



République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

Université Echahid Hamma Lakdhar- EL Oued

Faculté de la Technologie

Département de Génie des Procédés et Pétrochimie

MÉMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Spécialité : Génie Chimique

Optimisation des paramètres opératoires de l'unité de déshuilage Groupement Bir-Sebaa

Préparé par :

Chelghoum Mourad
Meriniza Amara
Haricha Khaoula
Zerrouk Ikram
Benzaoui Khadidja

Soutenue le : 05/06/2023

Devant le jury composé de :

Dr : Radjab Youcef.....Président Univ Eloued.

Dr : Med Fouad FarhatExamineur Univ Eloued.

Dr : Med Yazid Belghit.....Encadreur Univ Eloued.

Année universitaire 2022/2023

Dédicaces

Nous dédions ce modeste travail, comme preuve de respect, de gratitude, et de reconnaissance à :

Nos chers parents : Qui n'ont jamais cessé de nous encourager et nous conseiller,

Ils nous ont beaucoup aidé tout en long de notre chemin, grâce à leur amour, leur dévouement, leur compréhension et leur patience sans jamais nous quitter des yeux ni baisser les bras et leur soutien moral et matériel, on ne saurait jamais traduire ce qu'on ressent vraiment envers eux.

Nos frères et sœurs : Pour leur indulgence en notre faveur qu'ils touchent ici l'affection la plus intime qu'on ressent à leur égard.

Nos amis et collègues : Pour leur compagnie et bons moments passés ensemble.

Remerciements

Au terme de ce travail, nous devons remercier tout d'abord Dieu qui nous a donné la force et le courage de suivre nos études et d'arriver à ce stade et à nos parents qui nous ont beaucoup soutenus pendant tout le long de notre parcours.

*Un grand merci à mon encadreur **Dr : Med YAZID***

***BELGHIT** qui nous a beaucoup aidé, soutenu et nous a permis d'arriver à ce niveau-là et pour ses excellents conseils et surtout pour son temps passé avec nous et sa patience, sans lui on n'aurait pas pu réaliser ce modeste travail et pour sa confiance en nous. Nous tenons aussi à remercier les membres du jury qui nous ont fait honneur d'examiner ce travail.*

Mes remerciements vont aussi à toute l'équipe du laboratoire de GBRS, sans exception, de m'avoir soutenue et facilité la tâche durant la période des essais expérimentaux.

Enfin, je remercie également toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Résumé

La présence d'huile dans l'eau est nocive pour l'environnement, et il y a un grand besoin de développer des méthodes efficaces pour la récupération du pétrole à partir des eaux huileuses. L'objectif de ce travail est l'application de la désémulsification chimique pour le traitement des émulsions inverses (H/E). Une série d'analyses a été effectuée au sein du laboratoire de GBRS. Les analyses ont été effectuées en deux phases. La première phase consistait à déterminer le temps de traitement. La seconde phase consistait à l'optimisation des paramètres opératoires. Les résultats expérimentaux ont indiqué que la désémulsification chimique était efficace et capable de réaliser un taux de récupération d'huile de 98% en 15 minutes, à une température de 60°C et une concentration de désémulsifiant « Demul 2 » de 5,7 ppm.

Mots clés : Eaux huileuses, Emulsion, Désémulsifiant, Modèle mathématique, Optimisation.

الملخص

وجود الزيت في الماء يشكل ضرراً على البيئة، وهناك حاجة كبيرة لتطوير طرق فعالة لاسترداد النفط من المياه المنتجة. يهدف هذا العمل إلى تطبيق التحطيم الكيميائي لمعالجة المستحلبات المقلوبة (ماء/زيت). تم إجراء سلسلة من التحاليل في مختبر GBRS. تم إجراء التحاليل في مرحلتين. المرحلة الأولى تهدف إلى تحديد وقت المعالجة. المرحلة الثانية تهدف إلى تحسين المعلمات التشغيلية. أظهرت النتائج التجريبية أن التحطيم الكيميائي كان فعالاً وقادراً على تحقيق معدل استرداد للزيت يصل إلى 98% في غضون 15 دقيقة، عند درجة حرارة 60 درجة مئوية وتركيز موجه التحطيم "ديمول 2" بمقدار 5.7 جزء في المليون.

الكلمات المفتاحية: مياه زيتية، امتزاج، مُعالج الامتزاج، نموذج رياضي، تحسين

Abstract

The presence of oil in water is harmful to the environment, and there is a great need to develop effective methods for oil recovery from oily waters. The aim of this work is the application of chemical desémulsification for the treatment of reverse emulsions (H/E). A series of analyses were Carried out in the GBRS laboratory. The analysis was carried out in two phases. The first step was to determine the duration of treatment. The second phase was the optimization of operating parameters. The experimental results indicated that chemical de-emulsification was effective and capable of achieving an oil recovery rate of 98% in 15 minutes, at a temperature of 60°C and a concentration of Demul 2 desémulsifier of 5.7 ppm.

Keywords : Oil water, Emulsion, Desémulsifying, Mathematical Model, Optimization

Table des matières

Contents

Dédicaces	II
Remerciements.....	II
Résumé.....	III
الملخص.....	III
Abstract.....	III
Table des matières	IV
Liste des abréviations.....	VII
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux.....	X
Introduction générale	1
Chapitre I	
Présentation de la structure d'accueil.....	2
I. Présentation de la structure d'accueil.	2
I.1 Aperçu général sur le Groupement Bir Seba.	2
I.2 Présentation générale du champ de Bir Seba.	3
I.3 Centre de traitement d'huile CPF.	4
I.3.1 Vue générale du centre de traitement d'huile CPF.	4
I.4 Unité de traitement des eaux produites.....	6
I.4.1 Qualité et quantité des eaux produites	6
I.4.2 Qualité des eaux produite régentées.....	8
I.4.3 Capacité des équipements	8
I.5 Description du procédé	9
Chapitre II	
II. Théorie sur les émulsions.....	16

Table des matières

II.1 Les émulsions	16
II.1.1 Définition	16
II.1.2 Types d'émulsions	16
II.1.4 Rôle d'un agent de surface dans la formation et la stabilisation des émulsions	17
II.2 Etapes de traitement des émulsions	18
II.2.1 Résolution et phénomènes de déstabilisation d'une émulsion	18
II.2.2 Rupture de l'émulsion	18
II.2.3 Coalescence	19
II.2.4 Migration gravitationnelle « Crémage / Cas de l'émulsion H/E »	19
II.2.5 Floculation	19
II.2.6 Effet de la gravité et séparation des phases.....	20
II.3 Techniques de traitement des émulsions	20
II.3.1 Désémulsification par voie mécanique	21
II.3.2 Désémulsification par voie électrique	21
II.3.3 Désémulsification par voie thermique	21
II.3.4 Désémulsification par voie chimique.....	21
II.4. Coagulation chimique.....	22
II.4.1 Les Désémulsifiants	22
Chapitre III	
Matériels et méthodes	24
III. Matériels et méthodes	24
III.1 Produits chimiques utilisés.....	24
III.1.1 Choix des désémulsifiants et paramètres à étudier	25
III.2 Appareils utilisés.....	27
III.3 Verreries et d'autres équipements	29
III.4. Analyses expérimentales	29
III.4.1 Détermination du potentiel d'hydrogène (pH)	29
III.4.2 Détermination des matières en suspension par filtration.....	30
III.4.3 Détermination de la quantité d'huile originelle dans la phase aqueuse.....	31
III.4 Méthode de test des désémulsifiants utilisés.	34
III.4.1 Principe.....	34

Table des matières

Chapitre IV

IV. Résultats et discussion	35
IV.1 Test d'efficacité des désémulsifiant (PHR)	35
IV.1.1 Le produit Demul 1	35
IV.1.2 Le produit Demul 2	36
IV.1.3 Le produit Demul 3	37
IV.2 Interprétation des résultats	39
IV.3 Extraction des résultats	40
IV.4 Optimisation des paramètres opératoires et maximisation du taux de séparation	42
Conclusion générale.....	45
Bibliographie	46
Annexes	48

Liste des abréviations

API : American Petroleum Institut (Institut Américain du Pétrole).

ATM : Atmosphérique.

CPI : Corrugated Plates Interceptor (Intercepteur à plaques ondulées).

CPF : Central Processing Facility (Centre de traitement).

CTH : Centre de Traitement d'Huile.

Demul 1 : Désémulsifiant N°1.

Demul 2 : Désémulsifiant N°2.

Demul 3 : Désémulsifiant N°3.

DAF : Dissolved Air Flotation (Flottation à air dissous).

DGF : Dissolved Gas Flotation (Flottation à gaz dissous).

ECR : Engineering Change Request (Demande de modification de l'ingénierie).

E/H : émulsion eau – dans – huile.

EPC : Engineering Procurment Construction (Ingénierie Approvisionnement et Construction).

GBRS : Groupement Bir Seba.

GS : Gathering Station (Station de collecte).

GTG : Gas Turbine Generator (Turbine à gaz).

H/E : émulsion huile – dans – eau.

HEH : Houd El Hamra.

HP : High Pressure (Haute Pression).

IAF : Induced Air Flotation (Flottation à air induit).

IGF : Induced Gas Flotation (Flottation à gaz induit).

LP : Low Pressure (Basse Pression).

MSDS : Material Safety Data Sheets (Fiches de données de sécurité).

PFD : Process Flow Diagram (Diagramme de Flux de Procédé).

PID : Piping & Instrumentation diagram.

PHR : Pourcentage d'Huile Récupérée.

Liste des figures

Figure 1 : Localisation des Blocs 433a & 416b.....	2
Figure 2: Pourcentage de participation de chaque société dans le groupement.....	2
Figure 3 : Schéma simplifié du traitement de l'effluent provenant des puits producteurs.	4
Figure 4 : Quantité de l'eau produite durant la vie de gisement.	7
Figure 5 : PFD de l'unité de traitement des eaux de CTH - GBRS.....	9
Figure 6 : ballon d'huile écrémée	10
Figure 7 : Séparateur CPI.....	11
Figure 8 : Séparateur IGF	12
Figure 9: Pompe d'évacuation de l'eau	12
Figure 10: filtres multimédia (03F-3321A/B)	13
Figure 11: area de l'unité de traitement des eaux huileuses.....	15
Figure 12: Différents types d'émulsions.....	16
Figure 13 : Répulsion électrostatique et stérique entre deux gouttelettes.....	17
Figure 14 : Représentation schématique d'un film interfacial entourant les gouttelettes d'huile dispersées dans la phase aqueuse.....	19
Figure 15 : Représentation schématique des étapes de migration gravitationnelle, floculation, coalescence des gouttelettes d'huile et séparation des phases.....	20
Figure 16 : Représentation schématique d'une émulsion inverse (H/E)	23
Figure 17 : Représentation schématique de l'action d'un désémulsifiant cationique sur la neutralisation des charges de surface des gouttelettes d'huile dans les eaux produites.	23
Figure 18: Identification des désémulsifiants utilisés.....	26
Figure 19: Analyseur d'huile dans l'eau TD-500D.	31
Figure 20 : Fluorescence vs concentration.	32
Figure 21: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximal pour Demul1	36
Figure 22: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximal pour Demul 2	37
Figure 23: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximal pour Demul 3	38
Figure 24: Diagramme à barres des effets.	40

Liste des abréviations

Figure 25: Pourcentage d'huile récupérée avec des paramètres optimisés.....	43
Figure 26: Pourcentage d'huile récupérée selon les paramètres du design et les paramètres optimisés	44
Figure 27 : Echantillon entrée CPI à l'état initial et après 24h de repos	48
Figure 28 : Etat de l'échantillon avant (photo (A)) et après (photo (B)) traitement.....	48
Figure 29: Dispositif de récupération d'huile.....	49

Liste des tableaux

Tableau 1: Taux de production annuel de CPF – GBRS	5
Tableau 2 : Spécifications de pétrole	5
Tableau 3 : Spécification de gaz	6
Tableau 4: Qualité de l'eau produite.....	6
Tableau 5: Qualité de l'eau de l'aquifère.....	7
Tableau 6 : Spécifications des eaux produites rejetées dans le bassin d'évaporation	8
Tableau 7 : Capacité des différents équipements de traitement des eaux produites (phase 1). ..	8
Tableau 8: Différents produits chimiques utilisés lors essais expérimentaux	24
Tableau 9 : Propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants utilisés (Selon les MSDS)	25
Tableau 10 : Valeurs des paramètres à étudier.	25
Tableau 11: Différents appareils utilisés lors des essais expérimentaux.	27
Tableau 12 : Qualité de la charge utilisée (entrée CPI).	29
Tableau 13: Essais préliminaires (qualitatifs) et temps de traitement moyen.	35
Tableau 14: Essais de traitement avec le produit Demul 1.....	36
Tableau 15 : Essais de traitement avec le produit Demul 2.....	37
Tableau 16 : Essais de traitement avec le produit Demul 3.....	38
Tableau 17: Valeurs du pourcentage moyen et des coefficients pour chaque produit	39
Tableau 18: Valeurs des variables codées X1 et X2.....	42

Introduction générale

L'environnement englobe les aspects physiques, chimiques, biologiques, sociaux et économiques qui ont un impact direct ou indirect sur les êtres vivants et les activités humaines. Les problèmes environnementaux comprennent non seulement la pollution, l'érosion des sols, etc., mais également la perte du patrimoine génétique, ce qui représente un défi majeur pour toutes les sociétés. Malheureusement, malgré les avancées scientifiques, l'environnement continue de se détériorer. Afin de favoriser une économie respectueuse de l'environnement, il est essentiel de réduire la consommation d'énergie et les émissions de gaz nocifs dans l'atmosphère. Cela nécessite un changement de comportement individuel et collectif ainsi qu'une prise de conscience profonde des problèmes environnementaux.

La protection de l'environnement est devenue un enjeu crucial pour le développement économique, et l'industrie pétrolière est souvent pointée du doigt pour ses émissions polluantes, ses déchets industriels et ses impacts sur la santé. Ainsi, il est essentiel que les entreprises, telles que SONATRACH, prennent en compte ces préoccupations environnementales et mettent en place des politiques et des mesures adaptées pour préserver le patrimoine national et la qualité de vie. [1]

Dans le cadre de sa politique de protection de l'environnement, le groupe SONATRACH a lancé un programme ambitieux visant à éliminer ou réduire au maximum les impacts environnementaux significatifs liés à ses activités. L'un de ces enjeux concerne le traitement des eaux produites, qui sont composées d'émulsions huile-dans-eau dispersées et de divers composés organiques et inorganiques. L'objectif de cette thèse est d'appliquer la technique de la désémulsification chimique pour traiter ces émulsions inverses (H/E) et d'optimiser les paramètres opératoires pour améliorer la récupération du brut dans l'unité de traitement des eaux produites. [1] [2]

Ce mémoire se compose de quatre chapitres. Le premier présente la structure du champ Bir-Sebaa, le deuxième aborde la théorie des émulsions, le troisième décrit l'étude expérimentale en utilisant trois produits chimiques désémulsifiants (Demul 1, Demul 2 et Demul 3), et le quatrième présente les résultats obtenus et leurs interprétations.

Chapitre I

Présentation de la structure d'accueil.

I. Présentation de la structure d'accueil.

I.1 Aperçu général sur le Groupement Bir Seba.

Un contrat de partage de production, dit Production Sharing Contract (PSC), pour les Blocs 433a & 416b, périmètre de Touggourt, Algérie a été conclu entre Sonatrach et Petrovietnam Exploration and Production Corporation – PVEP (ex-PIDC) le 10 juillet 2002 et a pris effet le 30 juin 2003. Ces blocs, situés à 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km au nord-est du champ pétrolier de Hassi Messaoud (HMD), s'étendent sur une superficie de 6472 km². La superficie initiale était de 6472 km², tandis que la superficie actuelle après la première restitution effectuée est d'environ 4 530 km² [3].

