

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**UNIVERSITÉ de BLIDA 1**

**Faculté de Technologie**

**Département de Génie des Procédés**



# Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER EN GENIE DES PROCEDES**

**Spécialité : GENIE CHIMIQUE**

Intitulé du mémoire

**Contribution à l'amélioration de la Qualité du brut CINA  
par Optimisation du Taux de Désémulsification**

Présenté par :

Mr.MEKARZIA Youcef Islem

Encadré par :

Mme.BENGUERGOURA  
Samia

Co-Encadré par :

Mr. CHAANANE Kamel

Année universitaire 2017/2018

## ***REMERCIEMENT***

Je tiens avant tout à exprimer ma reconnaissance au Dr. S. BENGUERGOURA Maitre de conférences à la faculté des sciences et Mr. K. CHANANE enseignants chercheurs au département de génie des procédés, Faculté de technologie pour avoir accepté de m'encadrer dans cette étude. Je les remercie pour leur implication, leur soutien et leurs encouragements tout au long de ce travail.

Enfin je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude et mes respects

## *DEDICACE*

Je dédie ce travail à:

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.

A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire.

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infallible.

Merci d'être toujours là pour moi.

## *Résumé*

Les pétroles bruts lorsqu'ils sont extraits de leurs gisements sont accompagnés de gaz et d'eau salée, cependant après traitement, une certaine quantité d'eau salée reste en suspension dans le pétrole brut sous forme d'émulsion stable, causant une corrosion importante dans les unités industrielles. L'objectif de cette étude est d'optimiser le traitement des émulsions stables par injection de tensioactifs ou désémulsifiants en procédant au choix des produits les plus efficaces et les concentrations optimales afin d'assurer l'élimination la plus totale de l'eau et des sels. Trois désémulsifiants vont être testés sur le brut CINA, afin d'obtenir une qualité optimale de ce dernier. L'influence de la température et le temps de séjour sur la séparation huile-eau seront encore étudiés.

### Abstract

Crude oils when extracted from their deposits are accompanied by gas and salt water, however after treatment, some salt water remains suspended in the crude oil as a stable emulsion, causing significant corrosion in industrial units. The objective of this study is to optimize the treatment of stable emulsions by injecting surfactants or demulsifiers by choosing the most effective products and optimal concentrations to ensure the most complete elimination of water and water salts. Three demulsifiers will be tested on the raw CINA, to obtain an optimal quality in the latter. The influence of temperature and residence time on oil-water separation will be further studied.

## SOMMAIRE

Liste des figures

Liste des tableaux

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>1</b>
<b>I. RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE.....</b>	<b>3</b>
I.1. Description du CINA .....	3
I.2. EMULSIONS.....	4
I.3. Désémulsification.....	10
I.4. Choix desdésémulsifiants .....	14
I.5. Dessalage du pétrole brut .....	15
<b>II. PARTIE EXPERIMENTALE .....</b>	<b>20</b>
II.1. Essais concernant la désémulsion : .....	20
II.2. But .....	20
II.3. Choix de l'émulsion à traiter .....	21
II.4. Détermination de la dose optimale des désémulsifiants.....	21
II.5. Mode opératoire.....	22
<b>III. Résultats et discussions .....</b>	<b>26</b>
III.1. INTRODUCTION .....	26
III.2. Optimisation du dosage.....	26
III.3. Influence du temps de séjour (durée de décantation) sur la séparation huile-eau .....	32

III.4.	Influence de la température sur l'effet des desémulsifiant-----	33
<b>CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....</b>		<b>38</b>

### Liste des figures

Figure I.1:Emulsion et composition.....	5
Figure I.2 : La molécule du désémulsifiant .....	12
Figure I.3 : le phénomènes d'instabilité des émulsions .....	13
Figure I.4: Schéma typique d'un dessaleur électrostatique.....	18
Figure II.1:Solution mère du désémulsifiant .....	23
Figure III.1:Influence de la concentration du Prochinor2558 sur la salinité du brut récupéré .....	27
Figure III.2:Influence de la concentration du Prochinor2558 sur le volume d'eau décanté .....	27
Figure III.3:Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur la salinité du brut récupéré.....	28
Figure III.4: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur le volume d'eau décantée.....	29
Figure III.5: Influence de la concentration du REB09305 sur la salinité du brut récupéré	<b>Erreur ! Signet non défini.0</b>
Figure III.6: Influence de la concentration du REB 09305 sur le volume d'eau décantée .....	31
Figure III.7: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps .....	32
Figure III.8: Influence de la température sur le volume d'eau décantée.....	35
Figure III.9: Influence de la température sur la quantité de sels extraits .....	36

