et ce pour toutes les doses étudiées.

Après 60 min, une évolution de l'efficacité pour les désémulsifiants à la dose 30 ppm dont les efficacités augmentent à 57,14% pour **CECA** ; 41,43% pour **NALCO** ET **BAKER** et une efficacité de 8,5% pour le désémulsifiant **MI SWACO**,

Après 90 min on a presque les mêmes efficacités que les efficacités à 60 min, des efficacités maximales et qui augmentent jusqu'à 57,14% pour **CECA** ; 42% pour **Nalco** et **BAKER** et 11,1% pour **MI SWACO** à la dose 30 ppm.

La variation de l'efficacité pour les différents désémulsifiants étudiés et à différentes doses réside dans la nature du désémulsifiant. En effet, pour briser une émulsion de façon optimale à l'aide d'un désémulsifiant, il faut choisir un produit chimique approprié pour l'émulsion en question, une quantité adéquate de ce produit et un temps de rétention suffisant. Ces produits chimiques sont conçus pour neutraliser l'effet stabilisateur des agents émulsifiants.

Les désémulsifiants lorsqu'ils sont ajoutés à l'émulsion, migrent vers l'interface huile/eau, rompent ou affaiblissent le film rigide et favorisent la coalescence des gouttelettes d'eau.

Selon juve **J et al**, les scientifiques Bharadwaj et Hartland [27] ont travaillé sur la désémulsification du pétrole avec des désémulsifiants hydrophobes et amphiphile. Ils ont montré que les désémulsifiants efficaces réduisent la tension interfaciale entre l'huile et l'eau mais déplacent également les tensioactifs natifs afin de s'adsorber à l'interface : la réduction de la tension interfaciale et l'adsorption à l'interface sont les deux propriétés essentielles des désémulsifiants mais ce n'est pas tout, les désémulsifiants doivent présenter un taux de diffusion/adsorption élevé et être également capables d'influencer les propriétés viscoélastiques du film interfacial. Pour être efficaces, les désémulsifiants doivent s'adsorber à l'interface avant d'interagir avec le réseau d'asphaltènes, les désémulsifiants qui sont uniquement solubles dans l'eau ne sont pas de bons briseurs d'émulsion et les désémulsifiants amphiphiles sont préférés. Les désémulsifiants utilisés pour notre étude se présentent comme des produits insolubles dans l'eau (selon leur fiche technique), ce qui favorise la rupture du film interfaciale [28].

De même que D. Daniel-David [29] ont synthétisé des polymères siliconés et ils les ont testés sur la désémulsification du pétrole. Selon eux, le mécanisme de cette rupture réside dans le fait que le copolymère s'absorbe à l'interface eau/pétrole pour laquelle il a beaucoup d'affinité ainsi, il réduit la tension interfaciale entre les deux phases. Ensuite, les molécules de copolymère perturbent et dissolvent le réseau d'agrégats d'asphaltènes induisant la rupture de film interfaciale et provoque la coalescence des gouttelettes d'eau.

Comme nous avons cité précédemment la quantité de produit chimique désémulsifiant à appliquer est également importante car très peu laissera l'émulsion intacte chose que nous

avons observé sur l'efficacité des désémulsifiants à des doses inférieures à 30 ppm, cependant une dose très élevée peut nuire au processus de traitement car les désémulsifiants sont également des tensioactifs tels que les émulsifiants ils peuvent donc agir comme tel [30].

Ce qui explique les faibles efficacités observées pour les 5 désémulsifiants à 40 et 50 ppm. Ces dernières sont considérées comme des surdoses (overdose).

IV.2.2. Effet de la température

Pour étudier l'effet de la température sur la rupture de l'émulsion par voie chimique, nous avons répété les mêmes essais que précédemment sauf qu'ici nous avons placé nos différentes éprouvettes dans un bain marie dont la température a été fixée à 55 °C. Le choix de cette valeur repose sur la moyenne des températures enregistrées durant l'été sur le site de production du champ d'Ourhoud.

Le suivi des volumes d'eau décantée en fonction du temps pour les différents désémulsifiants et à différentes doses est représenté sur la figure... à partir de cette dernière nous constatons que les résultats d'eau décantée à différentes doses pour les 5 désémulsifiants à la température de 55°C présentent une augmentation du volume de l'eau avec l'augmentation de la dose du traitement.

A la dose 10 ppm on remarque une faible variation des volumes de l'eau décantée pour tous les désémulsifiants. Le désémulsifiant de la firme **NALCO** a donné le maximum d'eau décantée d'une valeur de 14 ml, par contre pour le désémulsifiant **CECA** l'eau décantée est apparue après 10 min il varie rapidement jusqu'à atteindre une valeur de 12,5 ml après 90 min. le désémulsifiant Baker a réagi juste après contact avec l'émulsion alors que les deux autres désémulsifiants des firmes **Mi SWACO** et **CHIMEC** l'eau décanté est de faible quantité et varie peu avec le temps.

A la dose 20 ppm l'eau décantée augmente avec le temps à l'exception du désémulsifiant de la firme **CHIMEC** où la quantité d'eau décantée est très faible (1ml).

Le désémulsifiant Baker a atteint un volume de 10 ml d'eau décantée après 5 min de contact puis il évolue lentement jusqu'à arriver à un volume de 15 ml.

Pour les deux désémulsifiants des firmes **CECA** et **NALCO**, l'eau décantée augmente au fur et à mesure que le temps de décantation augmente. Le désémulsifiant de la firme **Mi SWACO** a donné d'eau décantée après 20 min de l'ajout de désémulsifiant.

Le volume d'eau décantée à la dose 30 ppm paraît optimale pour la plupart des désémulsifiants à l'exception des désémulsifiants des firmes **Mi SWACO** et **CHIMEC** qui

ont donnée de très faibles volumes à cette dose ci ; par contre l'eau décantée des trois autres désémulsifiants varie rapidement en fonction du temps jusqu'à atteindre des valeurs de 30 ml pour **CECA** ,25 ml pour **NALCO** et 20 ml pour **BAKER**.

Concernant les volumes d'eau décantée à la dose de 40 ppm on remarque une augmentation rapide de volume d'eau pour le désémulsifiant **CECA** dans les 10 premières minutes, il atteint une valeur de 19,5 ml puis il commence à varier lentement. Tandis que les désémulsifiants de la firme **CHIMEC** et **MI SWACO**, ils ont commencé à réagir après 5 min de contact et ils ont même donné des volumes remarquables par rapport aux volumes donnés dans les autres doses inférieures.