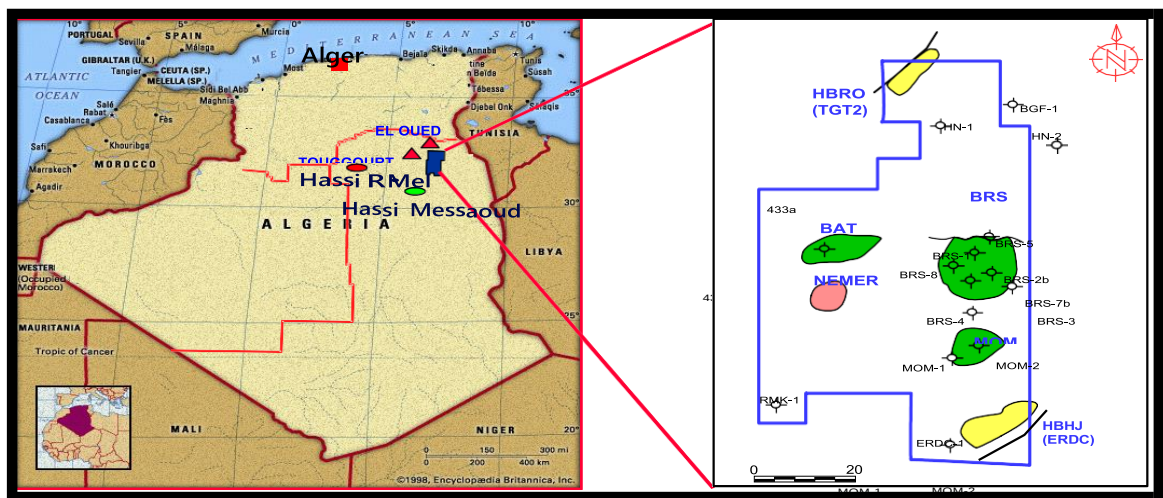


Figure 1 : Localisation des Blocs 433a & 416b.

Le pourcentage de participation de chaque société dans le groupement Bir Seba est présenté sur la figure 2 [3].

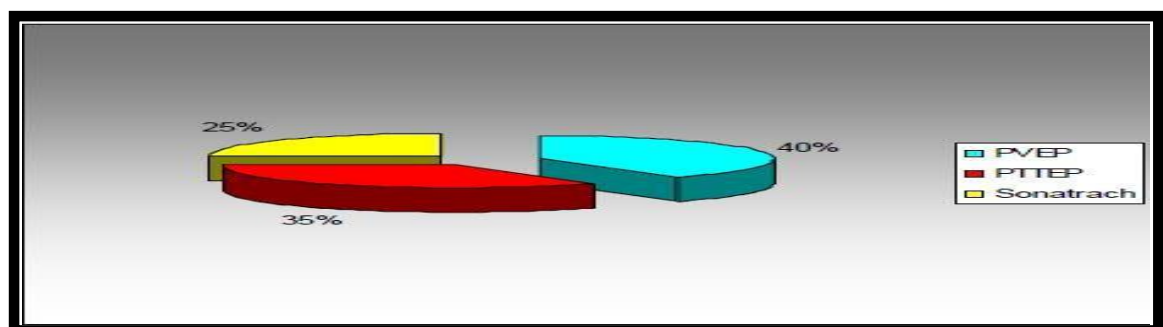


Figure 2: Pourcentage de participation de chaque société dans le groupement

I.2 Présentation générale du champ de Bir Seba.

Le développement du champ de Bir Seba est divisé en deux phases. La première phase est répartie en deux étapes. EPC1 comporte la réalisation de trois stations de collecte (GS), centre de traitement d'huile (CPF), la base industrielle, les pipes d'expédition d'huile et de gaz, ainsi le réseau de distribution de seize puits producteurs. EPC2 consiste à réaliser la base de vie, la base de sécurité, la piste d'atterrissage, et les routes d'accès.

Pendant la phase 1, la production est assurée par la déplétion naturelle. La capacité de production et de traitement est de vingt mille barils par jour (20 000 bbl/J). Après séparation et traitement, le pétrole est exporté vers HEH via le pipeline d'huile de 12'' et 130 Km, le gaz associé est expédié vers Z-CINA via le gazoduc de 12'' qui s'étend sur 130 Km, l'eau produite est rejetée dans le bassin d'évaporation.

Au cours de la deuxième phase, la capacité de production va se doubler, où elle passe de 20 000 à 40 000 bbl/J.

Cette augmentation en production sera assurée par le raccordement de vingt-deux nouveaux puits producteurs, amélioration de la récupération d'huile par les techniques secondaires ; à savoir la méthode d'injection de gaz lift, et la technique d'injection d'eau.

Pour atteindre cet objectif, la phase 2 aura besoin de réaliser un deuxième train de traitement d'une capacité de 20 000 bbl/J, systèmes d'injection de gaz lift et de l'eau (avec 14 puits injecteurs d'eau), un troisième turbo générateur (GTG - C), une quatrième station de collecte (GS4) et de deux bacs de stockage d'huile supplémentaires 20 000 bbl (bac à toit flottant).

Dans le point suivant nous allons présenter le lieu de travail des collaborateurs du service XP, c'est-à-dire le CTH-GBRS ainsi détailler l'unité de traitement des eaux produites dont notre sujet se focalise.

I.3 Centre de traitement d'huile CPF.

Le fluide provenant des différentes stations de collecte est un mélange tri-phasique composé d'une phase gazeuse, phase liquide organique et une phase aqueuse. Ce mélange peut également contenir des particules solides en suspension comme des sables provenant de la formation, des produits de corrosion, des composants paraffiniques ou asphaltiques ayant précipité. Ce brut ne peut être commercialisé en l'état. Il est nécessaire de lui faire subir un traitement pour le rendre conforme aux spécifications de vente requise par le client. Ce traitement peut comprendre plusieurs procédés à mettre en œuvre pour la mise aux spécifications du brut.

L'eau produite résultante des différentes étapes de traitement du pétrole brut sera traitée afin de préserver l'environnement.

La figure 3 représente le schéma simplifié du traitement de l'effluent provenant des puits producteurs.

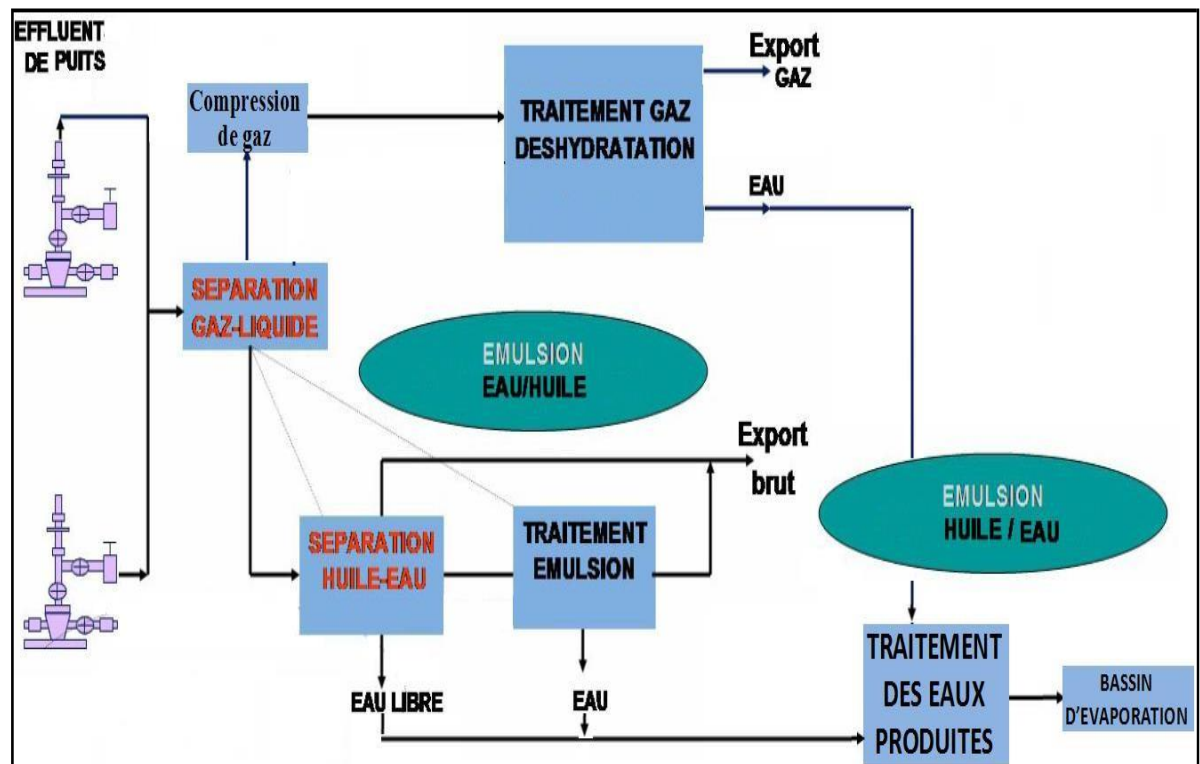


Figure 3 : Schéma simplifié du traitement de l'effluent provenant des puits producteurs.

I.3.1 Vue générale du centre de traitement d'huile CPF.

Le centre de traitement d'huile de GBRS, comporte les équipements de séparation-stabilisation, traitement et stockage du pétrole brut, les unités de compression, déshydratation et expédition

du gaz associé, la section de traitement des eaux produites. Par ailleurs, on trouve des unités de production de l'air de service ; air instrument et de l'azote, traitement et production de l'eau de service, l'eau potable et l'eau déminéralisée, traitement des eaux usées et des eaux huileuses. Le CTH – GBRS est également doté de trois réseaux de torche (HP, LP ; ATM), deux turbines à gaz, et de deux drains (ouvert, fermé) [3].

Le taux de production maximal de pétrole est calculé à 20 000 bbl/J en Phase1. Lors du développement complet du champ (c'est-à-dire en Phase2), le taux de production sera potentiellement augmenté à hauteur de 40 000 bbl/J. La proportion d'eau est censée être globalement de 0% à 55% du volume total, avec des puits individuels dont la proportion d'eau s'élève jusqu'à 70%. La proportion gaz/pétrole (GOR) est entre 850 et 1000 scf/bbl. Le Tableau 1 représente les taux de production annuel de gaz et de pétrole [3].

Tableau 1: Taux de production annuel de CPF – GBRS

Taux de production annuel	CPF
Gaz du gisement (MMScfd)	35
Produit pétrolier en Phase 1 (bbl/J)	20 000
Produit pétrolier en Phase 2 (bbl/J)	40 000

Les produits commercialisés (Pétrole, gaz) sont soumis aux spécifications exigées par le client.

Les tableaux ci-dessous montrent les spécifications de chaque produit [3].

Tableau 2 : Spécifications de pétrole

Paramètre	Exigence
TVR (Eté)	< 0,48 bar (7,0 psi) à 37,8°C
TVR (Hiver)	< 0,69 bar (10 psi) à 37,8°C
BS&W	≤ 0,5 % volume
Salinité	≤ 0,004 % poids
Teneur en soufre	0,2 % poids

Tableau 3 : Spécification de gaz

Paramètre	Exigence
Teneur en eau	≤ 50 ppmv

Comme il a été indiqué auparavant, notre objectif est de réaliser une étude sur l'unité de traitement des eaux produites. Dans ce qui suit nous allons présenter la quantité et la qualité de ces eaux avant et après traitement, capacité des équipements ainsi la description du procédé.

I.4 Unité de traitement des eaux produites

I.4.1 Qualité et quantité des eaux produites

Pendant la première phase, l'eau produite est une eau de formation. Dans la deuxième phase, l'injection d'eau est nécessaire afin de maintenir la pression du gisement et améliorer la production. Cette eau serait composée de l'eau produite traitée et de l'eau provenant d'un aquifère. Les tableaux ci-joints montrent la qualité de l'eau produite et de l'eau de l'aquifère.

Tableau 4: Qualité de l'eau produite.

Paramètre	Unité de mesure	Valeur
Teneur d'huile (normal)	mg/l (ppm)	< 1000
Teneur d'huile (maximum)	mg/l (ppm)	2000
Densité de l'huile	kg/m ³	817 – 844
Viscosité de l'huile	Cp	1,3 – 2,0
Charge totale des solides suspendus (*)	kg/h	2,5
Viscosité de l'eau	Cp	0,5 – 1,7
Densité de l'eau	kg/m ³	1010 – 1230
Salinité	mg/l (ppm)	360 000
Température	°C	22 – 60
pH	--	4,7

Note : La charge totale des solides suspendus est considérée constante indépendamment du débit de l'eau

Tableau 5: Qualité de l'eau de l'aquifère.

Paramètre	Unité de mesure	Valeur
Solides suspendus totaux	mg/l (ppm)	2 – 5
Turbidité	FTU	29
Gravité spécifique de l'eau	--	1,001
Salinité	mg/l (ppm)	2539 – 3340
pH	--	7,4

La quantité d'eau produite durant la vie d'un gisement dépend de plusieurs facteurs, tels que le type de réservoir, la profondeur du gisement, la composition des fluides de formation, les conditions de production, et les méthodes de récupération utilisées. En général, la production d'eau augmente avec l'âge du gisement, comme indiqué dans la figure 4.

La figure 4 indique la quantité de l'eau produite entre la première et la dernière année de production [4].

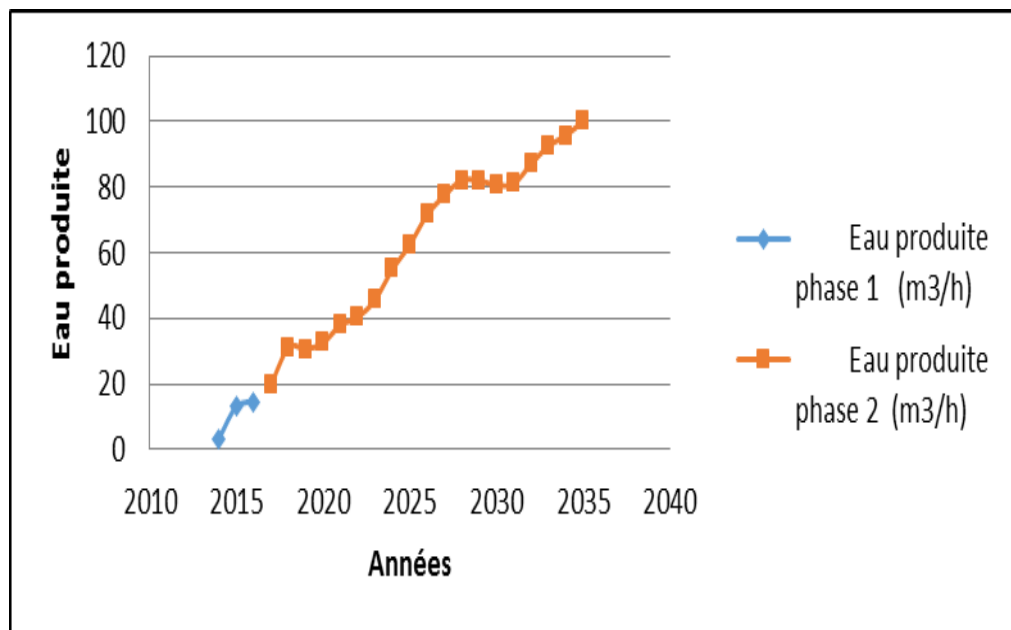


Figure 4 : Quantité de l'eau produite durant la vie de gisement.