## Liste des tableaux

Tableau I-1: Les spécifications sur les produits .....	3
Tableau I-2: Type et quantité des produits de l'unité CINA .....	4
Tableau I-3: Les deux types d'émulsion simple .....	6
Tableau I-4: Types des émulsions en fonction des tailles des gouttelettes.....	7
Tableau III-1: Résultats de l'optimisation du dosage avec Prochinor2558 à T= 24°C .....	26
Tableau III-2: Résultats de l'optimisation du dosage avec NALCO EC2016B à T= 24°C.....	28
Tableau III-3: Résultats de l'optimisation du dosage avec REB09305 à T= 24°C .....	30
Tableau III-4: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps de séjour à T= 24°C .....	32
Tableau III-5: Influence de la température sur la séparation huile-eau pour le blanc .....	34
Tableau III-6: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour le prochinor2558.....	34
Tableau III-7: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour NALCO EC2016B .....	34
Tableau III-8: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour le REB 09305 .....	35
Tableau III-9: Effet de la température sur la quantité de sels extrait pour les (03) démulsiants à la dose optimale.....	36

## *Listes des abréviations*

<b>API</b>	: American Petroleum Institute
<b>TVR</b>	: Tension de Vapeur REID
<b>BSW</b>	: Teneur en eau et sédiments (Bottom Sediments&Water) (en %v)
<b>HEH</b>	: HAOUD EL HAMRA
<b>BP</b>	: Séparateur Basse pression
<b>MP</b>	: Séparateur Moyenne pression
<b>HP</b>	: Séparateur Haute pression
<b>GPL</b>	: Gaz de Pétrole Liquéfiés
<b>USS</b>	: Unité de Stripping et Stabilisation
<b>UP1</b>	: Unité de séparation
<b>CINA</b>	: Centre industriel NAILI ABDELHALIM
<b>Ppm</b>	: partie par million
<b>E</b>	: Eau
<b>H</b>	: Huile

## *Liste des Annexes*

Annexe A : Fiche de Données de Sécurité \_ Prochinor2558

Annexe B : Fiche de données de sécurité du Produit NALCO EC2016B

Annexe C : Fiche de Données de Sécurité \_ REB 09305

Annexe D : Normes et Méthodes utilisées



## INTRODUCTION GENERALE

La production de pétrole s'accompagne quasi-systématiquement 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, coudes ...) qui conduisent souvent à la formation d'une émulsion eau-dans-huile (E/H). Selon le degré d'agitation et la nature de l'eau et de l'huile produites, les émulsions formées peuvent se séparer naturellement en quelques minutes. Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement ne leur est appliqué. La présence d'émulsions stables engendre différents problèmes du point de vue de la production mais aussi lors des étapes de raffinage. En production, l'augmentation des coûts de production due aux installations et aux produits de traitement ou encore la baisse du rendement en raison de la durée des opérations de traitement peuvent être citées. Au raffinage, la corrosion des unités de distillation ou l'empoisonnement des catalyseurs lors de l'opération de craquage catalytique sont impactés par les émulsions. Pour ces raisons, la chaîne de traitement du brut comporte le dessalage qui conditionne la bonne marche des équipements en aval.

Il existe trois méthodes pour le dessalage : mécanique qui se base sur la différence entre les densités des phases, chimique qui consistent à utiliser des composés chimiques pour casser les émulsions et enfin électriques qui sont les plus utilisés.

Dans le cas des émulsions stables, le traitement s'effectue grâce à l'injection des tensioactifs ou désémulsifiants.

L'objectif de ce travail est d'optimiser ce dernier traitement par le choix des produits les plus efficaces et les concentrations optimales afin d'assurer l'élimination la plus totale de l'eau et des sels. Trois désémulsifiants vont être testés afin d'obtenir une qualité optimale du brut l'influence de la température sur la séparation huile-eau va être encore étudiée.

Ce manuscrite se décompose en trois chapitres :

Le premier chapitre est consacré à la description de l'unité du traitement (CINA) a laquelle ce travail a été réalisé. Ainsi une revue théorique sur les émulsions et le dessalage du pétrole brut.

Enfin le troisième chapitre de ce manuscrit est consacré à la description des méthodes et des techniques utilisées le long de ce travail ainsi qu'à la discussion des résultats obtenus.