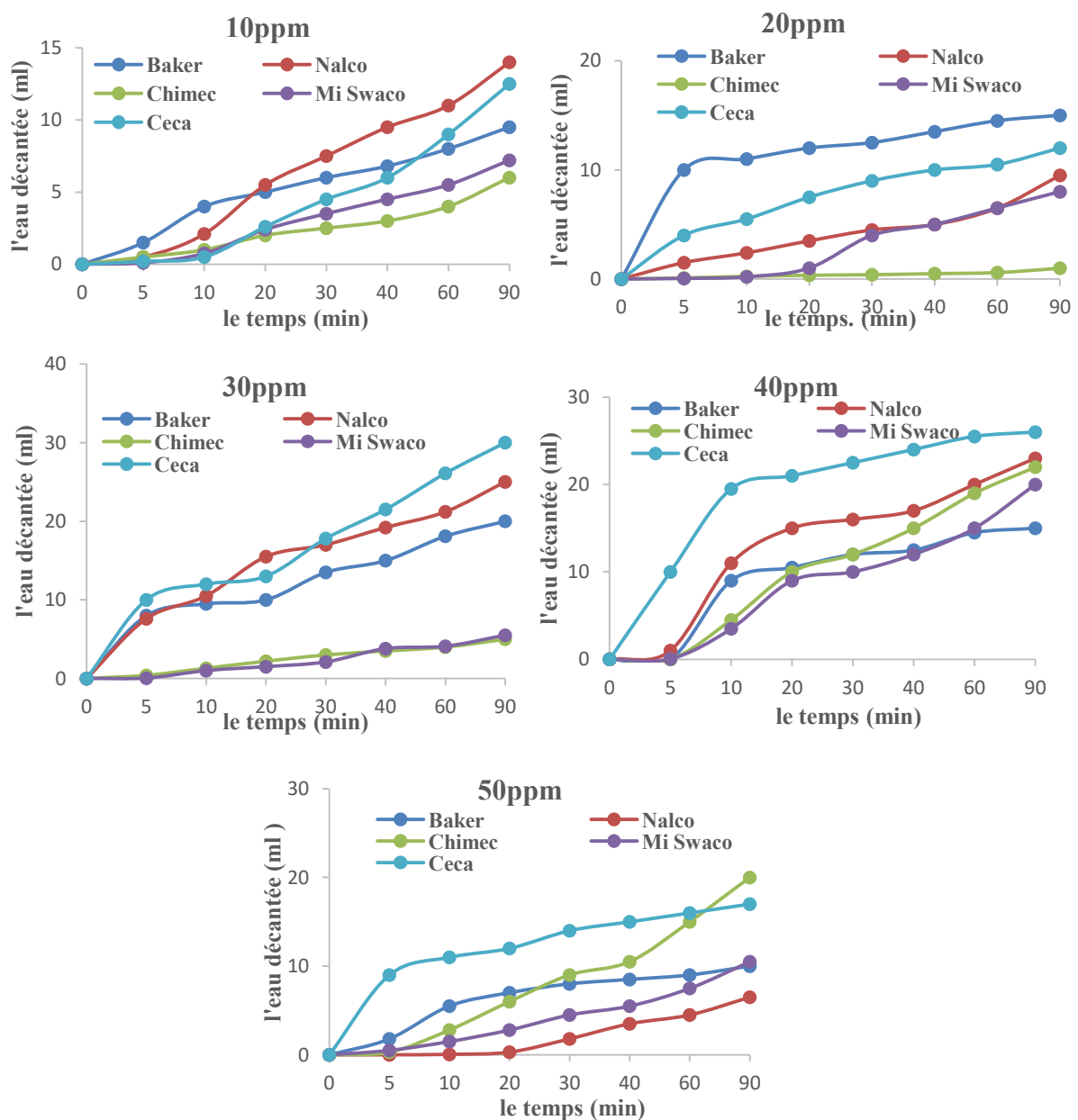


Figure IV-4: Variation des volumes d'eau décantée en fonction du temps pour une température de 55°C à différentes doses pour les différents désémulsifiants.

De même, nous avons noté des observations quant à la qualité de l'eau décantée, du brut obtenu et de l'interface eau/huile. Les résultats sont reportés sur le tableau suivant

Tableau IV-3 : Observation de la qualité de l'eau, de brut et de l'interface eau/huile des différents désémulsifiants à différentes doses à 55°C.

Doses	10 ppm			20 ppm			30 ppm			40 ppm			50 ppm		
Qualité d'eau	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut	I/f	Eau	Brut	I/F	Eau	Brut
Désémulsifiants															
DMO8600 BAKER	D	C	P	N	C	P	D	C	P	N	C	P	D	C	P
EC2016B NALCO	D	C	P	N	C	P	N	C	P	N	C	P	D	C	P
CH2232 CHIMEC	D	C	P	D	C	P	D	C	P	N	C	P	N	C	P
EB8555 MI SWACO	D	C	P	D	C	P	D	C	P	N	C	P	D	C	P
LA175 CECA	D	C	P	N	C	P	N	C	P	N	C	P	D	C	P

I/F : D = Diffuse **N** = Nette

Eau : C = claire **T** = Trouble

Brut : P = Présence gouttelettes d'eau

A partir des observations du tableau ci-dessus, nous constatons que **CECA** donne une bonne qualité d'eau pour toutes les doses comme on remarque une interface nette pour toutes les doses à l'exception de la dose 50 ppm où il y a une diffusion du brut dans l'eau qui est dû probablement au surdosage du désémulsifiant provoquant ainsi l'effet inverse.

Pour le désémulsifiant Baker, ce dernier forme une interface à 20 et 30 ppm et donne une bonne qualité d'eau pour toutes les autres doses.

MI SWACO quant à lui forme des interfaces diffuses pour toutes les doses à l'exception de la dose 40 ppm où il forme une interface nette. De plus, la qualité de l'eau décantée est nette pour toutes les doses.

Pour **CHIMEC**, l'eau est de bonne qualité et une interface nette aux doses supérieures à 30 ppm.

Pour déterminer la dose optimale des différents désémulsifiants nous avons calculé l'efficacité du traitement à différents temps de décantation, les résultats sont sur les figures IV-7 et figures IV-8.