I.4.2 Qualité des eaux produite régentées

Les eaux produites rejetées dans le bassin d'évaporation (phase 1), ou réinjectées (phase 2) doivent répondre aux réglementations de protection de l'environnement. Les exigences des eaux produites traitées sont illustrées dans le tableau 6 [4].

Tableau 6 : Spécifications des eaux produites rejetées dans le bassin d'évaporation

Paramètre	Exigence / Phase 1	Exigence / Phase 2 (Injection)
Teneur en huile, y compris les hydrocarbures dissous	≤ 10 ppm	≤ 20 ppm
Solides suspendus totaux	≤ 10 ppm	98 à 2 ppm

I.4.3 Capacité des équipements

Afin de traiter les eaux produites et assurer les exigences requises, le CTH – GBRS est doté d'un système comprenant un intercepteur à plaques ondulées (CPI), un séparateur de flottation à gaz induit (IGF), un ballon de pétrole écrémé, une unité de traitement des eaux huileuses, et une unité d'injection de produits chimiques [3].

Le tableau 7 illustre la capacité des différents équipements de traitement actuel (phase 1).

Tableau 7 : Capacité des différents équipements de traitement des eaux produites (phase 1).

Equipement	Nombre	Capacité
CPI (03V-3301)	1 X 100%	72 m ³ / h
IGF (03V-3303)	1 X 100%	72 m ³ / h
Filtres multimédia (03F-3321)	2 X 100%	72 m ³ / h (par filtre)
Clarificateurs de retro-lavage (03TK-3302)	2 X 100%	60 m ³ / h
Filtres à charbon actif (03F-3324)	4 X 33%	96 m ³ / h (par filtre)
Bac de retro-lavage (03TK – 3301)	1 X 100%	120 m ³ / h
Réservoir de Reverse emulsion breaker	1 X 100%	1,33 m ³
Réservoir de surfactant	1 X 100%	0,5 m ³
Réservoir de coagulant	1 X 100%	0,5 m ³

I.5 Description du procédé

Le but de l'unité de traitement des eaux produites est de séparer l'huile et les matières solides de l'eau circulant. Le projet de développement sera composé de deux phases. Dans la première phase, l'eau produite sera alimentée à l'unité pour l'élimination de l'huile et des solides suspendus, et ensuite elle sera disposée dans le bassin d'évaporation. Dans la deuxième phase, l'eau produite prétraitée à partir du séparateur CPI et du paquet de flottation induite de gaz est envoyée dans un réservoir de mélange, où elle est mélangée avec de l'eau de l'aquifère ; et par la suite l'eau est envoyée au Paquet de Traitement de l'eau huileuse. L'eau traitée sera réinjectée dans le réservoir [4].

Dans ce qui suit nous intéresserons uniquement à la description du procédé de la première phase. La figure 5 illustre le PFD de l'unité de traitement des eaux de CTH – GBRS [5].

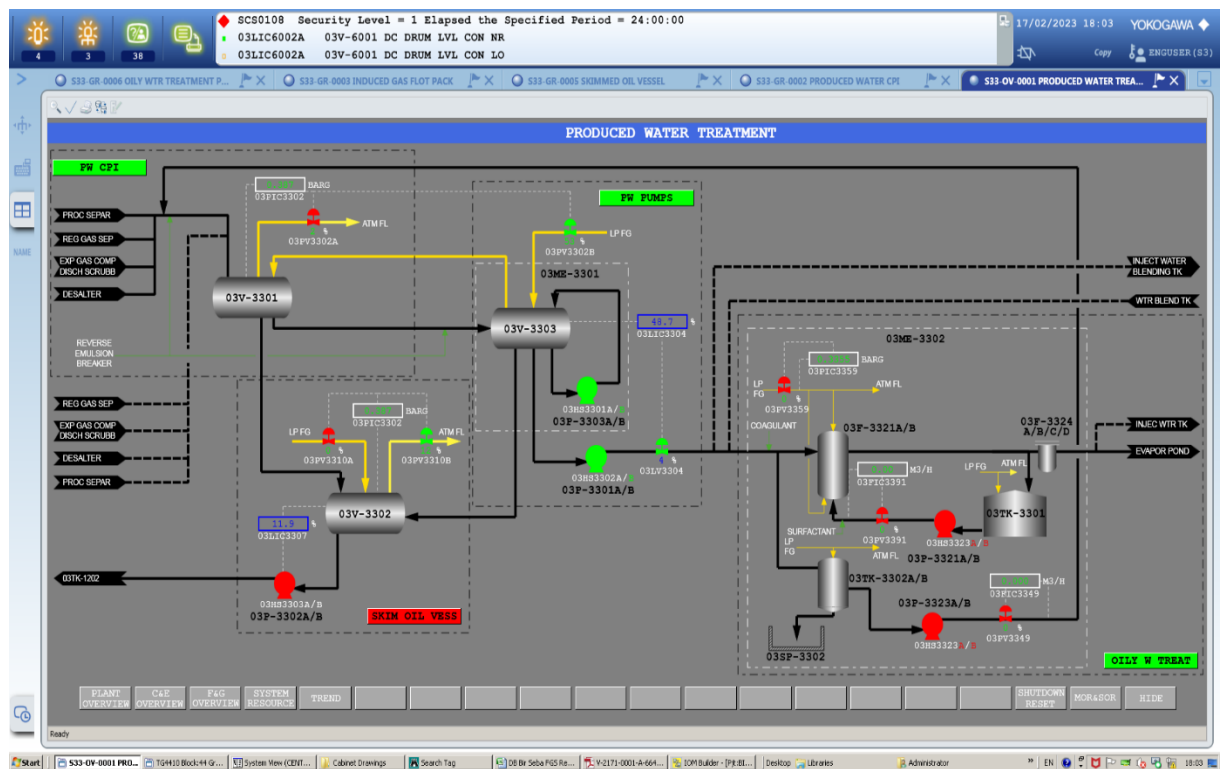


Figure 5 : PFD de l'unité de traitement des eaux de CTH - GBRS

La première séparation physique d'huile est réalisée sur l'eau produite du CPI (03V-3301) par la coalescence des gouttes d'huile sur celles qui sont installées dans le récipient. L'huile récupérée est recueillie sur la surface et déborde vers une chambre interne dédiée, d'où elle est déversée par gravité dans le ballon d'huile écrémée (03V-3302) [4].



Figure 6 : ballon d'huile écrémée

Les particules grosses ou lourdes des solides suspendus peuvent aussi être éparées dans le séparateur CPI et collectées dans la partie basse de la cuve, de laquelle elles seront périodiquement enlevées. Le séparateur CPI est sous atmosphère contrôlée de gaz pour éviter que l'oxygène vienne en contact avec l'eau produite.

Une boucle de régulation de la pression, commune avec l'IGF (03V-3303), est installée pour maintenir la pression d'isolement par gaz [4].



Figure 7 : Séparateur CPI

À partir du séparateur CPI, l'eau partiellement traitée passe par gravité dans le séparateur IGF. Dans le séparateur IGF, une séparation ultérieure des solides suspendus et de l'huile est réalisée au moyen d'un procédé de flottation de gaz, qui transporte les contaminants vers la surface de l'eau. La flottation d'huile résiduelle et des solides dans l'eau est effectuée par le système de dispersion, qui comprend les pompes de recirculation de l'IGF (03P-3303A/B) et quatre éjecteurs. La pompe recycle le liquide à travers le tube d'évacuation dans chaque cellule. Lorsque l'eau est pompée à travers ce tube, elle est déviée du fond du réservoir et redirigée à travers la petite ouverture entre le fond du réservoir et la bride du tube conducteur. Cette action crée un effet de Venturi, qui fait évacuer l'eau du tube conducteur et induit le gaz dans le liquide. Dans le séparateur IGF, le gaz est relâché en bulles fines. La masse des bulles ascendantes transporte les contaminants à la surface. L'huile séparée déborde dans une double chambre interne, puis elle passe par gravité dans le ballon d'huile écrémée (03V-3302) [4].



Figure 8 : Séparateur IGF

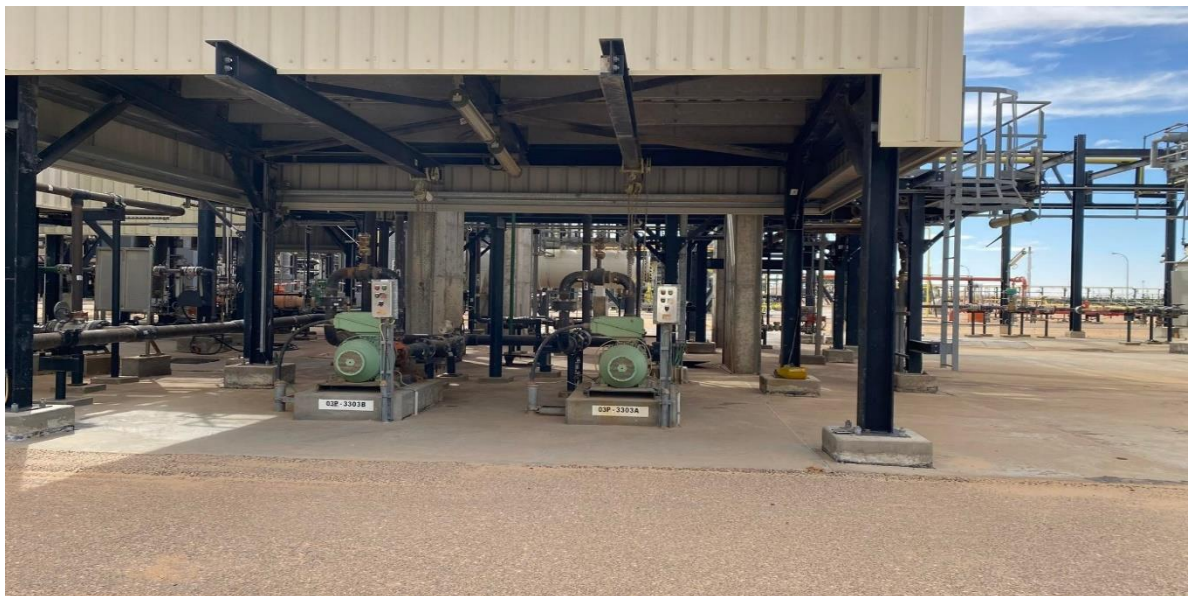


Figure 9: Pompe d'évacuation de l'eau

A partir du séparateur IGF, l'eau partiellement traitée est pompée dans l'unité de traitement de l'eau huileuse (03ME-3302) à l'aide des pompes de décharge de l'eau produite (03P-3301A/B) [4].

L'eau est alimentée premièrement vers les filtres multimédia (03F-3321A/B) pour l'élimination finale des solides suspendus, et puis vers les filtres à charbon actif (03F-3324A/B/C/D) pour l'élimination finale de l'huile avant d'être rejetée dans le bassin d'évaporation [4].

Un retro-lavage est périodiquement effectué afin de nettoyer les filtres multimédias ; l'eau usée du rétro-lavage est envoyée aux clarificateurs (03TK-3302A/B) et ensuite recirculée en aval du séparateur CPI [4].



Figure 10: filtres multimédia (03F-3321A/B)

L'eau utilisée dans le lavage des filtres est une eau filtrée ; stockée dans le réservoir d'eau de lavage (03TK-3301). Cette eau est pompée dans les filtres grâce aux pompes d'eau de lavage (03P-3321A/B).

La capacité du réservoir est établie pour contenir le volume d'eau correspondant à deux séquences de lavage. Le remplissage du réservoir est effectué automatiquement quand le niveau bas dans le réservoir est détecté [4].

La séquence du lavage à contre-courant comprend les principales étapes suivantes [4].

- Abaissement du niveau d'eau : le gaz combustible (Fuel gaz) est alimenté à partir de la partie haute du filtre avec une pression contrôlée, afin d'abaisser le niveau de l'eau dans le filtre. L'eau est drainée depuis le fond du filtre ;
- Récavage à gaz : le gaz entre du fond inférieur du filtre pour récaver le moyen de filtration. Le gaz à évacuer laisse le filtre par la partie haute et est envoyé vers la torche
- Lavage à l'eau : l'eau filtrée est alimentée à partir du fond inférieur du filtre puis rejetée vers le haut du filtre ; ceci pour éliminer les particules solides entraînées ;
- Un produit chimique (Surfactant) est ajouté pour améliorer les résultats du lavage ;
- Prélavage : l'eau produite est alimentée à partir du haut du filtre et déchargée par le fond, pour compacter les couches du matériel filtrant et rétablir les performances de la filtration.

L'eau sale provenant du lavage des filtres est collectée dans les clarificateurs de lavage (03TK-3302A/B) pour la séparation des solides. Afin de maximiser les performances de clarification, il est recommandé de permuter d'un clarificateur à l'autre [4].

L'opération cyclique du clarificateur comprend les étapes suivantes [4].

- Remplissage : pendant l'exécution de la séquence de lavage, le clarificateur est progressivement rempli d'eau sale ;
- Décantation : les solides se décantent sur le fond conique, tandis que l'huile est séparée dans la partie haute du clarificateur ;
- Recyclage de l'eau : l'eau sale est recyclée à l'entrée du CPI au moyen des pompes de recirculation de l'eau clarifiée (03P-3323A/B).

Les boues sont accumulées dans le fond conique du clarificateur et sont envoyées au bassin d'accumulation après chaque séquence de clarification. La boue doit être périodiquement enlevée du bassin par un camion aspirateur. La fréquence de cette opération dépend de la quantité de solides accumulés pendant chaque lavage [4].

Des produits chimiques sont injectés pour améliorer le traitement. Les points d'injection suivant sont prévus [4].

- Le produit Reverse Emulsion Breaker est normalement dosé en amont de l'IGF (recommandé). Comme il peut être injecté en amont du CPI (facultatif) ;
- Le produit Coagulant est dosé en amont des filtres multimédia ;
- Le produit Surfactant est dosé dans l'eau de lavage des filtres multimédia, en aval des pompes de l'eau de lavage (03P-3321A/B).



Figure 11: area de l'unité de traitement des eaux huileuses

Chapitre II

Théorie sur les émulsions

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

II. Théorie sur les émulsions

II.1 Les émulsions

II.1.1 Définition

Une émulsion est un mélange intime de deux phases liquides telles que l'huile et l'eau, dans lequel les liquides sont mutuellement insolubles et où l'une ou l'autre phase peut être dispersée dans l'autre sous forme de gouttelettes. C'est un système thermodynamiquement instable qui nécessite la présence d'un agent à l'interface (tensioactif, particules solides, polymères, macromolécules biologiques) pour obtenir une relative stabilité dans le temps, et un moyen mécanique de dispersion pour obtenir de fines gouttelettes [6, 7, 8, 9].

II.1.2 Types d'émulsions

Il existe deux types de base d'émulsions, appelées émulsions simples, à savoir l'émulsion eau-dans-huile (E/H) dite émulsion directe où la phase organique est la phase continue ; souvent rencontrée dans la production et le traitement du pétrole brut, et l'émulsion huile-dans-eau (H/E) dite émulsion inverse dont la phase continue est la phase aqueuse ; communément trouvée dans les eaux produites (eaux usées huileuses). Cependant, dans certains cas, on peut trouver des émulsions multiples comme les émulsions eau-dans-huile-eau (E/H/E) et huile-dans-eau-huile (H/E/H) [6, 8, 9]. La figure 12 illustre les différents types d'émulsions.