Ce manuscrite se termine par une conclusion.

## RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE

### I.1. Description du CINA

#### I.1.1. Introduction

Le gisement pétrolier de Hassi-Messaoud d'une superficie de 2500 Km<sup>2</sup> est subdivisé géographiquement en deux zones nord et sud.

Cette répartition datant de à 1956 lors de la découverte et de l'exploitation du champ par les deux compagnies françaises CFPA au nord et la SNREPAL au sud, a engendré la création de deux centres de production.

Au départ ces centres regroupaient uniquement des installations de séparation, de traitement, de stockage et d'expédition du pétrole brut, par la suite, d'autres unités de traitement de gaz et de réinjection sont venues s'y greffer pour étendre davantage les centres de production.

#### I.1.2. Présentation du centre CINA

Le complexe industriel CINA situé au nord du champ, reçoit la production totale en huile des zones nord, cette production provient essentiellement des unités satellites et des séparateurs sur champs d'une part et directement des puits en LDHP (ligne directe haute pression), et en LDMP (ligne directe moyenne pression) d'autres part.

L'unité a pour mission principale d'augmenter la production de brut stable quantitativement et qualitativement et d'avoir des produits conformes aux normes contractuelles qui sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau 0-1: les spécifications sur les produits

<b>Grandeurs</b>	<b>Valeur</b>
<b>Densité</b>	0,7949 < <b>D</b> < 0,8082
<b>TVR</b> (tension de vapeur Read)	< 0,75bars
<b>Salinité</b>	< 40mg/ l
<b>BSW</b> (teneur en eau et en sédiments)	< 0,5 %

L'unité de traitement Nord traite la totalité du liquide en provenance des satellites (OMP #53, OMN #77), des puits et des séparateurs sur champ.

Le traitement est réalisé en quatre étages

- 1<sup>er</sup> étage constitué par les séparateurs hautes pressions (HP) ;
- 2<sup>ème</sup> étage constitué par les séparateurs moyennes pressions (MP) ;
- 3<sup>ème</sup> étage constitué par l'unité de stripping et de stabilisation (U.S.S 1) ;
- 4<sup>ème</sup> étage constitué par les séparateurs BP.

Le service traitement se compose des unités suivantes

- Unité de séparation UP1 (zone séparation, la zone d'expédition et stockage) ;
- Unité de stabilisation et stripping (USS1) ;
- Unité de compression de gaz 3 et 4<sup>ème</sup> étage [01].

#### **a- Capacité de l'unité**

L'unité est conçue pour traiter 36 kT/J de brut qui est actuellement uniquement 24 kT/J.

#### **a- Capacité de production**

L'unité permet d'obtenir les produits suivants :

Tableau 0-2: Type et quantité des produits de l'unité CINA

Produits	Quantité
Brut conforme aux spécifications	24000 T /j
Gaz haute pression	4000 103 SM <sup>3</sup> /j
Gaz moyenne pression	1900 103 SM <sup>3</sup> /j
Gaz 3 <sup>ème</sup> et 4 <sup>ème</sup> étage	800 103 SM <sup>3</sup> /j

## **I.2. EMULSIONS**

### **I.2.1. GENERALITES**

Les émulsions sont des dispersions sous forme de gouttes d'au moins une phase liquide dans une autre, stabilisées par des tensioactifs adsorbés à l'interface. Le terme émulsion, ou

bien macro-émulsion, est utilisé pour faire référence aux émulsions classiques pour lesquelles la taille des gouttes est supérieure au micromètre, valeur correspondant généralement à la taille minimale des gouttes produites par agitation mécanique. Les macroémulsions ayant des tailles des gouttes comprises entre 1 et 100 $\mu\text{m}$ , dans certains cas spéciaux entre 0,5 et 500 $\mu\text{m}$ , peuvent être observées à l'aide d'un microscope optique et sont sensible à l'action de la force de gravité suivant la loi de Stokes.

Il existe des émulsions dont la taille des gouttes est de l'ordre de 100 nm. Elles sont dénommées mini émulsions ou nano-émulsions. Leur préparation requiert des protocoles d'émulsification spécifiques, soit à haute consommation énergétique (comme l'inversion de phase).

Les microémulsions, quant à elles sont des systèmes thermodynamiquement stables à l'inverse des macro-émulsions et nano-émulsions. En effet il s'agit des systèmes monophasiques pour lesquels le tensioactif avec généralement un co-tensioactif rendent possible la coexistence à l'échelle quasi moléculaire, des phases eau et huile. Il est important de souligner que les microémulsions peuvent présenter des microdomaines dynamiques pas nécessairement sphériques, typiquement de l'ordre de 10 à 50 nm. Elles sont aussi dénommées microémulsions bi continues.