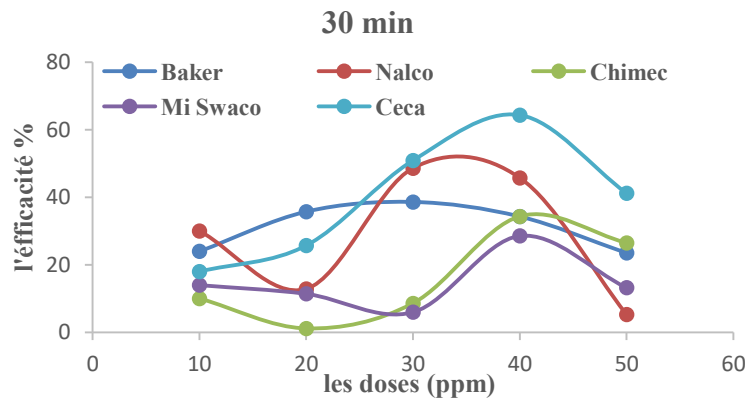


Figure IV-5 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées pour un temps de décantation de 30 min et à 55°C.

Pour 30 minutes de décantation, nous constatons une augmentation de l'efficacité pour le désémulsifiant **CECA** avec l'augmentation de la dose. Elle atteint une valeur optimale de 64% à 40 ppm puis elle diminue à la dose de 50 ppm à cause du surdosage.

Pour **NALCO** son efficacité diminue à la dose 20 ppm puis augmente à 30 et 40 ppm avec des efficacités respectives de 50% et 45%. Seulement elle diminue à 50ppm.

L'efficacité de **BAKER** elle aussi augmente en augmentant la dose elle atteint une valeur maximale 38% à 30 ppm et diminue après.

Le désémulsifiant **CHIMEC** a presque perdu son efficacité à la dose de 20 ppm après qu'elle était de 23% elle a diminué à uniquement 2% ensuite il récupère son efficacité en augmentant la dose il atteint lui aussi une valeur optimale d'efficacité de 34 % à 40 ppm

Pour le désémulsifiant **MI SWACO**, son efficacité diminue à 20 et 30 ppm puis elle augmente à la dose 40 ppm où elle atteint une valeur maximale de 28 %.

Ces deux derniers désémulsifiants n'ont pas donné des efficacités remarquables pour toutes les doses par rapport aux autres désémulsifiants, cela est peut-être dû à l'incompatibilité de ces deux désémulsifiant à notre échantillon de brut

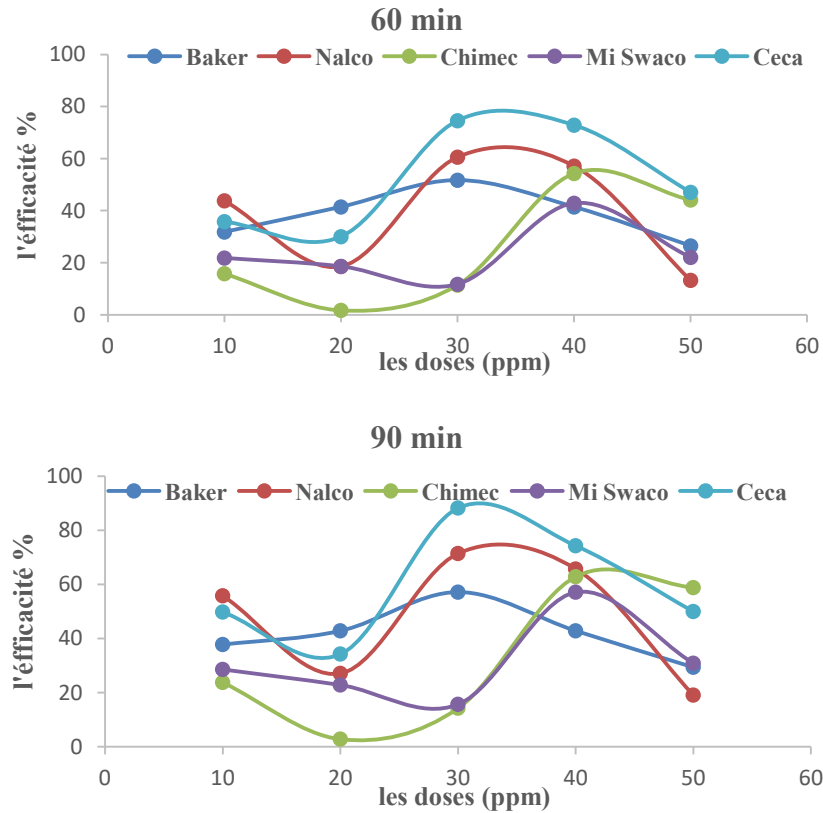


Figure IV-6 : Variation de l'efficacité en fonction des doses injectées pour un temps de décantation de 60 min et 90 min et une température de 55°C.

Après 60 minutes de réactions entre les désémulsifiants et l'émulsion, nous constatons une augmentation significative de l'efficacité du traitement et ce pour tous les désémulsifiants. Cependant de 60 à 90 minute, nous constatons une stabilité dans les valeurs de l'efficacité. D'où le choix de prendre 60 minutes comme temps optimale de décantation.

En comparant les résultats d'efficacité obtenus à 30°C et à 55°C on remarque bien que les efficacités obtenues à 55°C sont supérieures à celles obtenues à 30°C. Cela nous confirme l'effet déstabilisateur de la température sur l'émulsion

En effet, l'augmentation de la température réduit la viscosité de l'huile ce qui augmente la vitesse de migration des agents émulsifiants vers les interfaces huile/eau. Elle entraîne également la déstabilisation des films rigides en raison de la réduction de la viscosité interfaciale. En outre, la fréquence de coalescence des gouttelettes d'eau est augmentée en

raison de l'énergie thermique plus élevée des gouttelettes. La chaleur accélère la rupture de l'émulsion ; cependant, elle résout très rarement le problème de l'émulsion à elle seule.

Les photos suivantes montrent un essai de désémulsification du pétrole brut par les différents désémulsifiants à une dose de 40 ppm, l'une à 30 °C et l'autre à 55°C. Nous remarquons bien que la quantité d'eau produite est beaucoup plus importante dans le deuxième cas que dans le premier.



Figure IV-7 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 30°C.



Figure IV-8 : Eau décantée après 90 min à la dose 40 ppm ; 55°C.