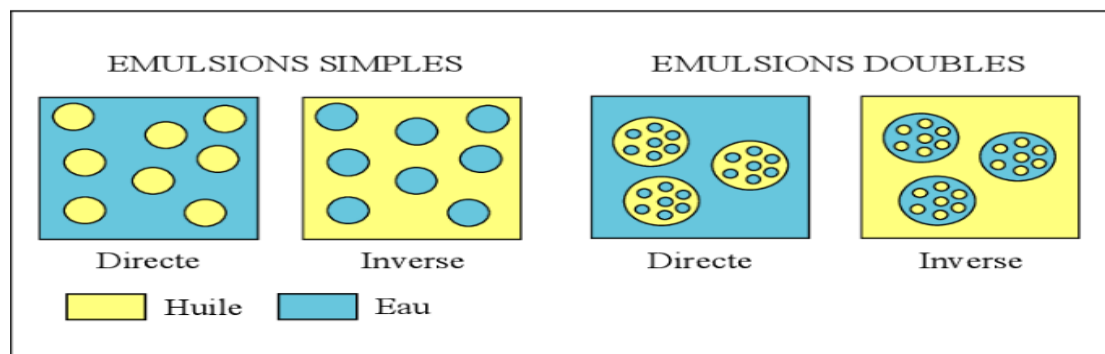


Figure 12: Différents types d'émulsions.

II.1.3 Condition de formation d'une émulsion stable

Il existe trois critères principaux qui jouent un rôle important lors du processus d'émulsification. Tout d'abord, pour former une émulsion, ça nécessite la présence de deux liquides non miscibles. Deuxièmement, l'émulsion est formée par l'application d'énergie mécanique pour générer des gouttelettes. C'est l'étape critique dans le processus d'émulsification. Le troisième

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

critère est la présence d'un agent stabilisateur partiellement soluble dans les deux phases connues sous le nom d'émulsifiant [7, 8].

II.1.4 Rôle d'un agent de surface dans la formation et la stabilisation des émulsions

Dans la littérature on trouve qu'une différence de densité élevée entre deux liquides provoque la séparation et l'hétérogénéité du mélange. Cela a amené de nommer les liquides.

« Liquides non miscibles ». Par ailleurs, on trouve également que l'immiscibilité provient de la tension interfaciale élevée entre deux liquides. Afin d'assurer une certaine miscibilité de ces liquides il suffit de trouver une solution pour réduire la tension interfaciale, ou un moyen avec lequel les gouttelettes soient maintenues éloignées les unes des autres ; après dispersion mécanique ; sans réduire la tension interfaciale.

Les agents de surface facilitent la fragmentation de la phase à disperser en abaissant la tension interfaciale entre deux liquides non miscibles. Ils peuvent être des composés tensioactifs ou bien des polymères. D'autre part, les particules solides peuvent assurer la dispersion d'une phase dans une autre phase (sans réduction de la tension interfaciale). La dispersion avec ou sans réduction de la tension interfaciale permet de ralentir le processus de séparation de phases [6, 9,10].

Une fois la dispersion réalisée et la phase interne sous forme de fines gouttelettes, l'agent de surface va permettre une stabilité relative dans le temps de l'émulsion en agissant soit en érigeant une barrière physique (répulsion stérique / Figure 13 (B)) soit une barrière électrostatique entre les gouttes dispersées (Figure 13 (A)), afin de les empêcher de fusionner. Cette barrière ralentit la coalescence des gouttelettes [9,10]. La figure 13 représente la répulsion électrostatique et stérique entre deux gouttelettes.

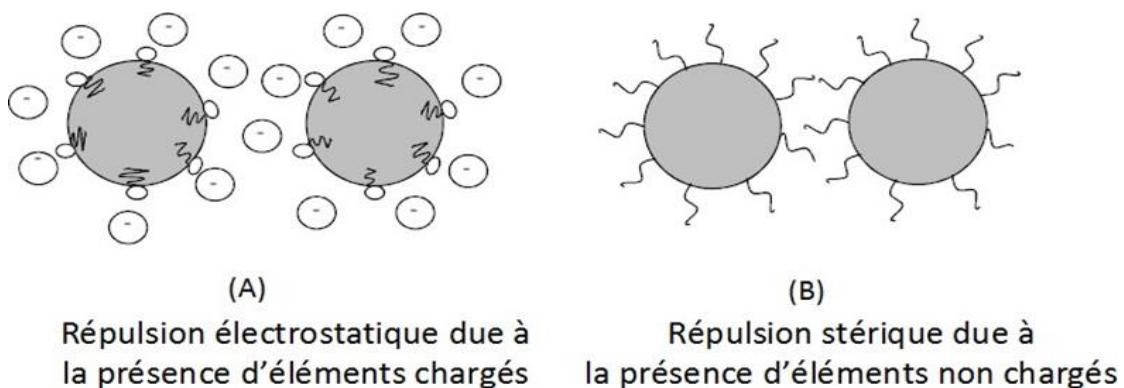


Figure 13 : Répulsion électrostatique et stérique entre deux gouttelettes.

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

Dans l'industrie pétrolière, la stabilité des émulsions est assurée par des éléments naturels, tels que les composés asphaltiques, les résines, les acides organiques, les matériaux solides finement dispersés (sable, calcium, silice, fer, zinc, sulfate d'aluminium, sulfate de fer) [7].

En plus des composés naturels, la stabilité des émulsions est également due aux concentrations résiduelles d'additifs chimiques injectés lors des opérations de forage, production et traitement du pétrole brut [1, 7].

Cependant, la formation et la stabilisation de l'émulsion directe (E/H) crée des problèmes dans l'industrie du pétrole. Ils pourraient augmenter le coût de la production et aussi le transport, la corrosion et le bouchage des pipelines [8].

Les émulsions inverses (H/E) chimiquement stabilisées présentent plusieurs problèmes environnementaux aux sources d'eau, y compris l'odeur et la turbidité. Ces problèmes affectent la vie terrestre et la vie aquatique et sa sévérité dépend de la source des déchets. Dans les industries pétrolières, les émulsions peuvent être difficiles à traiter et peuvent causer plusieurs problèmes opérationnels. Les émulsions inverses contiennent généralement de 100 à 1000 ppm d'huile, tandis que la limite admissible pour la phase organique dans les eaux produites rejetées dans l'environnement est de 10 ppm. Par conséquent, il devient essentiel d'éliminer l'huile des eaux usées huileuses avant qu'elles ne soient déchargées dans la nature [11]. Quelle que soit la nature du fluide (pétrole brut, eau produite), il est primordial d'effectuer le traitement des émulsions pour atteindre les spécifications requises par le client et par la réglementation de protection de l'environnement. Dans la prochaine section nous présentons les différentes techniques de traitement des émulsions.

II.2 Etapes de traitement des émulsions

II.2.1 Résolution et phénomènes de déstabilisation d'une émulsion

Le processus de résolution de l'huile émulsifiée est le cœur de la désémulsification des eaux produites (eaux huileuses). Il comporte trois étapes qui se succèdent.

II.2.2 Rupture de l'émulsion

Cette étape nécessite l'affaiblissement ainsi la rupture du film interfacial stabilisant et entourant les gouttelettes d'huile, éloignées et dispersées sous l'effet de la force de répulsion électrostatique dans la phase continue. Cette rupture reflète la destruction des propriétés émulsionnantes de l'agent de surface ou neutralisation des gouttelettes d'huile chargées. Ce processus est affecté par l'utilisation de produits chimiques ainsi la chaleur. [6, 7, 9,12]

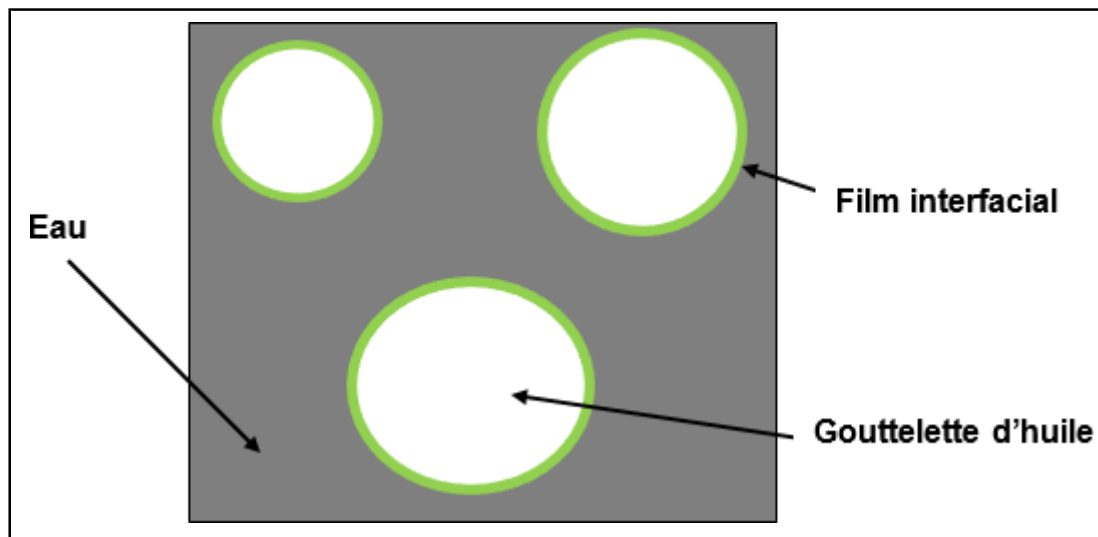


Figure 14 : Représentation schématique d'un film interfacial entourant les gouttelettes d'huile dispersées dans la phase aqueuse.

II.2.3 Coalescence

La coalescence implique la combinaison de particules d'huile qui sont devenues libres après avoir rompu l'émulsion, formant des gouttelettes plus grosses [10]. Cette étape dépend de la migration gravitationnelle ainsi de la floculation des gouttelettes d'huile. Pour cela, la coalescence est considérée comme une fonction forte du temps. [7]

II.2.4 Migration gravitationnelle « Crémage / Cas de l'émulsion H/E »

Les gouttelettes d'huile libérées lors de la rupture du film interfacial migrent vers la surface. L'ascension de ces gouttelettes est due à la différence de densité entre la phase dispersée (Huile) et la phase continue (Eau). Ce processus est réversible, il suffit d'agiter pour revenir à l'émulsion [10, 13].

II.2.5 Floculation

La floculation est le processus de rapprochement de gouttelettes d'huile neutralisées préalablement dans la première étape et qui, initialement éloignées les unes des autres. La jonction des gouttelettes est due aux interactions attractives de type de van der Waals, éventuellement supérieures aux interactions répulsives. [10, 13].

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

II.2.6 Effet de la gravité et séparation des phases

Les gouttelettes d'huile résultant de la phase de coalescence vont s'installer, par l'effet de la gravité, en surface. Ce qui engendre la séparation finale de la phase aqueuse et la phase organique, qui sera par la suite collectée puis récupérée [13].

La figure 15 montre les différentes étapes de déstabilisation d'une émulsion inverse.

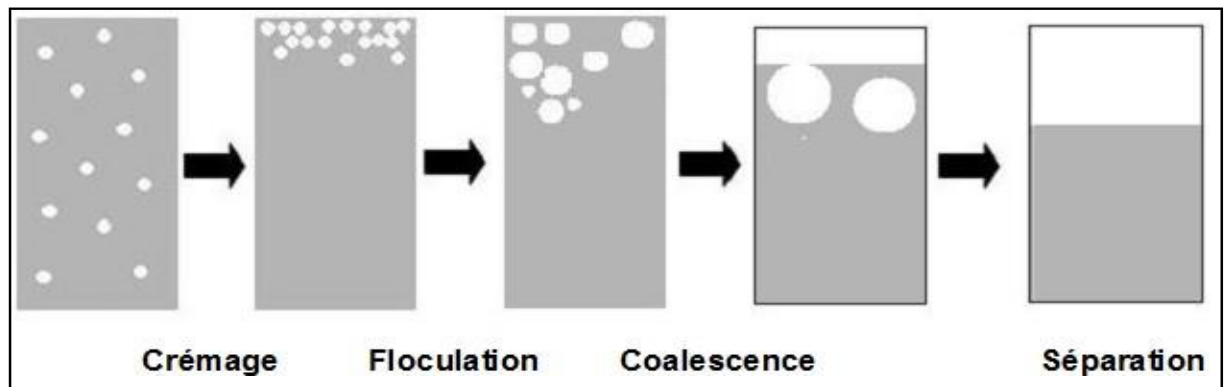


Figure 15 : Représentation schématique des étapes de migration gravitationnelle, floculation, coalescence des gouttelettes d'huile et séparation des phases.

Comme ces étapes sont en série. Donc, la plus lente est la plus Contrôlée. Parmi celles-ci, la coalescence est l'étape la plus lente. En d'autres termes, l'utilisation soit de la chaleur, soit des produits chimiques, peut accélérer la rupture de certaines émulsions. Mais, le processus dépend toujours de la durée de la phase de coalescence des gouttelettes. Ce temps est l'élément qui détermine la taille de l'équipement, d'où son coût.

II.3 Techniques de traitement des émulsions

Le traitement d'une émulsion consiste, en premier lieu, à libérer la phase discontinue ; dispersée et piégée sous forme de gouttelettes dans la phase continue. Puis, séparer les deux phases en deux fluides immiscibles.

La désémulsification ou rupture d'une émulsion en phases organique et aqueuse peut être effectuée en utilisant plusieurs techniques à savoir la méthode chimique, thermique, mécanique et électrique, ou bien combinées [8, 11].

Chaque technique présente plusieurs procédés. Le choix d'une méthode ainsi le procédé associé repose sur la qualité de l'eau d'alimentation (eau à traiter), en particulier hydrocarbures (précisément la taille des gouttelettes) et les constituants concernés par le traitement, à savoir

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

les solides (dissous ou en suspension). La qualité d'eau produite et sa relation avec les exigences de qualité de l'eau pour différentes réglementations de rejet d'eau produites et des applications d'utilisation bénéfique, y compris les rejets d'eau de surface. D'autres critères clés comprenaient les besoins en énergie, les produits chimiques utilisés, la fiabilité, la robustesse, les exigences de prétraitement et de post-traitement, les options de gestion de concentrés et les coûts [14].

II.3.1 Désémulsification par voie mécanique

Dans cette technique, il existe le procédé de séparation par gravité (en utilisant le séparateur API ou le séparateur CPI), Flottation à air dissous (DAF) ou à gaz dissous (DGF), Flottation à air induit (IAF) ou à gaz induit (IGF) [15,16,17,18], centrifugation, Filtration mécanique (à l'aide de filtres multicouches), Adsorption physique (physisorption) à l'aide de zéolithes ; organo- argiles ; alumine activée ou charbon actif, et le procédé de filtration membranaire (Microfiltration, Ultrafiltration...) [14,17, 18, 19].

II.3.2 Désémulsification par voie électrique

L'application d'un faible champ électrique externe détruit les émulsions stables de type huile-dans-eau en accélérant la coalescence des gouttelettes d'huile [20]. Cette technique est appelée également, technique de désémulsification par voie électrochimique. Ces deux nominations se reposent sur l'utilisation, d'une part ; l'énergie électrique, et d'autre part ; les électrodes et électrolytes [11].

Les procédés les plus connus de cette technique sont l'électrocoagulation et l'électroflottation [11,17].

II.3.3 Désémulsification par voie thermique

Cette méthode est souvent combinée à d'autres techniques, notamment la désémulsification par voie chimique, dont la chaleur peut améliorer la séparation des phases en réduisant la viscosité du mélange, en augmentant la solubilité et la vitesse de diffusion de l'agent désémulsifiant dans la phase aqueuse [6, 21].