### I.2.2. définition d'une émulsion

Le terme émulsion vient probablement du latin « *emulgere* », qui signifie traire.

Une émulsion est, selon la définition courante, une dispersion d'un liquide en fines gouttelettes dans un autre liquide, les deux liquides étant non miscibles voir **Fig. 1** :

1. le liquide sous forme de gouttelettes est qualifié de *phase dispersée*, *phase discontinue* ou *phase interne* ;
2. l'autre liquide est appelé *phase dispersante*, *phase continue* ou *phase externe*

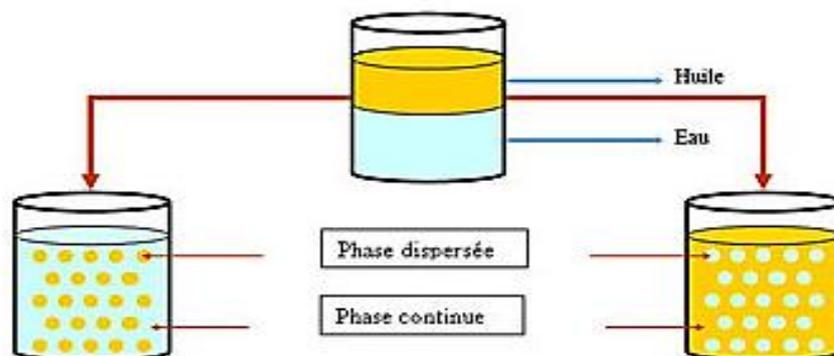


Figure 0.1:émulsion et composition

Les émulsions appartiennent donc aux systèmes dispersés

Les deux phases non miscibles de l'émulsion n'ont pas la même solubilité. L'une est hydrophobe ou lipophile. On parle couramment de *phase huileuse* (mais elle n'est pas forcément lipidique). L'autre est hydrophile. On parle aussi de *phase aqueuse*. Elle est donc constituée de deux phases :

- La phase aqueuse ou hydrophile.
- La phase grasse ou lipophile.

Une émulsion est un système thermodynamiquement instable.

### I.2.3. Les divers types d'émulsions

#### I.2.3.1. Émulsions simples.

Elles sont composées d'une phase lipophile, d'une phase hydrophile et d'un émulsifiant. Suivant que la phase continue est lipophile ou hydrophile, on définit deux types d'émulsions .

Les symboles utilisés désignent toujours la phase dispersée en premier. Les émulsions de type huileux étant les moins courantes (**Tab 0-3**), elles sont parfois appelées *émulsions inverses*. En fonction de la taille moyenne des gouttelettes on distingue des émulsions plutôt grossières, appelées *émulsions* ou *macro émulsions* et des émulsions plus fines, submicroniques, appelées *mini* ou *nano émulsions* (**Tab 0-4**).

Tableau 0-3:Les deux types d'émulsion simple

SENS DE L'EMULSION	PHASE DISPERSEE	PHASE DISPERSANTE	SYMBOLES
<b>Emulsion huile dans eau</b> <b>(huile/eau=oil/water)</b>  <b>=émulsion de type</b> <b>aqueux=émulsion a eau externe</b>	lipophile	hydrophile	L/H, O/W, H/E
<b>Emulsion eau dans huile</b> <b>(eau/huile=water/oil)=émulsion de</b> <b>type huileux=émulsion à huile</b> <b>externe</b>	hydrophile	lipophile	H/L, W/O,  E/H

Tableau 0-4: Types des émulsions en fonction des tailles des gouttelettes.

<i>Taille (<math>\mu\text{m}</math>)</i>	<i>désignation</i>
<i>1 à 10</i>	<i>Macroémulsions ou émulsion</i>
<i>0.1 à 1</i>	<i>Miniémulsions ou nanoémulsion</i>

Les émulsions conventionnelles ont donc une granulométrie de l'ordre de 1  $\mu\text{m}$ .

### **I.2.3.2. Émulsions multiples**

Il s'agit d'émulsions ou de dispersion d'une émulsion dans une phase dispersante :

1. La dispersion d'une émulsion H/L dans une phase aqueuse (H) donne une émulsion H/L/H (ou E/H/E ou W/O/W) ;
2. A l'inverse, la dispersion d'une émulsion L/H dans une phase huileuse (L) donne une émulsion L/H/L.