IV.2.3. Effet de l'âge de l'émulsion

Pour prévoir l'influence de l'âge de l'émulsion sur l'efficacité de la désémulsification on a effectué un test à bouteille dans les mêmes conditions de doses et de température pour un même échantillon mais dans des intervalles de temps différents, les résultats obtenus sont présentés dans les graphes ci-dessous :

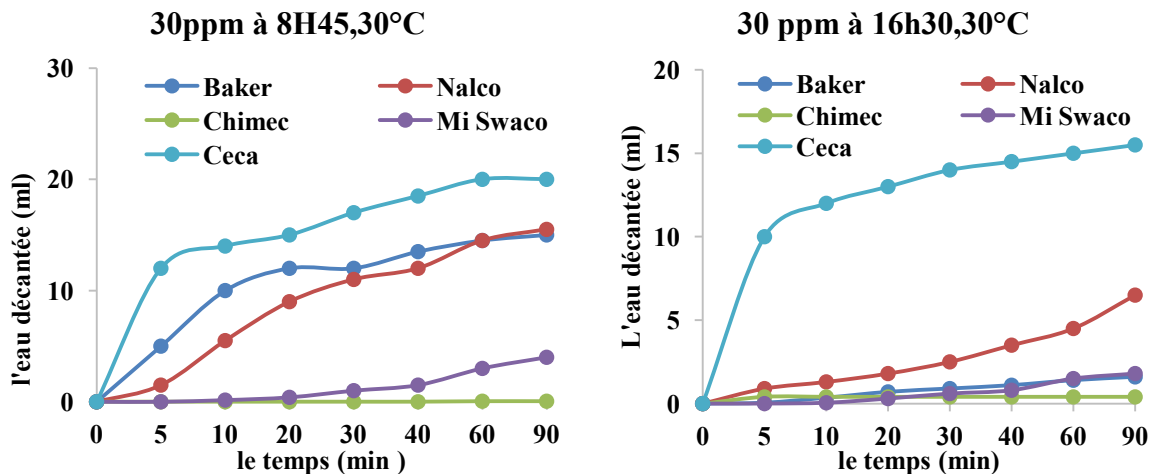


Figure IV-9 : Évolution de l'eau décantée en fonction du temps pour une dose de 30 ppm pour les différents désémulsifiants (Même essai à 8h45 et à 16h30).

Les graphes ci-dessus présentent le volume d'eau décantée en fonction du temps dans les mêmes conditions de dose et de température mais dans de différents intervalles de temps. Le graphe 1 est réalisé sur un échantillon frais du pétrole juste après son prélèvement à 8h45 d'où nous remarquons l'augmentation des volumes de l'eau décantée pour les différents désémulsifiant à l'exception du désémulsifiant **CHIMEC** qui n'a donné aucune réaction.

Par contre comme nous remarquons sur le graphe 2 une forte diminution du volume d'eau décanté des trois désémulsifiants Baker, **NALCO** et **MI SWACO** à l'exception du désémulsifiant **CECA** qui montre une légère diminution du volume d'eau décantée par rapport à celle obtenue à 8h45.

De ce fait, nous pouvons déduire que l'âge de l'émulsion influe sur l'efficacité de la désémulsification. Ceci est dû probablement à la migration des agents émulsifiants et des solides vers l'interface, la vitesse de migration dépend non seulement du temps mais aussi de la viscosité de la phase continue et de sa densité (donc la température). Une émulsion vieillira

avec un brut lourd qu'avec un brut léger. Plus âgée sera une émulsion plus difficile elle sera à résoudre

Comme nous l'avons mentionné au début de notre chapitre, le rôle principal d'un désémulsifiant est bien évidemment de casser cette émulsion. L'objectif de cette rupture est d'une part de récupérer un maximum d'eau avec une limpidité nette et avoir un pétrole brut avec un minimum de sel d'autre part.

Pour cela, nous avons analysé les eaux décantées à la dose optimale de 30 ppm en déterminant leur turbidité et évalué la salinité de notre pétrole obtenu après traitement avec la même dose optimale bien sûr et ce pour les différents désémulsifiants étudiés. Les résultats sont comme suit :

IV.2.4. Turbidité de l'eau décantée

Nous avons quantifié la turbidité de l'eau décantée des différents désémulsifiants à la dose 30 ppm et à la température 30°C. Le résultat est sur la figure suivante :

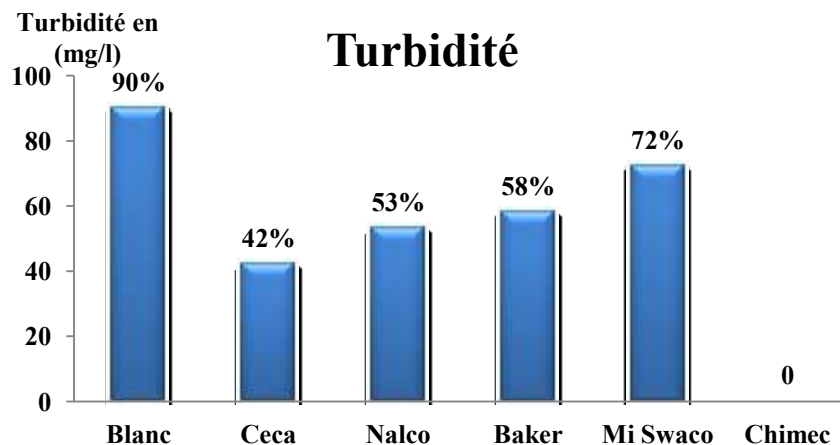


Figure IV-10 : Turbidité de l'eau décantée des différents désémulsifiants pour une dose de 30 ppm à 30°C.

De cette figure on constate que la turbidité varie d'un produit à un autre. Le désémulsifiant de la firme **MI SWACO** a donné une eau turbide de 72 mg/l, pour les désémulsifiants de la firme Baker et **NALCO**, la turbidité de leurs eaux est moindre. Celui de la firme **CECA** a donné l'eau la moins turbide d'une valeur de 42 mg/l par contre pour le désémulsifiant **CHIMEC** nous n'avons pas pu avoir une eau décantée suffisante pour la mesure de la turbidité, il est inefficace à cette dose 30 ppm.

IV.2.5. Les pertes en sel du brut après la désémulsification

Les résultats d'analyse de la salinité du pétrole après désémulsification pour une dose de 30 ppm sont reportés dans le tableau suivant.

Tableau IV-4 : Résultats d'analyse de la salinité du pétrole après traitement.