II.3.4 Désémulsification par voie chimique

Dans le traitement des émulsions, la méthode chimique est la plus utilisée. Elle se repose sur le procédé de coagulation chimique, dite conventionnelle. Cette technique est basée sur l'injection de produits appelés désémulsifiants [11, 16, 21].

Cette méthode est appliquée au niveau de l'unité de traitement des eaux produites du CTH – GBRS. Du coup, nous avons réalisé des essais expérimentaux avec la même technique

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

Dans ce qui suit, nous allons parler de la coagulation chimique et les produits de traitement utilisés.

II.4. Coagulation chimique

Comme il a été déjà évoqué, l'émulsion inverse est la présence de l'huile sous forme de fines gouttelettes piégées et dispersées dans la phase aqueuse. Cela est dû aux caractéristiques diélectriques de l'eau et de l'huile provoquent des gouttelettes d'huile émulsionnées pour porter des charges négatives résultantes de la présence des particules organiques ou inorganiques à l'interface huile-eau. Ces charges engendrent des interactions répulsives qui, par leur tour, maintiennent les gouttelettes d'huile éloignées les unes des autres. Pour cela, la coagulation ou la rupture de l'émulsion consiste à neutraliser les charges négatives ainsi de vaincre les interactions répulsives. Donc, afin de déstabiliser et rompre une émulsion huile-dans-eau, une entité chimique cationique (déstabilisatrice et destructrice d'émulsion) devrait être injectée [6].

II.4.1 Les Désémulsifiants

Traditionnellement, l'acide sulfurique a été utilisé dans l'industrie pétrolière de traitement des eaux huileuses comme première étape pour la rupture de l'émulsion Huile-Eau. Les agents coagulants chimiques, tels que les sels de fer ou d'aluminium, peuvent être utilisés à la place de l'acide. Cependant, l'aluminium ou le fer forment des boues d'hydroxyde difficiles à éliminer. Généralement, les acides brisent les émulsions plus efficacement que les sels de coagulant, mais les eaux usées acides résultantes doivent être neutralisées après séparation huile - eau.

Les désémulsifiants organiques sont des agents de rupture d'émulsion extrêmement efficaces, présentant des résultats plus cohérents et produisant un effluent de meilleure qualité de traitement comparativement aux coagulants minéraux. Donc, dans le traitement des émulsions inverses les produits chimiques les plus utilisés sont les désémulsifiants organiques à base de polymères.

En résumé les désémulsifiants organiques sont une catégorie de produits chimiques qui sont utilisés pour rompre les émulsions formées par des liquides non miscibles, tels que l'eau et l'huile. Ces produits chimiques sont dérivés d'acides organiques, de polyalcools ou d'alcools oxyéthylénés, qui sont des composés organiques contenant des groupes fonctionnels tels que les groupes carboxyles, hydroxyles et éthoxyliques.

Chapitre II : Théorie sur les émulsions

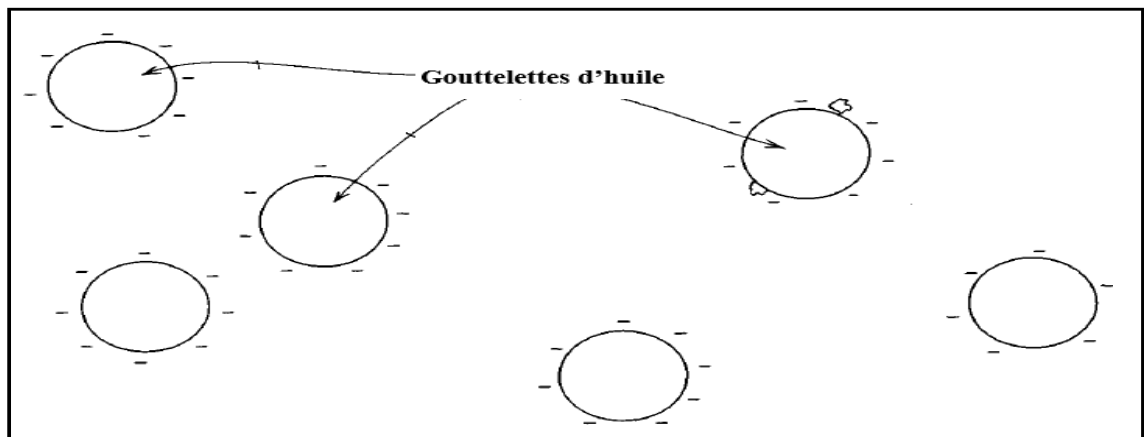


Figure 16 : Représentation schématique d'une émulsion inverse (H/E)

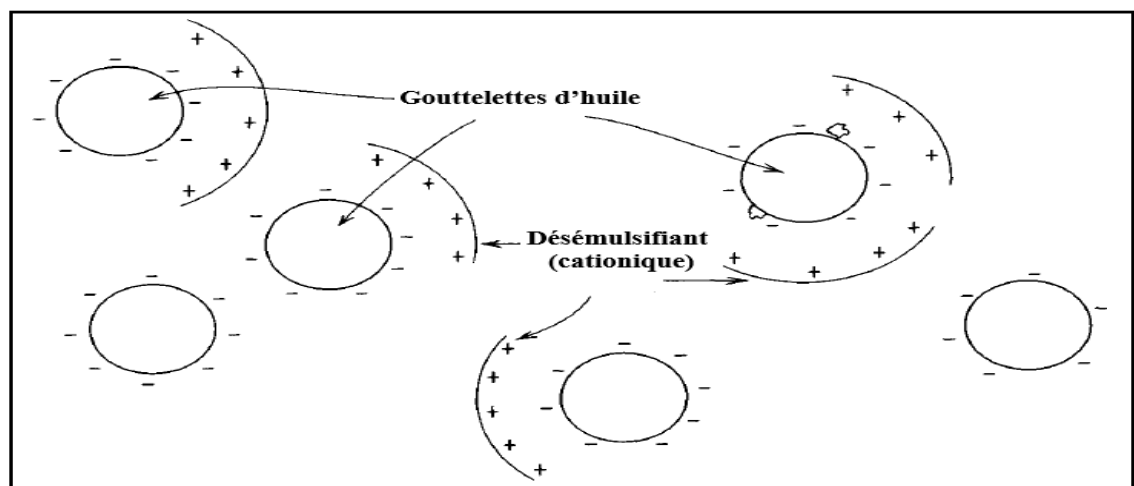


Figure 17 : Représentation schématique de l'action d'un désémulsifiant cationique sur la neutralisation des charges de surface des gouttelettes d'huile dans les eaux produites.

Chapitre III

Matériels et méthodes

III. Matériels et méthodes

Dans ce chapitre, nous décrirons les différents produits et matériaux utilisés pour briser les émulsions d'huile et d'eau. Nous décrirons également les méthodes analytiques et les procédures que nous avons utilisées pour évaluer l'efficacité des décapants d'émulsion.

Le choix des désémulsifiants a été basé sur plusieurs critères tels que la nature de l'émulsion, les propriétés physiques et chimiques des phases huileuse et aqueuse, ainsi que les coûts et la disponibilité des produits.

Nous avons étudié les paramètres pour évaluer l'efficacité des désémulsifiants, notamment la cinétique de décomposition de l'émulsion, la taille des gouttelettes, la stabilité des phases séparées, la teneur en huile résiduelle, la consommation de désémulsifiant et les coûts associés. Nous avons également analysé les effets environnementaux de différents émulsifiants, notamment leur toxicité et leur biodégradabilité.

En résumé, ce chapitre fournira un aperçu des différents produits et matériaux utilisés pour l'élimination de l'émulsification, ainsi que les méthodes et procédures analytiques utilisées pour évaluer l'efficacité des désémulsifiants. Nous aborderons également brièvement le choix des désémulsifiants et les paramètres pris en compte pour une désémulsification efficace et respectueuse de l'environnement.

III.1 Produits chimiques utilisés

Dans ce point, nous décrivons tous les produits chimiques que nous utilisons pour le traitement des émulsions huile-eau. Nous choisissons tous d'afficher différents types de traitements que nous avons exploités pour réaliser différents types de traitement. Enfin, nous allons décrire les verreries utilisées pour les analyses.

Les produits chimiques utilisés au cours des essais expérimentaux se trouvent dans le tableau suivant.

Tableau 8: Différents produits chimiques utilisés lors essais expérimentaux

Produit	Propriété physique
Chloroforme (CHCl_3)	Pureté = 99%
Acide sulfurique (H_2SO_4)	Pureté = 99%
Sulfate de sodium (Na_2SO_4)	Pureté = 99%
Demul 1	Densité, $d = 1,2$
Demul 2	Densité, $d = 1,14$
Demul 3	Densité, $d = 1,0$

- Le chloroforme est utilisé comme un solvant afin d'extraire l'huile originelle piégée et dispersée dans la phase aqueuse.
- L'acide sulfurique est ajouté dont le but est d'ajuster le pH de l'échantillon à une valeur inférieure ou égale à deux (Pour préserver l'échantillon).
- Le sulfate de sodium est utilisé comme agent de séchage de la phase organique récupérée (Absorber l'eau échappée dans la phase organique, lors de la vidange du liquide de l'ampoule à décantation dans un bécher).
- Les désémulsifiants (Demul 1, Demul 2 et Demul 3), considérés comme le cœur de cette étude. La qualité de la charge utilisée durant les deux phases de cette étude est indiquée dans le tableau 9.

Tableau 9 : Propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants utilisés (Selon les MSDS)

Propriété	Demul 1	Demul 2	Demul 3
Solubilité dans l'eau	Peu soluble	Totalement Soluble	Totalement Soluble
Densité à 20°C (g/cm ³)	1,2	1,14	1
Viscosité à 20°C (cP)	< 1500	800 ± 200	< 100
Point d'ébullition (°C)	> 150 ° C	100	100

III.1.1 Choix des désémulsifiants et paramètres à étudier

Les produits chimiques utilisés dans notre étude sont des produits déjà recommandés dans l'étude de projet. Ces produits sont utilisables dans les installations, notamment dans l'unité de traitement des eaux produites. Pour raison de confidentialité, les trois produits étudiés dans notre projet sont nommés ; Demul 1, Demul 2 et Demul 3.

Notre étude est basée sur deux paramètres. La température et la concentration de chaque produit chimique. Le choix de ces deux paramètres est lié à la désémulsification par la méthode chimique (concentration) combinée avec la méthode thermique (température).

Selon le design, chaque paramètre comporte un minimum et un maximum. Les valeurs de chaque élément étudié sont indiquées dans le tableau 10.

Tableau 10 : Valeurs des paramètres à étudier.

N	Min	Max
Température (°C)	22	60
[Demul 1] en ppm	20	50
[Demul 2] en ppm	1	3
[Demul 3] en ppm	5	30

Au cours de notre étude, nous allons exploiter ce tableau afin de réaliser a priori un modèle mathématique tout en mettant les valeurs minimales au niveau bas et les valeurs maximales au niveau haut. Par ailleurs, le modèle mathématique est basé sur le nombre d'essais à réaliser ainsi le résultat de chaque test. Les essais ne sont pas choisis d'une manière aléatoire. Leur nombre est calculé et déterminé par la relation suivante :

$$N = 2^n$$

N : Nombre d'essais.

2 : Chiffre représentant le niveau du facteur (niveau bas, niveau haut).

n : Nombre de facteurs.

Dans notre cas, le nombre de facteurs est égal à deux ($n=2$). Donc, du coup, le nombre d'essais à réaliser (pour chaque produit) est égal à quatre.

L'équation mathématique généralisée de notre modèle s'écrit sous la forme suivante

$$Y = b_0 + b_1 * X_1 + b_2 * X_2 + b_{12} * X_1 * X_2 \dots (I)$$

Avec :

Y : Pourcentage d'Huile Récupérée (PHR).

b₀ : Pourcentage moyen.

X₁ : Variable codée du facteur « Température »

X₂ : Variable codée du facteur « concentration »

b₁ : Coefficient du facteur « Température »

b₂ : Coefficient du facteur « concentration »

b₁₂ : Coefficient de l'interaction entre les deux facteurs « Température » et « concentration »

Ce modèle mathématique nous permettra par la suite de révéler l'effet et le pouvoir de chaque facteur sur la séparation des deux phases organique et aqueuse, ainsi de prédire les facteurs pour lesquels la séparation sera Maximale.

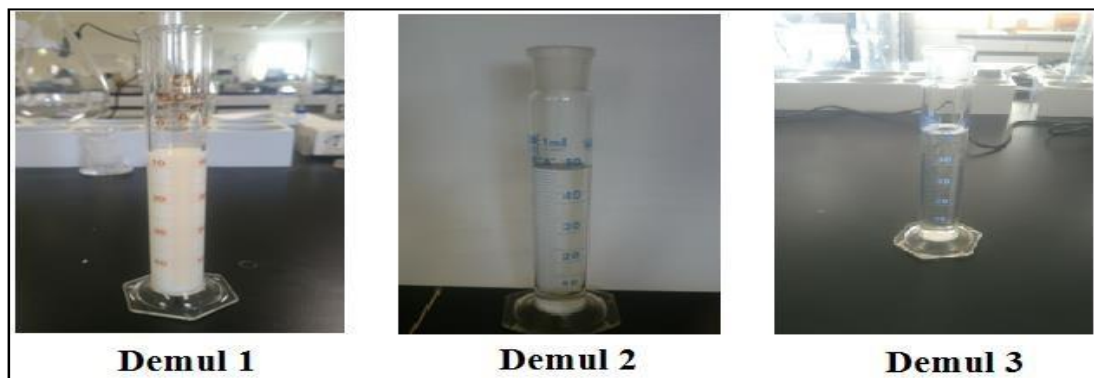
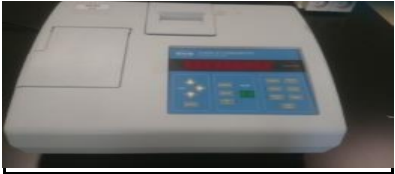


Figure 18: Identification des désémulsifiants utilisés.

III.2 Appareils utilisés

Au cours des expériences, nous avons utilisé des appareils et exploité de la verrerie. Lors des essais expérimentaux, plusieurs matériels ont été utilisés. Le tableau 11 présente les différents appareils exploités dans notre travail.

Tableau 11: Différents appareils utilisés lors des essais expérimentaux.

Appareil	Objectif	Modèle	Fournisseur	Image
Turbidimètre	Mesurer la turbidité	2100AN	HACH	
pH mètre	Mesurer le pH	HM-30R	DKK TOA	
Balance de précision (Analytical balance with Stabilizing slab)	Mesurer les masses, avec une précision de 4 chiffres après la virgule.	AUW220	SHIMADZU	
Balance de précision (Top loading balance)	Mesurer les masses, Dont l'affichage minimum est de 0.01g	UW6200H	SHIMADZU	
Etuve	Assurer le séchage	DRN420DB	ADVANTEC	

Chapitre III Matériels et méthodes

Bain marie à thermostat réglable	Maintenir la température désirée	NTB CLAS SIC/D130	Normalab	
Pompe à air (pression à vide)	Une unité de type flux d'air. Pour une utilisation avec des équipements de laboratoire (Dispositif de filtration)	Millipore	Millipore	
Micro pipettes à volume réglable	Injecter des quantités de désémulsifiants, en µl, dans les échantillons à traiter	SP-10	SINNOWA	
Fluorimètre	Mesurer la concentration des hydrocarbures dans l'eau	TD500-D	Turner-designs	

III.3 Verreries et d'autres équipements

- Verreries, accessoires de dispositif de filtration ;
- Verreries, dispositif de distillation simple ;
- Ampoules à décanter de 300 ml et 1000 ml ;
- Erlenmeyer, Béchers de 300 ml ;
- Epruvettes graduées de 50 ml et 1000 ml ;
- Verre de montre ; Dessiccateur en verre ;
- Creuset ;
- Thermomètre ;
- Pincette ;
- Papiers filtres de 0,45 μm (diamètre des pores) ;
- Papiers filtres de diamètre de 125 mm

III.4. Analyses expérimentales

La qualité de la charge utilisée dans un processus industriel est un facteur déterminant pour obtenir des résultats optimaux. Plusieurs paramètres peuvent être pris en compte, notamment le pH, la turbidité, la MES (Matière En Suspension) et le pourcentage d'huile contenu dans la charge.