Ces deux exemples correspondent au cas le plus simple d'émulsions multiples : les émulsions doubles. On y distingue trois phases : interne /intermédiaire/ externe. Les sphères formées par la phase intermédiaire sont généralement qualifiées de globules, dispersées dans la phase externe, et les sphères de phase interne sont appelées gouttelettes. Cette distinction n'existe pas pour les émulsions simples pour lesquelles les sphères de phase dispersée sont appelées indifféremment gouttelettes ou globules.

Chaque phase peut contenir des ingrédients actifs différents, ce qui permet la présence d'actifs incompatibles, l'un en phase interne, l'autre en phase externe. Ce type d'émulsion permet aussi de protéger un principe actif contenu dans l'eau interne ou l'huile interne ou, plus généralement, de séparer des ingrédients solubles mais ne devant pas être en contact dans la même phase.

Les émulsions multiples sont surtout utilisées en pharmacie et en cosmétique. Leur formulation est plus complexe que celle des émulsions simples. [2]

#### **I.2.4. L'émulsion dans le pétrole :**

Les émulsions que l'on rencontre sur les champs de pétrole sont généralement du type eau dans huile : l'eau est dispersée dans le brut sous forme de fines gouttelettes dont les dimensions sont de l'ordre du micron. Il arrive aussi que deux types d'émulsion (eau dans huile et huile dans eau) soient simultanément en présence.

Les pourcentages d'eau émulsionnée peuvent varier dans de très larges proportions : il est courant de rencontrer des bruts contenant 40 à 50 % d'eau, et certains champs continuent d'être exploités avec un effluent à 95% d'eau.

La présence d'eau dans les bruts peut avoir des causes d'origines diverses:

- Naturelles :

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.

Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation de certains puits, mais il finit par se manifester au cours de la vie du champ.

- 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.
- De la contamination du brut par de l'eau de mer au cours du transport maritime.

- Volontaires :

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.

La présence d'eau (le plus souvent salée), dans le brut, est toujours préjudiciable à une bonne exploitation, elle se traduit par une augmentation de la viscosité, provoque des phénomènes de corrosion, et favorise la pollution des produits raffinés. Pour ces raisons l'acheteur impose une limitation du pourcentage d'eau et de sédiments contenus dans le pétrole brut [03].

### **I.2.5. Conditions de Formation d'une émulsion**

Pour qu'une émulsion puisse se former trois conditions doivent se réunir :

- Deux liquides immiscibles (cas de l'huile et de l'eau)
- Une agitation suffisante pour disperser la phase discontinue dans la phase continue
- Présence d'un agent émulsifiant.

### **I.2.6. Stabilité d'une émulsion**

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs facteurs :

#### **I.2.6.1. L'Agent émulsifiant**

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion. Ce sont le plus souvent des agents surfactants partiellement solubles dans les deux phases (huile et eau) ou insolubles dans l'une des deux phases, d'où ils tendent à se concentrer sur l'interface eau-huile ce qui baisse la tension inter-faciale des gouttelettes d'eau et favorise l'émulsification. Les surfactants naturels qu'on peut trouver dans les brut ce concentrent généralement dans la fraction lourd, on cite : les paraffines, les asphaltènes, les fluides de forage, les acides organiques et les particules solides (sulfate de fer, sulfate de zinc, carbonates de calcium, sable...etc.)

#### **I.2.6.2. L'Agitation**

Le type et la sévérité de l'agitation est déterminée selon la taille des gouttes d'eau dispersées dans le brut. L'émulsion est d'autant plus stable que les gouttelettes d'eau sont plus petites. La détermination de la granulométrie des gouttes d'eau peut constituer de ce point de vue une mesure de la stabilité d'une émulsion.

#### **I.2.6.3. Teneur en eau dans l'émulsion**

Lorsque le pourcentage d'eau augmente dans une émulsion du type eau dans l'huile, une plus grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion. D'une manière générale, on aurait tendance à dire que les émulsions à fort pourcentage d'eau, sont les émulsions les moins stables.