Produits	Blanc	CECA	NALCO	BAKER	MI SWACO	CHIMEC
Salinité initiale du brut (mg/l)	19800					
Volume versé AgNO ₃ (ml)	2,916	1,822	2,255	2,295	2,752	2,795
Salinité (en mg/l)	16790	10390	12923	13157	15831	16082
Perte en sel	3010	9410	6877	6643	3969	3718
Pouvoir dessaleur en %	15,2	47,5	34,7	33,6	20,0	18,8

Nous avons aussi reporté le pouvoir dessaleur des différents désémulsifiants sur la figure suivante :

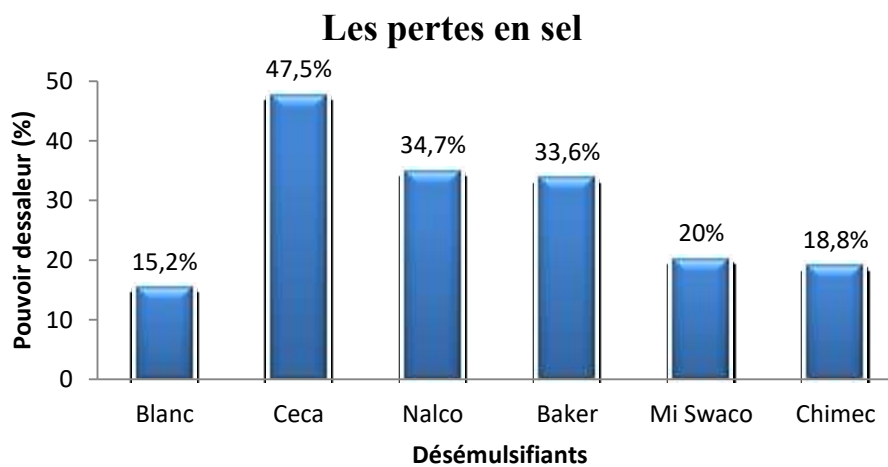


Figure IV-11 : Pouvoir dessaleur des différents désémulsifiants pour la dose de 30 ppm à 30°C.

L'histogramme ci-dessus représente le pouvoir dessaleur des différents désémulsifiants, on remarque que la perte en sels en utilisant le désémulsifiant de la firme CECA est plus remarquable avec une perte de 9410 mg/l en NaCl et un pouvoir dessaleur qui

avoisine les 50%. Vient ensuite les désémulsifiants **NALCO** et **BAKER** avec un pouvoir dessaleur de 34% et 33% respectivement et des pertes en sel presque égales.

Les pouvoirs dessaleur pour les désémulsifiants de la firme **MI SWACO** et **CHIMEC**, sont très faibles, ils se rapprochent même de celui du blanc (décantation naturelle).

On déduit que sans traitement par désémulsifiant la séparation des sels piégés dans l'eau du pétrole brut est impossible et que la perte en sel diffère d'un échantillon à un autre car chaque désémulsifiant est spécifique pour casser une émulsion donnée.

Dans notre cas le produit de la firme **CECA** à la dose 30 ppm était le plus adéquat aux caractéristiques de notre échantillon du pétrole brut. Cependant la valeur finale de la salinité du brut est de 10390 mg/l, valeur largement dépassée par la norme exigée qui est de 40 mg/l. De ce fait un traitement complémentaire s'avère nécessaire. De même que pour la turbidité de l'eau décantée, sa valeur minimale dépasse la norme qui est de 30 mg/l.



Conclusion



Conclusion générale

Ce mémoire a été consacré à l'étude des émulsions de pétrole et leur traitement.

Une étude bibliographique a été menée sur le pétrole en donnant un aperçu sur sa découverte, sa formation, sa classification et ses dérivés qui jouent un rôle primordial dans la vie quotidienne.

Les problèmes causés par les émulsions de pétrole ont été exposés en précisant qu'ils doivent être résolus avant de l'acheminer vers les lieux de stockage puis vers les raffineries procédant ainsi à un traitement préliminaire sur le champ d'exploitation.

Nous avons présenté les différents paramètres afin de caractériser notre pétrole brut. Ce dernier provient du champ d'Ourhoud, satellite 7 ; puits QB87. Ainsi nous avons cité l'ensemble des matériels utilisés en mettant en exergue l'ensemble des méthodes de traitement et analyses complémentaires permettant d'étudier l'efficacité et la qualité de l'eau décantée. Afin de réaliser cette étude divers analyses ont été effectuées à savoir : la détermination de la Teneur en eau et en sédiments B.S.W ; Eau Résiduelle ; Salinité du pétrole ; teste d'efficacité ; effet de la température et la turbidité de l'eau décantée.

La caractérisation physico chimique a permis de constater que les échantillons du pétrole brut contiennent environ 44 % d'émulsion d'eau dans l'huile, et une salinité initiale de 19800 mg/l avec une teneur en sédiment (BSW) de 8%. Des lors le protocole de déstabilisation a été défini et ce par l'utilisation des différents désémulsifiants : Ceca, Baker, Nalco, Mi Swaco et Chimec avec pour objectif principal d'optimiser la dose et la température de désémulsification qui permet l'amélioration de la séparation.

Les graphiques et les tableaux montrent que le traitement par les produits chimiques s'avère prometteur. Les résultats ont montré il faut choisir un produit chimique approprié pour l'émulsion en question, une quantité adéquate de ce produit et un temps de rétention suffisant. En effet, après 60 minutes de décantation, nous obtenons une bonne efficacité de 75% avec une salinité finale du brut de 10390 mg/l, soit 50% de sel éliminé, l'autre moitié sera éliminée au niveau de l'installation de dessalage. De plus la qualité de l'eau obtenue est claire avec une turbidité finale de 40 mg/l et ce en présence du désémulsifiant Ceca.



Références



Liste des Références

- [1] Nabila.H ; Thiziri.T ; étude de l'élimination des sels dans le pétrole brut d'Ourhoud (Hassi -Messaoud)
- [2] Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19-3. 198.
- [3] Hodhaifa.D ; suivi de traitement de pétrole brut par analyse chimique « Sonatrach-organisation Ourhoud-hassi mesaoud » ; université abdelhamid ibn badis mostaganem ;2014
- [4] X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip PARIS .1985.
- [5] J.F. GRAVIER Propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [6] ASTM Standards
- [7] P. WITHIER : le pétrole raffinage et génie chimique (tome 1). Edition Technip.1972 Paris.
- [8] J. P. WAUQUIER : Pétrole brut, produits pétroliers. Schéma de fabrication. Edition Technip 1994.
- [9] S.E. CHITOUR. Corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2). !
- [10] 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
- [11] 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
- [12] 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.
- [13] Miguel Rondon, Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés Interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Application à la Déshydratation du pétrole, THESE de DOCTORAT, ACADEMIE de BORDEAUX,

2006.

[14] Alouche J., développement de nouvelles méthodes pour l'élaboration d'émulsions multiples eau/huile/eau, THESE de DOCTORAT, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE

DE LORRAINE, 2003

[15] physico-chimie de surfaces « C.E.chitour » (école nationale polytechniques), Alger.

Volume I. Interface gaz-liquide, liquide-liquide. 1992.