Tableau 12 : Qualité de la charge utilisée (entrée CPI).

Paramètre	Unité	Valeur
pH	-	4,95
La concentration de l'huile $[H]_T$	ppm	606,2
MES	ppm	300
La turbidité	NTU	540

III.4.1 Détermination du potentiel d'hydrogène (pH)

III.4.1.1 Principe

La mesure du pH est basée sur le principe de mesure électrochimique. L'instrument pour cette mesure est le pH-mètre. Il est constitué de deux éléments électrochimiques, l'électrode de mesure et l'électrode de référence. En pratique ces deux électrodes sont rassemblées dans une électrode combinée plus maniable, dite « Électrode de pH ou électrode de verre ».

Les ions hydrogène produisent sur l'électrode de mesure un potentiel électrique caractéristique de la solution de mesure. Le potentiel de l'électrode de référence, connu au préalable, reste

Constant, indépendamment de la valeur du pH. La différence entre les deux potentiels détermine le signal électrique. Par la suite, ce dernier est converti en valeur numérique (à l'aide de l'équation de Nernst) ; qui s'affiche sur le boîtier électronique

III.4.1.2 Mode opératoire

- Etablir les connexions électriques nécessaires de pH-mètre.
- Rincer l'électrode avec de l'eau distillée.
- Plonger l'électrode dans l'échantillon. Puis, lire la valeur du pH indiquée sur l'écran de l'appareil.

N.B

Le pH-mètre est étalonné avant chaque campagne de mesures. L'appareil est étalonné au moyen de solutions tampon dont les valeurs de pH de 4 ; 7 et 10 sont les plus communément rencontrées.

III.4.2 Détermination des matières en suspension par filtration

Les solides en suspension sont constitués par la matière en suspension, non dissoute, dans l'eau. Cette méthode s'applique à la mesure et détermination des solides en suspension dans les échantillons aqueux. Dans la littérature, on trouve que la mesure des solides en suspension est recommandée qu'elle soit effectuée après décantation des particules solides durant un certain temps.

III.4.2.1 Principe

La détermination de la teneur des solides en suspension est faite en filtrant une portion d'échantillon à travers d'un papier filtre préalablement peser (M1). Lorsque la filtration est terminée, le résidu est séché à 105°C et pesé de nouveau (M2). Le poids de solides en suspension est obtenu en effectuant la différence des poids.

III.4.2.2 Mode opératoire

- Soutirer 250 ml de l'échantillon après décantation ;
- Mettre le papier filtre avec le creuset dans l'étuve à 105°C pendant 2h (dans le but d'éliminer toute présence d'humidité sur la surface du papier filtre) ;
- Refroidir le papier filtre avec le creuset dans le dessiccateur en verre ;
- Peser le papier filtre avec le creuset ; soit (M1) ;
- Placer le papier filtre dans le dispositif de filtration ;
- Mettre la prise d'essai de 250 ml dans l'entonnoir de filtration ;
- Mettre en marche la pompe à vide. La filtration commence et les MES sont retenues sur le papier filtre

- Sécher le papier filtre, placé sur le creuset, dans l'étuve à 105°C ;
- Après refroidissement, peser le papier filtre avec le creuset ; soit (M2).

La concentration de la matière solide en suspension peut être calculée à partir de la relation suivante

$$\text{MES} = [(M_2 - M_1) / V] * 10^6 \text{ (mg/l)}$$

Avec :

MES : Matière en suspension (ppm) ;

M₁ : Masse du filtre avant filtration (g) ;

M₂ : Masse du filtre après filtration et séchage (g) ;

V : volume de l'échantillon filtré (ml).

N.B

Lorsque l'échantillon à analyser est très contaminé, son volume est diminué (150 ml, 100 ml...). Cette réduction a pour but d'éviter le colmatage des pores du papier filtre ainsi assurer une bonne analyse.

III.4.3 Détermination de la quantité d'huile originelle dans la phase aqueuse

III.4.3.1 Analyseur d'huile dans l'eau TD-500D

Le TD-500D est un fluorimètre portable à double canal conçu pour des mesures rapides, faciles et fiables du pétrole brut, du mazout, de l'huile de lubrification, du diesel, des condensats de gaz et des hydrocarbures raffinés dans l'eau. Le TD500D peut être utilisé pour mesurer les concentrations d'hydrocarbures d'échantillons d'eau en moins de 4 minutes.



Figure 19: Analyseur d'huile dans l'eau TD-500D.

L'hydrocarbure cible est extrait dans un solvant approprié. Le TD-500D mesure la teneur en hydrocarbures de l'extrait et calcule la teneur en hydrocarbures dans l'eau.

III.4.3.2 Principe

Le TD-500D répond aux composés aromatiques fluorescents dans l'hydrocarbure cible. L'instrument doit être calibré en mesurant l'intensité de la lumière fluorescente générée par une concentration connue d'hydrocarbure. Une fois calibré, l'instrument convertit l'intensité de la lumière fluorescente d'un échantillon inconnu en unités de concentration.

La figure 20 Montre la relation générale entre l'intensité de fluorescence et la concentration.

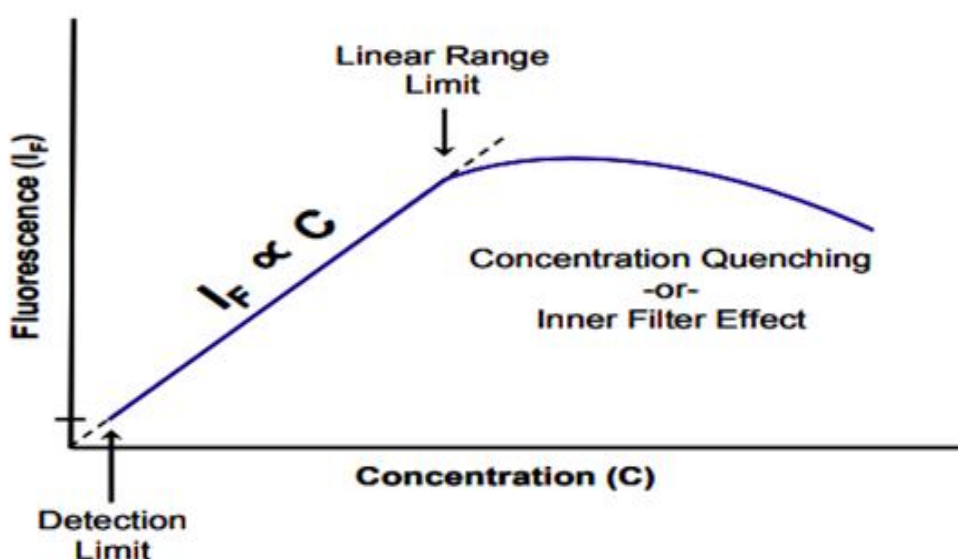


Figure 20 : Fluorescence vs concentration.

III.4.3.3 Mode opératoire.

- Recueillir 100 ml d'eau contaminée dans un flacon de prescription propre et gradué ou un récipient en verre gradué approprié.
- Ajouter HCl 6 N jusqu'à ce que le pH de l'échantillon d'eau soit égal ou inférieur à 2. Vérifier le pH avec du papier pH.
- Ajouter 10 ml de solvant d'extraction (Hexane) et bien boucher le flacon.
- Extraire l'huile de l'eau en agitant vigoureusement la bouteille pendant 2 minutes.
- Laisser le solvant d'extraction se séparer de l'eau pendant environ 1 minute. Si le solvant d'extraction est piégé dans une émulsion ; briser l'émulsion en agitant avec une

pipette propre. Laisser l'extrait reposer pendant plusieurs minutes après avoir agité l'émulsion. Cela permettra au solvant de se séparer de l'eau. L'extrait de solvant flottera au-dessus de l'eau.

- Relâchez délicatement la pression de la bouteille.
- Remplir la cuvette appropriée (Minicelle ou cuvette de 8 mm) aux 3/4 avec l'extrait de solvant. Essuyez l'extérieur de la cuvette avec un tissu ou un chiffon propre de qualité laboratoire pour éliminer tout liquide, saleté ou huile qui pourrait être présent.
- Insérez la cuvette dans le porte-cuvette TD-500D dans le compartiment échantillon et fermez le couvercle.
- Assurez-vous que le bon canal (A ou B) est affiché dans le coin inférieur gauche de l'écran. Si ce n'est pas le cas, appuyez sur la touche <A/B> jusqu'à ce que la chaîne correcte apparaisse.
- Appuyez sur le bouton <READ> puis enregistrez la lecture après la disparition du message "WAIT".
- Éliminez l'eau, le solvant d'extraction, la cuvette et le flacon de prescription de manière sûre et respectueuse de l'environnement, conformément aux procédures de votre entreprise.
- REMARQUE : Si le compteur d'huile dans l'eau TD-500D indique « OVER », ou si l'échantillon est supérieur au tableau de corrélation ou à la table de correspondance, cela signifie que la concentration d'huile et de graisse est trop concentrée. Suivez les étapes ci-dessous pour résoudre ce problème :
- Diluer l'extrait au solvant 5X en combinant 1 ml d'extrait au solvant avec 4 ml de solvant propre et mélanger l'échantillon.
- Mesurer l'échantillon dilué (étapes 7 à 11).
- Multipliez le résultat de l'étape 11 par cinq (5) pour calculer le vrai résultat d'huile et de graisse dans l'échantillon d'eau produite.

III.4 Méthode de test des désémulsifiants utilisés.

III.4.1 Principe

La détermination de la quantité d'huile récupérée, s'effectue principalement par l'ajout de l'un des trois désémulsifiants prévus pour cette étude ; tout en variant la concentration d'injection à deux valeurs (maximale et minimale) pour chaque produit. Cette méthode est combinée à la méthode thermique, d'où la nécessité d'étudier l'effet de la température comme un paramètre à deux valeurs (maximale et minimale). Une fois la quantité d'huile récupérée est connue, elle est comparée à la quantité d'huile originelle. Ce qui nous va permettre de calculer le pourcentage d'huile récupérée (PHR), qui est considéré aussi comme le taux de récupération. Il est calculé à l'aide de la formule suivante.

$$\text{PHR} = ([\text{H}] \text{ R} / [\text{H}] \text{ T}) * 100 (\%)$$

Où

PHR : Pourcentage d'huile récupérée (%)

[H]R : Concentration d'huile récupérée (ppm)

Les valeurs des résultats peuvent nous renseigner sur l'efficacité des trois produits sous les conditions opératoires.

Chapitre IV

Résultats et discussion

IV. Résultats et discussion

Les résultats expérimentaux obtenus à 15 minutes pour les concentrations minimale et maximale à la température minimale et maximale ont fourni des informations importantes sur les propriétés du système étudié. Les expériences ont été menées pour évaluer l'impact de la concentration et de la température sur les résultats observés.

Tableau 13: Essais préliminaires (qualitatifs) et temps de traitement moyen.

N° essai	Température (°C)	Concentration de Demul 1 (ppm)	Le temps de séparation (minutes)	La moyenne
1	22	20	18,5	15 minutes
2	60	20	15,5	
3	22	50	14,00	
4	60	50	12,00	

IV.1 Test d'efficacité des désémulsifiant (PHR)

IV.1.1 Le produit Demul 1

Les résultats obtenus indiquent que la concentration et la température ont un impact significatif sur le pourcentage de rendement du système étudié. En effet, pour une même concentration de 20 ppm, on observe un rendement identique de 44,8% à la fois à la température de 22°C et à la température de 60°C.

Cependant, à une concentration de 50 ppm, le rendement est plus élevé à la fois à la température de 22°C et à la température de 60°C. On observe un rendement de 47,5% à 22°C pour une concentration de 50 ppm, tandis qu'à 60°C, le rendement est de 65,5%.

Ces résultats indiquent que l'effet de la concentration est plus important à la température de 22°C, tandis que l'effet de la température est plus important à une concentration de 50 ppm. Ils suggèrent également que la température peut être un facteur plus important que la concentration pour améliorer le rendement du système étudié, en particulier pour des concentrations plus élevées.

Tableau 14: Essais de traitement avec le produit Demul 1.

N° essai	Température (°C)	Concentration de Demul 1 (ppm)	PHR
1	22	20	32.6
2	60	20	44.8
3	22	50	47.5
4	60	50	65.5

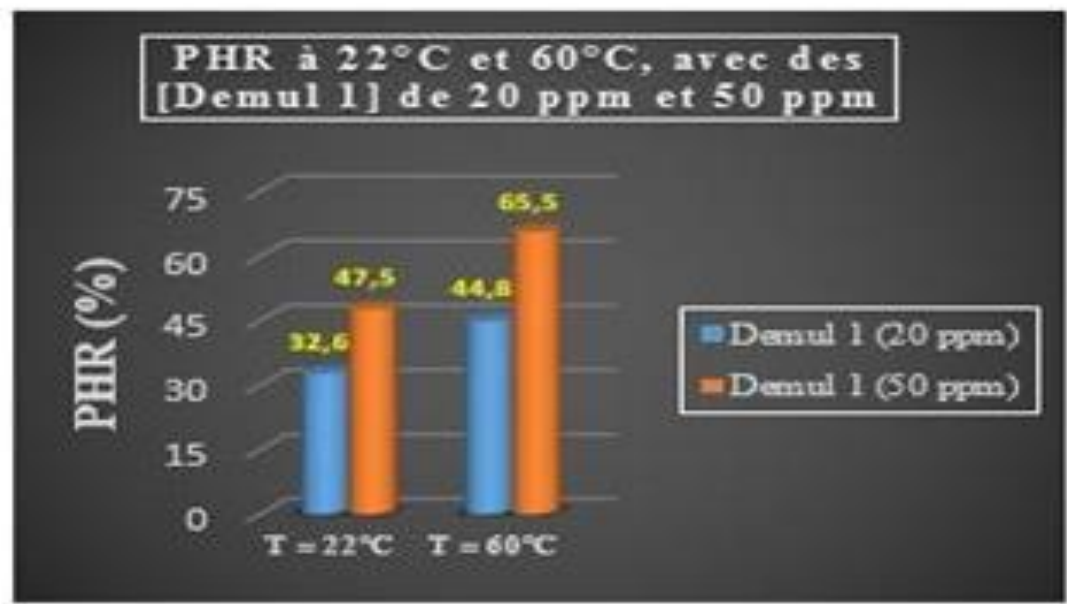


Figure 21: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximal pour Demul1

IV.1.2 Le produit Demul 2

Les résultats expérimentaux montrent que l'efficacité de la substance étudiée dans la désintégration du système augmente avec la concentration et la température. À une température de 22°C et une concentration de 1 PPM, le système a montré une désintégration de seulement 15%, tandis qu'à une concentration de 3 PPM, la désintégration a augmenté à 38,7%. Cela suggère que l'efficacité de la substance est faible à faible concentration et qu'une augmentation de la concentration peut améliorer la désintégration.