#### **I.2.6.4. La viscosité de la phase continue**

La viscosité de la phase continue joue un double rôle, d'une part 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'autre part la viscosité élevée est un facteur défavorable lors de la décantation des gouttelettes d'eau, d'une manière générale, les deux effets sont contraires

### **I.2.7. Problèmes liés à la présence des émulsions dans le brut**

La présence d'émulsions est source de plusieurs problèmes :

➤ Le premier étant une perte de productivité, En effet, si la séparation entre les phases aqueuse et huileuse n'est pas complète, l'huile produite peut contenir une quantité non négligeable d'eau (dispersée sous la forme de fines gouttelettes) et ne pas respecter les spécifications requises de teneur maximale en eau (en général moins de 2% en masse) pour pouvoir être vendue aux raffineurs. Des traitements supplémentaires, coûteux en temps et en argent, doivent alors être effectués.

➤ Le second problème dû à la présence d'émulsions relève de préoccupations environnementales. L'eau séparée de l'huile est, quand cela est possible, réinjectée dans le puits, et sert à la phase de récupération secondaire. Dans le cas contraire, l'eau est rejetée dans la nature, mais pour cela elle doit respecter des spécifications environnementales strictes. Les traitements mis en place consistent à éliminer les hydrocarbures restants ainsi que les autres éléments polluants (métaux par exemple) jusqu'à être en accord avec ces spécifications. Dans ce cas, la présence dans l'eau de gouttelettes d'huile stables peut compliquer les opérations de traitement.

C'est pourquoi il est important de limiter la formation d'émulsions stables dans le pétrole ou du moins d'assurer un cassage rapide et efficace de l'émulsion formée.

## **I.3. Désémulsification**

### **I.3.1. Introduction**

La désémulsification est nécessaire à plusieurs applications pratiques telles l'industrie pétrolière, le revêtement, la peinture et le traitement des eaux usées dans la technologie environnementale. Elle requiert de plus d'importance, car l'utilisation de la vapeur, de l'injection caustique ou de la pression de combustion pour la récupération de pétrole brut lourd est compliquée par la production d'émulsions visqueuses de pétrole, d'eau et d'argile.

La désémulsification chimique est la méthode la plus largement appliquée dans le traitement des émulsions eau-en-pétrole et pétrole-en-eau et comprend l'utilisation d'additifs chimique afin d'accélérer le processus de rupture des émulsions .

### **I.3.2. Définition de désémulsifiant**

Un désémulsifiant est une substance utilisée pour faciliter la séparation de deux (ou plusieurs) phases liquides non miscibles se présentant sous la forme d'une émulsion. Un mécanisme d'action général de la désémulsification est basé sur l'interaction entre le désémulsifiant et la substance responsable de l'émulsion, et résulte en la déstabilisation de cette émulsion. L'interaction entre le désémulsifiant et l'émulsifiant peut consister par exemple en une réaction chimique entre les deux substances.

Le traitement des émulsions inverses au produit désémulsifiant permet de séparer les hydrocarbures de l'eau et des débris divers emprisonnés dans l'émulsion, allégeant ainsi considérablement les opérations de pompage et de transfert du polluant .Après décantation, le volume de pétrole à éliminer peut être notablement réduit et l'eau de décantation est rejetée dans le milieu .

### **I.3.3. 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'autre ont des structures similaires à des émulsifiants non-ioniques.

Les désémulsifiants sont des surfactants importants pour rompre les systèmes d'émulsions .

### **I.3.4. Les propriétés physiques et chimiques des désémulsifiants :**

Etant 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). La molécule du désémulsifiant peut être représentée comme dans la (figure I.2).

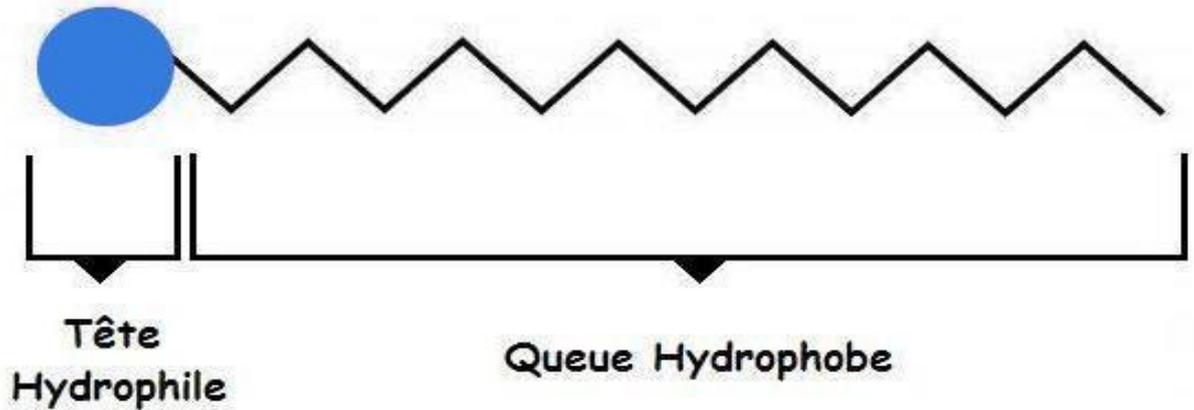


Figure 0.2 : La molécule du désémulsifiant

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). Hydrophile signifie habituellement qu'un élément préfère la phase aqueuse plutôt que celle huileuse .