[16] (https://petrowiki.spe.org/Stability_of_oil_emulsions)

[17] 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

[18] 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 ; UNIVERSITÉ DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR ;2011 ;158 pp

[19] séminaire sonatrach T.F.T(du 4 au 7avril 1987)

[20] (<Http://e-biblio.univ-mosta.dz/bitstream/handle/123456789/8302/MCHI02.pdf?sequence=1&isAllowed=y>)

[21] J.P. WAUQUIER. Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation. Édition Technip. Tome 2. (1998).

[22] B.BOUCECRIMA. A. DOUBI et M. ZERROUK. Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants. I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD. (2006).

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

[24] Chaabi fatima, Mémoire Présenté en vue de l'obtention du diplôme de Master, Option Chimie, Thème : Caractérisation physico-chimique d'un désémulsifiant « le chimec R

899 »

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

[26] Production et traitement des pétroles brutes salés ; Edition technip 1976*27 RUE

GINOUX* 75737 PARIS CEDEX 15.

[27] juve J., Yang X., Fjellanger I.J., Sjöblom J., Pelizzetti E. (2001) Chemical Destabilization of Crude Oil Based Emulsions and Asphaltene Stabilized Emulsions, *Colloid Polym. Sci.* **279**, 232-239

[28] (Bhardwaj A., Hartland S. (1993) Study of Demulsification of Water-In-Crude Oil Emulsion, *J. Disper. Sci. Technol.* **14**, 541- 557.)

[29] D. Daniel-David, A. Le Follotec, I. Pezron, C. Dalmazzone, C. Noïk, et al.. Destabilisation of Water-in-Crude Oil Emulsions by Silicone Copolymer Demulsifiers. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles*, Institut Français du Pétrole, 2008, 63 (1), pp.165-173.

[30] <https://www.smartfluid.es/products/emulsion-breakers>



Annexes



Tableau 1.1 Résultats des Bottles Tests à la dose 10 ppm à 30 °C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 01/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 8h45 ; Température 30°C

- BSW : % EL=2 ; %EM=30 ; %ER=25

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	Tr	-	Tr	-	Tr	-	Tr	-	Tr	-	Tr	-	-	-	-
DMO8600	0,00	0,00	0,05	0,20	0,15	0,60	0,25	1,00	0,35	1,40	0,50	2,00	0,70	2,80	M	C	P
EC2016B	0,00	0,00	0,10	0,40	0,25	1,00	0,40	1,60	0,55	2,20	0,80	3,20	1,90	7,60	N	C	P
CH2232	0,00	0,00	0,40	1,60	0,70	2,80	0,90	3,60	1,10	4,40	1,30	5,20	1,60	6,40	N	C	P
EB8555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,60	0,30	1,20	0,45	1,80	0,60	2,40	1,00	4,00	M	C	P
LA175	0,40	1,60	1,30	5,20	2,00	8,00	2,40	9,60	2,80	11,20	3,10	12,40	4,00	16,00	N	C	P

%Eff = % d'efficacité, - %EL = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,
P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

Tableau 1.2 Résultats des Bottles Tests à la dose 10 ppm à 55 °C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 01/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 9h45 ; Température 55°C

- BSW : % EL=2 ; %EM=30 ; %ER=25

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	Tr	-	Tr	-	Tr	-	0,05	-	0,05	-	-	-	-
DMO8600	1,50	6,00	4,00	16,00	5,00	20,00	6,00	24,00	6,80	27,20	8,00	31,80	9,50	37,80	M	NC	P
EC2016B	0,50	2,00	2,10	8,40	5,50	22,00	7,50	30,00	9,50	38,00	11,00	43,80	14,00	55,80	M	C	P
CH2232	0,50	2,00	1,00	4,00	2,00	8,00	2,50	10,00	3,00	12,00	4,00	15,80	6,00	23,80	M	C	P
EB8555	0,10	0,40	0,75	3,00	2,40	9,60	3,50	14,00	4,50	18,00	5,50	21,80	7,20	28,60	M	NC	P
LA175	0,20	0,80	0,50	2,00	2,60	10,40	4,50	18,00	6,00	24,00	9,00	35,80	12,50	49,80	M	C	P

- %Eff = % d'efficacité, - %EL = %eau décantée, - I/F= interface : **M** = diffuse, - **N** =nette, **C** = claire, **T** = Trouble,
P = présence gouttelettes d'eau, **Tr** = Traces

Tableau 2.1 Résultats des Bottles Tests à la dose 20 ppm à 30 °C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 02/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 9h45 ; Température 30°C

- BSW : % EL=1,1 ; %EM=43,5 ; %ER=35

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0	-	Tr	-	Tr	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	M	C	P
DMO8600	0,00	0,00	0,25	0,71	0,70	2,00	1,20	3,43	1,30	3,71	1,50	4,29	1,90	5,43	N	C	P
EC2016B	0,10	0,29	1,80	5,14	3,00	8,57	4,00	11,43	5,50	15,71	6,00	17,14	8,00	22,86	N	TC	P
CH2232	0,00	0,00	0,15	0,43	0,60	1,71	0,90	2,57	1,30	3,71	1,80	5,14	2,40	6,86	M	C	P
EB8555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	1,14	0,80	2,29	1,35	3,86	1,60	4,57	2,00	5,71	M	C	P
LA175	0,25	0,71	2,00	5,71	4,50	12,86	5,50	15,71	7,00	20,00	8,00	22,86	10,00	28,57	N	TC	P

- %Eff = % d'efficacité, - %EL = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

Tableau 2.2 Résultats des Bottles Tests à la dose 20 ppm à 55 °C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 02/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 10H15 ; Température 55°C

- BSW : % EL=1,1 ; %EM=43,5 ; %ER=35

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO8600	10,00	28,57	11,00	31,43	12,00	34,29	12,50	35,71	13,50	38,57	14,50	41,43	15,00	42,86	N	C	P
EC2016B	1,50	4,29	2,40	6,86	3,50	10,00	4,50	12,86	5,00	14,29	6,50	18,57	9,50	27,14	N	C	P
CH2232	0,10	0,29	0,25	0,71	0,35	1,00	0,40	1,14	0,50	1,43	0,60	1,71	1,00	2,86	M	C	P
EB8555	0,05	0,14	0,20	0,57	1,00	2,86	4,00	11,43	5,00	14,29	6,50	18,57	8,00	22,86	M	C	P
LA175	4,00	11,43	5,50	15,71	7,50	21,43	9,00	25,71	10,00	28,57	10,50	30,00	12,00	34,29	N	TC	P

- %Eff = % d'efficacité, - %EL = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

**Tableau 3.1 Résultats des Bottles Tests à la dose »30 ppm à 30 °C des cinq désémulsionnants
sur le brut du champ OURHOUD**