De même, à une température plus élevée de 60°C, la désintégration est passée de 28,5% à une concentration de 1 PPM à 59,1% à une concentration de 3 PPM. Cela suggère que la température est également un facteur important pour améliorer l'efficacité de la substance dans

la désintégration du système. Une augmentation de la température peut accélérer la réaction chimique, conduisant ainsi à une désintégration plus rapide du système.

En conclusion, les résultats suggèrent que l'efficacité de la substance dépend de la concentration et de la température. Une augmentation de la concentration et de la température peut améliorer l'efficacité de la substance dans la désintégration du système étudié. Ces résultats pourraient être utilisés pour optimiser les conditions de traitement pour obtenir des résultats optimaux.

Tableau 15 : Essais de traitement avec le produit Demul 2.

N° essai	Température (°C)	Concentration de Demul 2 (ppm)	PHR
1	22	1	15
2	60	1	28.5
3	22	3	38.7
4	60	3	59.1

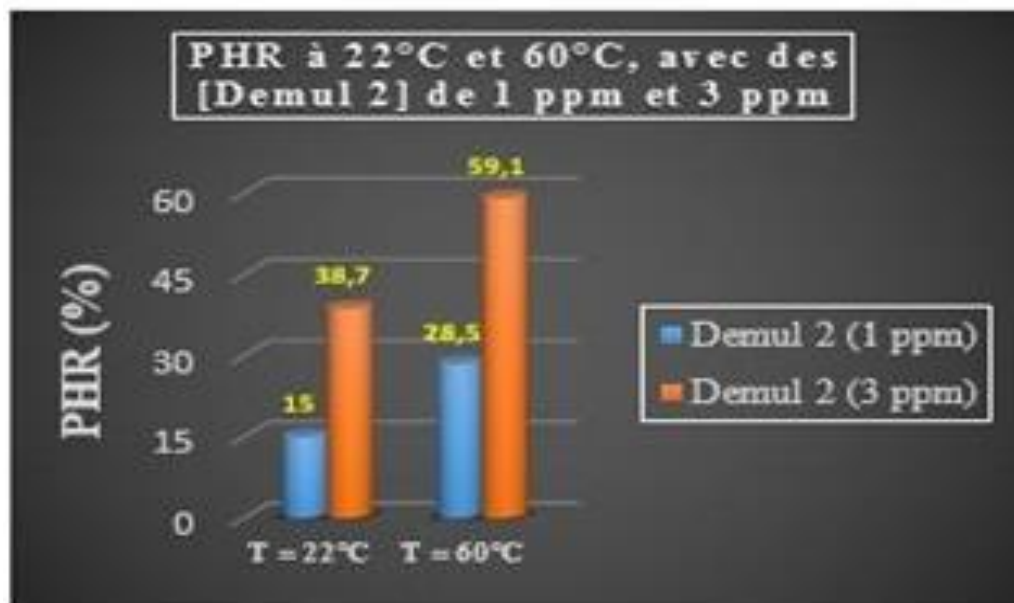


Figure 22: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximale pour Demul 2

IV.1.3 Le produit Demul 3

Les résultats montrent une augmentation significative de l'efficacité de traitement de l'échantillon avec une augmentation de la concentration du produit chimique démulsiifiant à une température donnée. Par exemple, à une température de 22°C, une concentration de 5 PPM de

démulsifiant donne un taux de séparation de 8,9 %, tandis qu'une concentration de 30 PPM de démulsifiant donne un taux de séparation de 47,9 %.

De même, à une température de 60°C, une concentration de 5 PPM de démulsifiant donne un taux de séparation de 9 %, tandis qu'une concentration de 30 PPM de démulsifiant donne un taux de séparation de 21,9 %. Ces résultats suggèrent le produit Demul 3 ne suit pas le même itinéraire des deux autres produits.

Tableau 16 : Essais de traitement avec le produit Demul 3.

N° essai	Température (°C)	Concentration de Demul 3 (ppm)	PHR
1	22	5	8.9
2	60	5	9
3	22	30	47.9
4	60	30	21.9

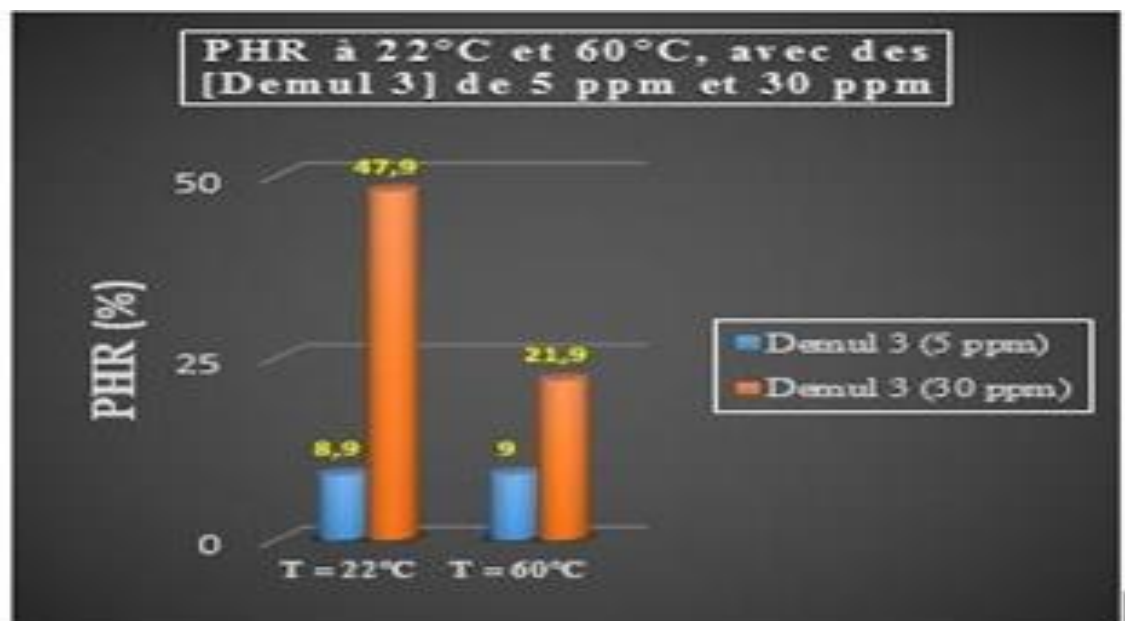


Figure 23: Pourcentage d'huile récupérée à 22°C et 60°C avec des concentrations minimale et maximale pour Demul 3

IV.2 Interprétation des résultats

Dans les quatre essais réalisés pour chaque produit, les produits Demul 1 et Demul 2 sont plus efficaces dans les conditions maximales, dont on a pu récupérer 65.5% et 59.1% d'huile respectivement.

Selon les résultats figure 21 et Figure 22 on constate que le PHR augmente avec l'augmentation de l'un ou des deux paramètres simultanément.

La figure 23 montre que le produit Demul 3 ne suit pas le même itinéraire des deux autres produits. Par ailleurs, cette figure illustre que le produit est plus performant pour une concentration maximale et une température minimale. Pour une température constante, le PHR augmente avec l'augmentation de la concentration de Demul 3.

A la concentration minimale, le PHR est quasiment constant pour les températures minimale et maximale. Par contre, à la concentration maximale ; le PHR diminue avec l'augmentation de la température. Cette diminution peut être traduite par la dégradation (détérioration) du produit Demul 3 par la température. Ce qui engendre un impact négatif de la température sur la séparation. L'effet des facteurs sur le PHR est réalisé à partir du modèle mathématique.

Les coefficients sont calculés avec la relation (I). Les calculs sont effectués à l'aide du logiciel Microsoft Excel. Les valeurs obtenues sont renseignées dans le tableau 11.

Tableau 17: Valeurs du pourcentage moyen et des coefficients pour chaque produit

Facteur	Coefficient	Demul 1	Demul 2	Demul 3
-	b ₀ (PHR moyen)	47.6	35.32	21.92
Température	b ₁	7.55	8.47	-6.47
Concentration	b ₂	8.9	13.57	12.97
Interaction	b ₁₂	1.45	1.72	-6.52

IV.3 Extraction des résultats

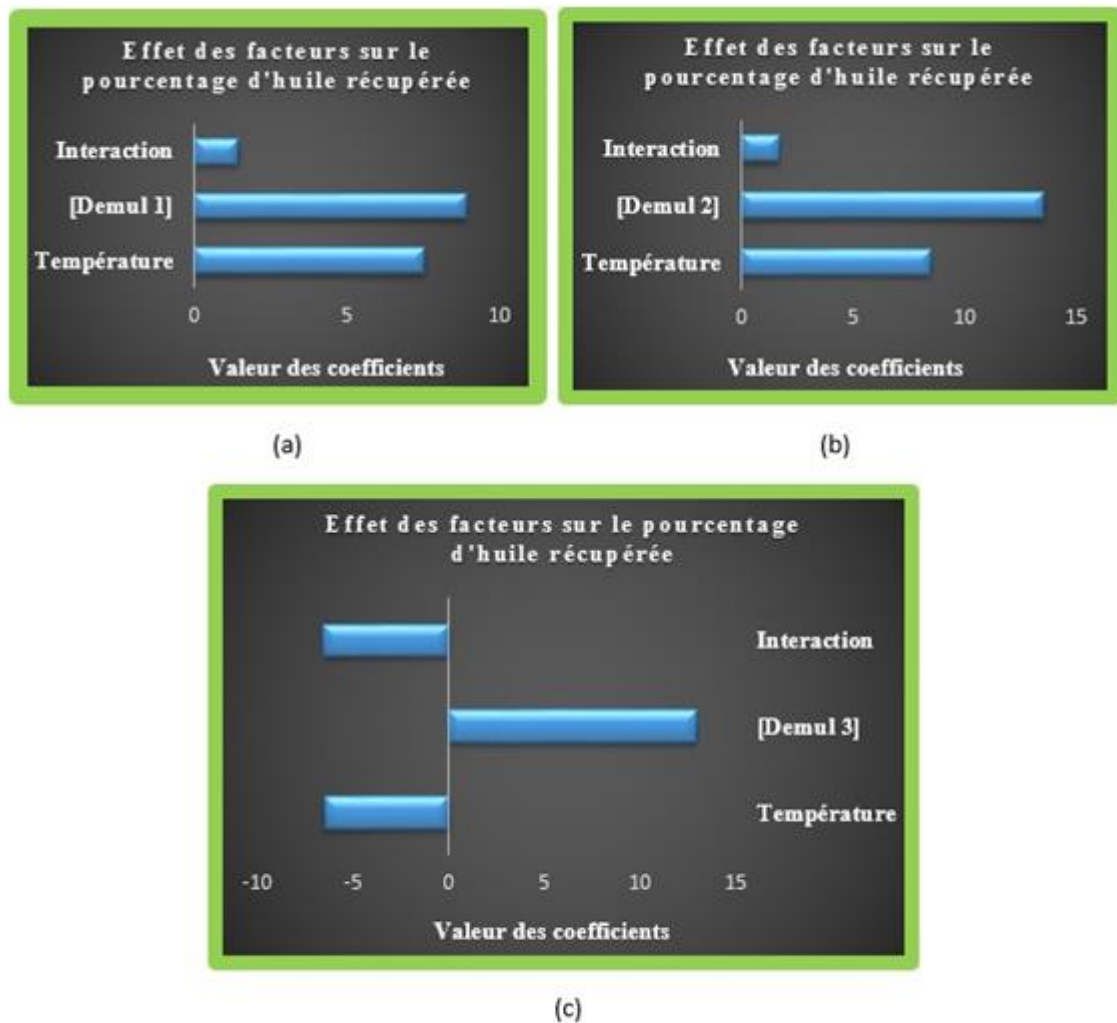


Figure 24: Diagramme à barres des effets.

D'après la figure 24 (a), on constate que les effets des deux facteurs (Température, [Demul 1]) sont quasi égaux. Par contre, la figure 24 (b) montre que l'effet de la concentration de Demul 2 est supérieur à celui de la température.

Les deux figures révèlent également que les deux facteurs influent positivement sur le PHR. En outre l'interaction température – concentration est négligeable.

En revanche, dans le cas de Demul 3, la température et l'interaction température – concentration influent d'une manière négative sur la séparation.

Cela est dû probablement à la dégradation de la matière active par la température, et que cette dernière n'arrive pas à amorcer la rupture de l'émulsion inverse. On peut aussi apercevoir, dans la figure 24 (c), l'effet positif de la concentration du produit Demul 3 sur le PHR. Donc, selon ces figures, on peut dire que ; afin d'améliorer la séparation eau – huile il faut impérativement rompre le film interfacial.

Cette rupture peut être assurée par une température modérée en présence d'un agent actif non dégradable aux conditions opératoires.

Dans l'étape suivante, on va procéder à l'optimisation des paramètres opératoires afin d'améliorer davantage la séparation ainsi de maximiser la récupération d'huile dispersée et piégée sous forme de gouttelettes dans la phase aqueuse.

L'optimisation sera effectuée uniquement sur le produit qui a donné de bons résultats au cours de l'étape précédente.

Le produit Demul 3 présente une sensibilité à la température. De plus, au cours des tests, il y a eu formation de la mousse avec ce produit. Afin d'assurer une bonne séparation ainsi d'éviter toute surprise de problème de moussage, qui pourrait se manifester, dans les séparateurs CPI et IGF, ce produit est exclu pour la prochaine étape.

D'après les résultats obtenus les produits Demul 1 et Demul 2 sont plus efficaces à 60°C.

Selon les figures Figure 24 (a), Figure 24 (b), le pourcentage de séparation augmente avec l'augmentation de la température. Or, les équipements de l'unité de traitement des eaux produites sont limités à une température de fonctionnement de 60°C.

Donc, du coup, on ne peut pas y aller plus loin en termes de température. Alors, le seul paramètre qu'on peut augmenter est la concentration. Conformément à notre résultats le produit Demul 1 est plus performant que le produit Demul 2 quelle que soit la température.

On voit clairement que pour une séparation totale, la quantité de Demul 2 serait beaucoup plus petite que celle de Demul 1.

Par ailleurs, les fiches de données de sécurité des deux produits montrent que le produit Demul 2 est totalement soluble dans l'eau contrairement au Demul 1 qui est peu soluble.

D'autre part, Demul 2 est moins dense et moins visqueux que le produit Demul 1.

Pour toutes ces raisons, le produit Demul 2 est le seul produit retenu pour l'optimisation des paramètres dont le but de maximiser le PHR.

IV.4 Optimisation des paramètres opératoires et maximisation du taux de séparation

Le but principal de cette étape est de déterminer la concentration de Demul 2 avec laquelle la séparation est maximale quelle que soit la température (comprise entre 22 et 60°C).

La relation (I) devient alors l'équation (II).

$$X_2 = [Y - (b_0 + b_1 * X_1)] / (b_2 + b_{12} * X_1) \quad (II)$$

Théoriquement, la séparation est maximale quand le PHR est égale à 100 %.

Donc l'équation (II) s'écrit sous la forme suivante

$$X_2 = [100 - (b_0 + b_1 * X_1)] / (b_2 + b_{12} * X_1) \quad (II')$$

Selon cette équation, la variable codée de Demul 2 est déterminée à partir de X_1 .

Où X_1 est la variable codée de la température.

Elle est calculée à partir de la relation (III).

$$X_1 = (T - T_0) / \Delta T \quad (III)$$

Avec

T : Température donnée.