### I.3.5. Rôle de l'agent désémulsifiant

Les performances demandées à un désémulsifiant sont doubles :

- Améliorer la qualité de la séparation côté huile.
- Améliorer la qualité de la séparation côté eau.

Les désémulsifiants rencontrés dans le marché sous diverses marques agissent sur les agents émulsifiants par neutralisation.

Quatre actions essentielles sont requises pour un désémulsifiant :

- Forte attraction par l'interface eau/huile.
- Flocculation.
- Coalescence.
- Mouillage des solides.

La présence de ces quatre actions provoque la séparation de l'eau et de l'huile. Le désémulsifiant doit être capable de migrer rapidement à travers l'huile vers l'interface huile/eau où il doit combattre l'agent émulsifiant qui se trouve plus concentré.

Si l'agent émulsifiant est faible, les forces de floculation peuvent être suffisantes pour entraîner la coalescence, ce qui n'est pas toujours le cas, le cas échéant, le désémulsifiant doit alors neutraliser l'agent émulsifiant et déchirer le film inter-facial des gouttelettes d'eau; ce qui va causer la coalescence [4].

Le type d'action de neutralisation du désémulsifiant dépend de la nature de l'émulsifiant par exemple, les paraffines et les asphaltènes peuvent être dissous ou altérés, réduisant ainsi la viscosité de leur film et changeant leur mouillabilité et leur dispersion dans l'huile, il est rare qu'un seul composé chimique puisse produire à lui seul ces actions, un mélange de plusieurs composés est alors utilisé afin de permettre une action équilibrée (figure I.3).

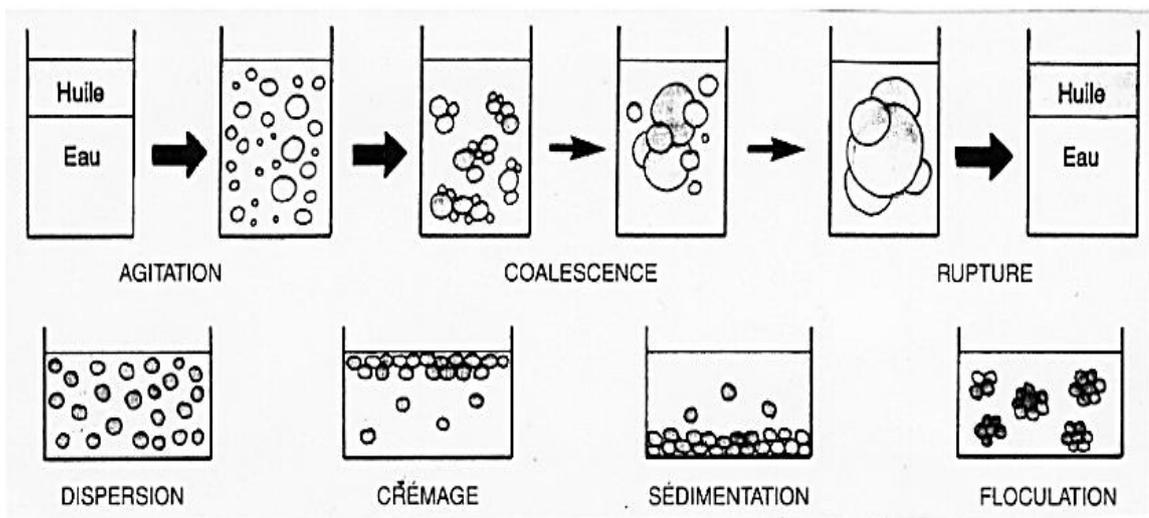


Figure 0.3 : Les phénomènes d'instabilité des émulsions

### **I.3.6. La classification des désémulsifiants**

Ils peuvent être classés en trois catégories, suivant la polarité de leurs groupements hydrophiles :