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 03/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai :9H15 ; Température 30°C

- BSW : % EL=1,5 ; %EM=43,5 ; %ER=35

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO86000	5,00	14,29	10,00	28,57	12,00	34,29	12,00	34,29	13,50	38,57	14,50	41,43	15,00	42,86	N	C	P
EC2016B	1,50	4,29	5,50	15,71	9,00	25,71	11,00	31,43	12,00	34,29	14,50	41,43	15,50	44,29	N	C	P
CH2232	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,14	0,05	0,14	M	C	P
EB8555	0,00	0,00	0,15	0,43	0,40	1,14	1,00	2,86	1,50	4,29	3,00	8,57	4,00	11,43	M	C	P
LA175	12,00	34,29	14,00	40,00	15,00	42,86	17,00	48,57	18,50	52,86	20,00	57,14	20,00	57,14	N	C	P

- %**Eff** = % d'efficacité, - %**eau** = % eau décantée, - **I/F**= interface : **M** = diffuse, - **N** =nette, **C** = claire, **T** = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, **Tr** = Traces

Tableau 3.2 Résultats des Bottles Tests à la dose »30 ppm à 55 °C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 03/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 10H00 ; Température 55°C

- BSW : % EL=1,5 ; %EM=43,5 ; %ER=35

-

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO8600	8,00	22,86	9,50	27,14	10,00	28,57	13,50	38,57	15,00	42,86	18,10	51,71	20,00	57,14	M	TC	P
EC2016B	7,60	21,71	10,50	30,00	15,50	44,29	17,00	48,57	19,20	54,86	21,20	60,57	25,00	71,43	N	C	P
CH2232	0,40	1,14	1,30	3,71	2,20	6,29	3,00	8,57	3,50	10,00	4,00	11,43	5,00	14,29	M	C	P
EB8555	0,05	0,14	1,00	2,86	1,50	4,29	2,10	6,00	3,80	10,86	4,10	11,71	5,50	15,71	M	C	P
LA175	10,00	28,57	12,00	34,29	13,00	37,14	17,80	50,86	21,50	61,43	26,10	74,57	30,00	88,24	TN	TC	P

- %**Eff** = % d'efficacité, - %**eau** = % eau décantée, - **I/F**= interface : **M** = diffuse, - **N** =nette, **C** = claire, **T** = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, **Tr** = Traces

Tableau 4.1 Résultats des Bottles Tests à la dose »40 ppm à 30°C des cinq désémulsifiants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 04/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 8H45 ; Température 30°C

- BSW : % EL=0,5 ; %EM=44 ; %ER=35

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO8600	6,00	17,14	7,00	20,00	8,00	22,86	9,00	25,71	9,00	25,71	9,00	25,71	10,00	28,57	N	C	P
EC2016B	1,00	2,86	2,00	5,71	3,00	8,57	3,00	8,57	4,00	11,43	5,00	14,29	5,00	14,29	N	C	P
CH2232	0,00	0,00	0,10	0,29	0,40	1,14	0,50	1,43	0,60	1,71	1,00	2,86	1,50	4,29	M	C	P
EB8555	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,86	1,20	3,43	2,60	7,43	3,50	10,00	4,00	11,43	N	C	P
LA175	0,60	1,71	6,00	17,14	9,00	25,71	9,50	27,14	10,50	30,00	12,00	34,29	13,50	38,57	N	C	P

%Eff = % d'efficacité, - %eau = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

Tableau 4.2 Résultats des Bottles Tests à la dose »40 ppm à 55°C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 04/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai :9H00 ; Température 55°C

- BSW : % EL=0,5 ; %EM=44 ; %ER=35

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EA U	BR UT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,05	-	0,10	-	0,10	-	0,10	-	0,15	-	M	M	P
DMO86 00	0,00	0,00	9,00	25,7 1	10,5 0	30,0 0	12,0 0	34,2 9	12,5 0	35,7 1	14,5 0	41,4 3	15,0 0	42,8 6	N	C	P
EC2016 B	1,00	2,86	11,0 0	31,4 3	15,0 0	42,8 6	16,0 0	45,7 1	17,0 0	48,5 7	20,0 0	57,1 4	23,0 0	65,7 1	N	TC	P
CH2232	0,00	0,00	4,50	12,8 6	10,0 0	28,5 7	12,0 0	34,2 9	15,0 0	42,8 6	19,0 0	54,2 9	22,0 0	62,8 6	N	C	P
EB8555	0,05	0,14	3,50	10,0 0	9,00	25,7 1	10,0 0	28,5 7	12,0 0	34,2 9	15,0 0	42,8 6	20,0 0	57,1 4	N	C	P
LA175	10,0 0	28,5 7	19,5 0	55,7 1	21,0 0	60,0 0	22,5 0	64,2 9	24,0 0	68,5 7	25,5 0	72,8 6	26,0 0	74,2 9	N	C	P

%Eff = % d'efficacité, - %eau = %eau décantée, - I/F= interface : **M** = diffuse, - **N** =nette, **C** = claire, **T** = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, **Tr** = Traces

Tableau 5.1 Résultats des Bottles Tests à la dose »50 ppm à 30°C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 07/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai :8H45 ; Température 30°C

- BSW : % EL=8 ; %EM=43 ; %ER=34

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO8600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,15	0,40	1,18	0,90	2,65	2,00	5,88	2,60	7,65	M	T	P
EC2016B	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,94	3,50	10,29	4,50	13,24	5,00	14,71	6,00	17,65	M	T	P
CH2232	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,59	0,50	1,47	0,80	2,35	1,30	3,82	1,50	4,41	M	T	P
EB8555	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,29	0,10	0,29	0,25	0,74	0,60	1,76	1,10	3,24	M	T	P
LA175	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,15	0,10	0,29	0,10	0,29	0,25	0,74	M	T	P

%Eff = % d'efficacité, - %eau = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

Tableau 5.2 Résultats des Bottles Tests à la dose »50 ppm à 55°C des cinq désémulsionnants sur le brut du champ OURHOUD