T_0 : Centre de l'intervalle du domaine d'étude [T_{min} , T_{max}] = [22°C, 60°C]. Donc,

$$T_0 = (T_{min} + T_{max}) / 2 \quad (IV)$$

ΔT : Moitié de la largeur du domaine d'étude. Alors,

$$\Delta T = T_{max} - T_0 = T_0 - T_{min} \quad (V)$$

Afin d'élaborer les analyses au laboratoire, on a pris cinq valeurs pour le facteur température 22, 30, 40, 50 et 60°C.

On a calculé les valeurs de X_1 et X_2 , indiquées dans le tableau IV.2.

Tableau 18: Valeurs des variables codées X_1 et X_2

T (°C)	X_1	X_2
22	-1	6,17299578
30	-0,578947368	5,53274744
40	-0,052631579	4,82943013
50	0,473684211	4,21484732
60	1	3,67320261

A présent, il nous reste qu'à déterminer la concentration de Demul 2 pour réaliser les tests.

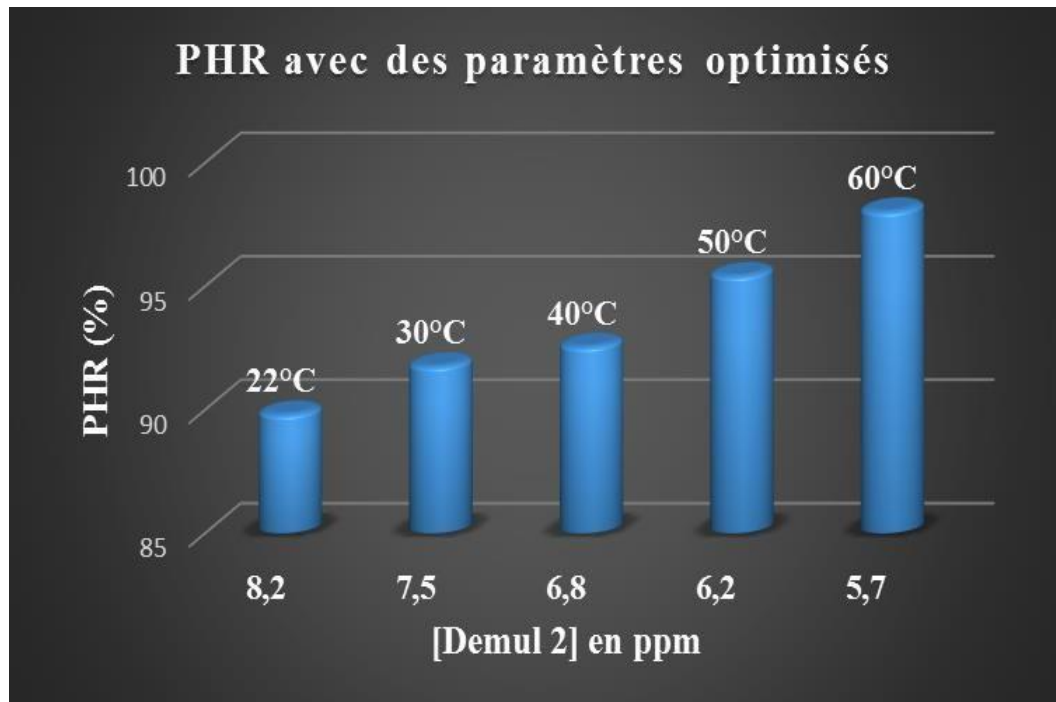


Figure 25: Pourcentage d'huile récupérée avec des paramètres optimisés.

La figure 25 montre que, avec les paramètres optimisés prédits par la modélisation, le taux de séparation est beaucoup amélioré par rapport à celui obtenu avec les conditions du design. Le PHR minimum est de 90%.

La figure 25 indique également que le PHR augmente ; de 90% à 98% ; avec l'augmentation de la température et diminution de la concentration en Demul 2.

Afin de montrer la différence entre les résultats obtenus avec les paramètres du design et ceux obtenus avec les paramètres optimisés, on a effectué une comparaison entre les taux de séparation obtenus. D'une part ; à 22°C avec 3 ppm (cas design) et 8.2 ppm (cas optimisé). D'autre part, à 60°C avec 3 ppm (cas design) et 5.7 ppm (cas optimisé).

Cette comparaison est mise en valeur dans la figure 26.

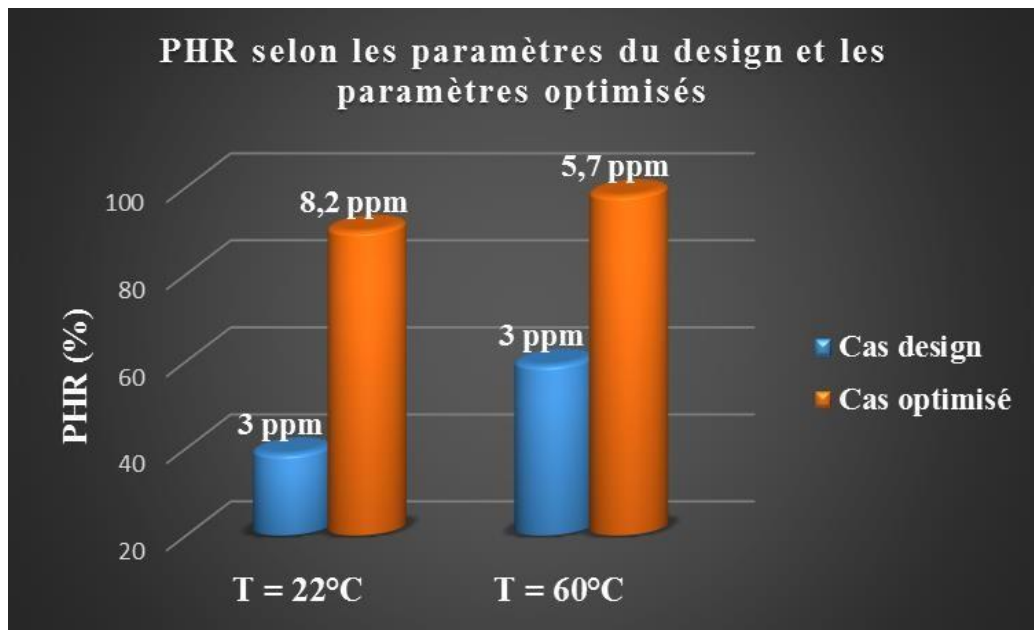


Figure 26: Pourcentage d'huile récupérée selon les paramètres du design et les paramètres optimisés

D'après cette figure, on voit clairement qu'à 22°C, il y a une augmentation considérable du taux de séparation. Cette progression est de 51% pour une variation de 5.2 ppm en matière active.

Pour une température de 60°C, la séparation s'améliore de 39% avec une croissance de 2.7 ppm en Demul 2. Cela veut dire que le produit Demul 2 est plus performant à 60°C dont le taux de séparation est élevé avec une injection en matière active réduite. Cette impressionnante performance de ce produit à 60°C, pourrait être expliquée par la diminution de la viscosité de l'émulsion ainsi l'augmentation de la solubilité de Demul 2 dans la phase aqueuse. Ce qui aurait facilité le positionnement du produit à l'interface eau-huile.

Dans la documentation (Documents du vendeur), on trouve que « Étant donné qu'aucune information n'est disponible sur la forme de l'huile et la distribution de la taille des gouttelettes d'huile, les performances d'élimination de l'huile de 85% pour le séparateur CPI et 95% pour le séparateur IGF doivent être considérées comme prévues uniquement ».

Au cours des analyses, le taux de séparation n'a accédé les taux exigés, par le vendeur (85% et 95%), qu'avec les paramètres optimisés.

Afin de conclure, on peut dire que dans le but d'assurer une bonne séparation eau – huile, il va falloir travailler dans les nouvelles conditions de température (60°C) et de concentration du produit Demul 2 (5.7 ppm).

Conclusion générale

En se basant sur les données du projet de développement du champ de Bir Seba, trois produits, Demul 1, Demul 2 et Demul 3, ont été analysés à différentes concentrations et températures pour déterminer leur capacité à déstabiliser l'émulsion inverse et favoriser la séparation de l'huile de la phase aqueuse.

Le choix des produits et des paramètres dans cette étude s'est basé sur les données disponibles dans les documents du projet de développement du champ de Bir Seba. Les résultats ont révélé que, dans les mêmes conditions de température, les taux de séparation obtenus avec les trois produits, en particulier avec Demul 1 qui était destiné à être injecté en amont des séparateurs CPI et IGF, ne répondaient pas aux performances d'élimination d'huile requises telles que spécifiées dans la documentation (85 % pour le séparateur CPI et 95 % pour le séparateur IGF). À partir des résultats expérimentaux obtenus, nous avons élaboré un modèle mathématique qui permet de mettre en relation les paramètres du processus et la déstabilisation de l'émulsion inverse, mesurée par le pourcentage d'huile récupérée (PHR). Ce modèle nous a permis, dans un premier temps, de comprendre l'effet de chaque facteur sur le taux de séparation, d'identifier les paramètres les plus efficaces et de déterminer le produit présentant les meilleures performances.

Dans un second temps, nous avons procédé à l'optimisation des paramètres en utilisant ce modèle afin de parvenir à une déstabilisation complète de l'émulsion inverse. Les résultats obtenus ont démontré que l'augmentation de la température et de la quantité de matière active favorise la déstabilisation de l'émulsion et améliore de manière significative le taux de séparation.

Bibliographie

- [1] Orientation du management SONATRACH.
- [2] Journal officiel de la république algérienne.15/02/2001
- [3] JGC Corporation. Manuel d'exploitation pour le CPF (Procédé). Projet de développement du champ de Bir Seba, Blocs 433A & 416B, Région de Touggourt, Algérie, 2013.
- [4] JGC Corporation. CPI, IGF, Oily Water Treatment packages. Operation and Maintenance Manual. Bir Seba, Algeria, 2014.
- [5] JGC Corporation. Static Graphic Displays. Bir Seba Field Development Project, 2013.
- [6] Frank N- Kemmer. The NALCO Water Handbook. McGraw—Hill Book Company 1979.
- [7] H. K. Abdel-Aal, Mohamed Aggour and M. A. Fahim. PETROLEUM AND GAS FIELD PROCESSING Marcel Dekker, Inc, NEW YORK BASEL, 2003.
- [8] M. Nuraini, H. N Abdurahman and A. M. S. Kholijah. Volume 2, No.4. International Journal of Chemical and Environmental Engineering. Effect of chemical breaking agents on water-in-crude oil emulsio system. Faculty of Chemical and Natural Resources Engineering. University Malaysia Pahang, August 2011.
- [9] Eléonore JOUANNY – BOUYER. Thèse doctorale. Stabilisation d'émulsions d'intérêt pharmaceutique pades protéines et des polysaccharides : exemples de la β -lactoglobuline, de la gomme arabique et de la gomme xanthane. Université Paris-Sud 11, France, 2011.
- [10] Kemba Andréa RATISBONNE-ZAFIMAHOVA. Thèse doctorale. Formulation d'un adjuvant phytosanitaire sous forme d'émulsion et optimisation de la pulvérisation. Université de technologie de Compègne, France, 2013.
- [11] M. H. Abdel-Aziz, E- S. Z. El-Ashtoukhy, M. Sh. Zoromba, M. Bassyouni. Oil-in-water Emulsion Breakingby Electrocoagulation in a Modified Electrochemical Cell. International Journal of Electrochemical Science, 2016.
- [12] Héctor Ricardo Hernández De León. Thèse doctorale. Supervision et diagnostic des procédés de production d'eau potable. Institut National de Sciences Appliquées (INSA) de Toulouse, France, 2006.
- [13] Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Thèse doctorale. Alternative de rupture d'une émulsion cationique parhétérofloculation ou par changement de pH. Université de Lorraine, France, 2012.
- [14] RPSEA Project 07122-12. An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. Technical Assessment of Produced Water Treatment Technologies. Colorado

School of Mines, 2009.

[15] Cairo, Jr. Et al. Induced gas liquid coalescer and flotation separator. United States Patent. LA, USA, 1992.

[16] Mohamed Hussein Abdel Megid, Amer Abdel Razek Amer et Khaled Hassan Elsayed. Coagulation and Dissolved Air Floatation for Treatment of Oil-Water Emulsion. International Journal of Engineering Sciences. Vol (3), No (12), 2014.

[17] Pablo Cañizares, Fabiola Martínez, Carlos Jiménez, Manuel A. Rodrigo. Coagulation and electrocoagulation of oil-in-water emulsion. Universidad de Castilla La Mancha, Spain, 2007.

[18] Robert SCALLIET. Process of breaking a sludge emulsion with a ball mill followed by separation. United States Patent. Houston, USA, 2000.

[19] Ebenezer T. Igunnu and George Z. Chen. Produced water treatment technologies. University of Nottingham, UK, 2012.

[20] Tsuneki Ichikawa. Electrical demulsification of oil-in-water emulsion. Division of Materials Chemistry, Graduate School of Engineering, Hokkaido University, Sapporo 060-8628, Japan, 2007.

[21] Nicholas P. Cheremisinoff, Ph.D. Handbook of water and wastewater treatment technologies. ISBN : 0-7506-7498-9. Butterworth-Heinemann, USA, 2002.

Annexes

Quelques photos sur les manipulations

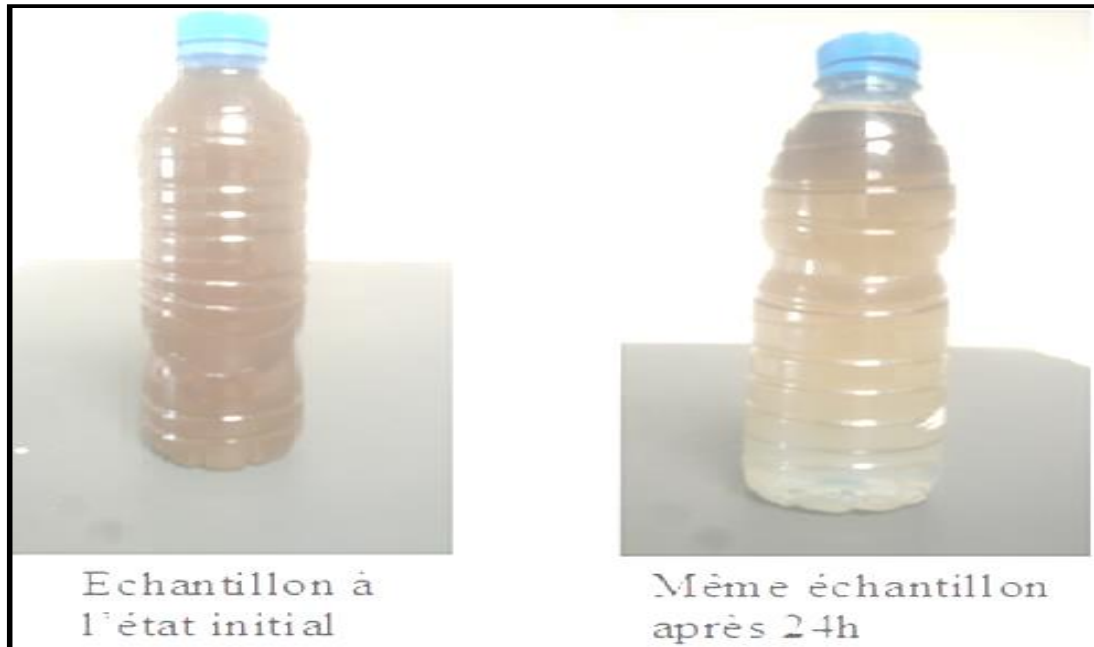


Figure 27 : Echantillon entrée CPI à l'état initial et après 24h de repos



Figure 28 : Etat de l'échantillon avant (photo (A)) et après (photo (B)) traitement.



Figure 29: Dispositif de récupération d'huile