Date, heure et lieu d'échantillonnage : 07/05/2021- à 7h45 - puits QB87

Température de l'échantillon : 52°C

Heure de l'essai : 8H45 ; Température 55°C

- BSW : % EL=8 ; %EM=43 ; %ER=34

-

Temps	5 min		10 min		20 min		30 min		40 min		1 heure		1 h 30 min		Qualité d'eau		
	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	% EL	% Eff	I/F	EAU	BRUT
Blanc	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-
DMO8600	1,80	5,29	5,50	16,18	7,00	20,59	8,00	23,53	8,50	25,00	9,00	26,47	10,00	29,41	M	C	P
EC2016B	0,00	0,00	0,05	0,15	0,30	0,88	1,80	5,29	3,50	10,29	4,50	13,24	6,50	19,12	M	C	P
CH2232	0,30	0,88	2,80	8,24	6,00	17,65	9,00	26,47	10,50	30,88	15,00	44,12	20,00	58,82	N	C	P
EB8555	0,50	1,47	1,50	4,41	2,80	8,24	4,50	13,24	5,50	16,18	7,50	22,06	10,50	30,88	M	C	P
LA175	9,00	26,47	11,00	32,35	12,00	35,29	14,00	41,18	15,00	44,12	16,00	47,06	17,00	50,00	M	C	P

%Eff = % d'efficacité, - %eau = %eau décantée, - I/F= interface : M = diffuse, - N =nette, C = claire, T = Trouble,

P = présence gouttelettes d'eau, Tr = Traces

Tableaux d'efficacité en fonction du temps :

*l'efficacité à 30°C

La dose 10 ppm :

	5	10	20	30	40	60	90
Baker	0,00	0,20	0,60	1,00	1,40	2,00	2,80
Nalco	0,00	0,40	1,00	1,60	2,20	3,20	7,60
Chimec	0,00	1,60	2,80	3,60	4,40	5,20	6,40
Mi Swaco	0,00	0,00	0,60	1,20	1,80	2,40	4,00
Ceca	1,60	5,20	8,00	9,60	11,20	12,40	16,00

La dose 20 ppm :

Temps	5	10	20	30	40	60	90
Baker	0,00	0,78	2,19	3,75	4,06	4,69	5,94
Nalco	0,31	5,63	9,38	12,50	17,19	18,75	25,00
Chimec	0,00	0,47	1,88	2,81	4,06	5,63	7,50
Mi Swaco	0,00	0,00	1,25	2,50	4,22	5,00	6,25
Ceca	0,78	6,25	14,06	17,19	21,88	25,00	31,25

La dose 30 ppm :

Temps	5	10	20	30	40	60	90
Baker	14,29	28,57	34,29	34,29	38,57	41,43	42,86
Nalco	4,29	15,71	25,71	31,43	34,29	41,43	44,29
Chimec	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,14
Mi Swaco	0,00	0,43	1,14	2,86	4,29	8,57	11,43
Ceca	34,29	40,00	42,86	48,57	52,86	57,14	57,14

La dose 40 ppm :

Temps	5	10	20	30	40	60	90
Baker	17,14	20,00	22,86	25,71	25,71	25,71	28,57
Nalco	2,86	5,71	8,57	8,57	11,43	14,29	14,29
Chimec	0,00	0,29	1,14	1,43	1,71	2,86	4,29
Mi Swaco	0,00	0,00	2,86	3,43	7,43	10,00	11,43
Ceca	1,71	17,14	25,71	27,14	30,00	34,29	38,57

La dose 50 ppm :

Temps	5	10	20	30	40	60	90
Baker	0,00	0,00	0,15	1,18	2,65	5,88	7,65
Nalco	0,00	0,00	2,94	10,29	13,24	14,71	17,65
Chimec	0,00	0,00	0,59	1,47	2,35	3,82	4,41
Mi Swaco	0,00	0,00	0,29	0,29	0,74	1,76	3,24
Ceca	0,00	0,00	0,00	0,15	0,29	0,29	0,74

Résultats d'efficacité pour les cinq 05 desemulsifiants à 30°C :**Après 30 min :**

	10	20	30	40	50
Baker	1,00	3,75	34,29	25,71	1,18
Nalco	1,60	12,50	31,43	8,57	10,29
Chimec	3,60	2,81	0,00	1,43	1,47
Mi Swaco	1,20	2,50	2,86	3,43	0,29
Ceca	9,60	17,19	48,57	27,14	0,15

Après 60 min :

	10	20	30	40	50
Baker	2,00	4,69	41,43	25,71	5,88
Nalco	3,20	18,75	41,43	14,29	14,71
Chimec	5,20	5,63	0,14	2,86	3,82
Mi Swaco	2,40	5,00	8,57	10,00	1,76
Ceca	12,40	25,00	57,14	34,29	0,29

Après 90 min :

	10	20	30	40	50
Baker	2,80	5,94	42,86	28,57	7,65
Nalco	7,60	25,00	44,29	14,29	17,65
Chimec	6,40	7,50	0,14	4,29	4,41
Mi Swaco	4,00	6,25	11,43	11,43	3,24
Ceca	16,00	31,25	57,14	38,57	0,74

Résumé

Le pétrole est toujours lié à l'eau présente dans le gisement. Il se crée alors des émulsions qui sont à l'origine de plusieurs problèmes techniques et pratiques lors de son traitement ou son raffinage tel que la corrosion, l'entartrage, le colmatage et l'encrassement des installations. Le présent projet porte sur l'élimination de cette émulsion et l'optimisation de la désémulsification du pétrole brut par voie chimique. Le but de ce travail est donc d'étudier l'effet de plusieurs désémulsifiants sur l'élimination de cette émulsion en optimisant la dose injectée et ce pour les deux températures étudiées (30 et 55°C). Les résultats montrent que quelque soit la température de l'échantillon, le désémulsifiant de la firme **CECA** à la dose 30 ppm est le plus approprié aux caractéristiques du pétrole brut avec un pouvoir dessaleur de 50% et une production d'eau claire et nette. De plus, il est important d'injecter ce produit au moment même de la production car cela influe négativement sur la production d'eau décantée (quantité et qualité).

Mots clé : Pétrole, émulsion, micelle, désémulsification, désémulsifiant, film interfacial

Abstract :

Oil is always bound to the water present in the deposit. Emulsions are then created which are the cause of several technical and practical problems during its treatment or refining such as corrosion, scaling, clogging and fouling of facilities. The present project deals with the elimination of this emulsion and the optimization of the de-emulsification of crude oil by chemical means. The aim of this work is therefore to study the effect of several demulsifiers on the removal of this emulsion by optimizing the dose injected and this for the two temperatures studied (30 and 55 ° C). The results show that whatever the temperature of the sample, the demulsifier of the **CECA** firm at the dose 30 ppm is the most appropriate to the characteristics of the crude oil with a desalting power of 50% and a production of clear water. Moreover, it is important to inject this product at the same time of the production because it has a negative influence on the production of decanted water (quantity and quality).

Key words: Oil, emulsion, micelle, demulsification, demulsifier, interfacial film