- Anioniques
- Cationiques
- Non ioniques

#### **I.3.6.1. Tensioactifs anioniques**

Ce sont des produits qui forment une émulsion huile dans l'eau et déstabilisent alors l'émulsion eau dans huile ils sont de type :

- alkylarylsulfonates

Si l'émulsion est stabilisée par les asphaltènes leur efficacité devient trop basse

#### **I.3.6.2. Tensioactifs cationiques**

Ils réagissent avec les argiles en les rendant (lipophiles) c'est à dire accrochables aux particules de l'huile d'où on aura un entraînement d'hydrocarbures dans l'eau, alors si les agents émulsionnants contiennent de l'argile, ces tensioactifs perdent leur efficacité ils sont de type : Aminesethoxylées

#### **I.3.6.3. Tensioactifs non ioniques**

Ce sont les plus utilisés car ils dispersent les microparticules solides en agissant sur les tensions interfaciales.

On peut aussi classer les désémulsifiants selon deux types :

- Désémulsifiants primaires : Ce sont des désémulsifiants à base d'huile, destinés à améliorer la performance de dessalage (eau et sels) tout en maintenant une bonne qualité des effluents.
- Désémulsifiants secondaires : Ce sont des désémulsifiants généralement à base eau, favorisent la coalescence du brut et l'élimination des solides avec la phase eau.

### **I.4. Choix des désémulsifiants**

L'application d'un produit désémulsifiant sur un champ de production doit toujours être précédée d'essais préliminaires au laboratoire. En effet seuls des essais effectués sur des échantillons d'émulsions fraîchement prélevés peuvent permettre de sélectionner le produit le mieux adapté au cas à résoudre.

La nécessité d'effectuer ces essais sur une émulsion fraîche est due au fait que les émulsions de brut ont une assez forte tendance à évoluer avec le temps.

Les essais de laboratoire devront bien entendu être réalisés dans des conditions aussi voisines que possible des conditions industrielles.

#### **I.4.1. Mode d'application**

Les désémulsifiants sont le plus souvent injectés à l'état pur à l'aide d'une pompe doseuse.

La dilution du produit n'est pratiquée que lorsque les débits d'injection sont très faibles, et ne permettant pas aux pompes doseuses disponibles de maintenir un taux d'injection constant et régulier. Dans ce cas, le choix de solvant utilisé dépendra essentiellement des solubilités de produit. Les points d'injection du produit dépendent de plusieurs facteurs parmi lesquels on peut citer :

- La nature de l'émulsion
- L'équipement de surface

On a coutume de distinguer quatre modes d'injection :

- Injection dans les collecteurs
- Injection par bouchon dans les bacs de stockage.
- Injection dans les dessaleurs

### **I.5. Dessalage du pétrole brut**

#### **I.5.1. Problèmes des sels**

Le brut venant des champs pétroliers contient beaucoup d'eau et de sels sous forme d'une émulsion stable par rapport à un temps de séjour, malgré une séparation primaire dans les séparateurs biphasiques liquides (eau, huile et gaz). Cette eau et ces sels posent un grand problème (bouchage, corrosion) au niveau des appareils des unités.

L'extraction de ces sels nécessite l'installation de toute une unité de dessalage. L'unité de dessalage la plus importante de point de rendement est celle qui utilise les dessaleurs électrostatiques, qui sous l'influence d'un voltage compris entre 20000-50000 volts, permet de casser l'émulsion et de libérer la molécule d'eau de celle de l'huile: c'est le phénomène de coalescence.

### **I.5.2. Origine et nature des sels**

Les sels qui se trouvent dans le brut proviennent d'une formation naturelle au fond du gisement, la salinité d'un puits est liée à une venue d'eau dans les puits (visible ou non en surface), elle évolue au cours de la vie du puits et de gisement, elle varie en fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir dans la zone drainée, ainsi d'une façon générale on trouve :

- Le dichlorure de magnésium ( $MgCl_2$ )
- Le dichlorure de calcium ( $CaCl_2$ )
- Le chlorure de sodium ( $NaCl$ )

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

### **I.5.3. Dessalage électrostatique**

Même après les séparateurs triphasiques, le brut contient des sels sous forme dissoute dans l'eau accompagnant le brut mais aussi éventuellement et simultanément sous forme de cristaux plus ou moins protégés de l'eau par une enveloppe de brut ; l'eau est d'ailleurs sous forme d'une émulsion stable (émulsion inverse eau dans l'huile).

Le dessaleur électrostatique contribue d'une manière efficace à détruire cette émulsion.

La destruction de l'émulsion revient à la création d'une nouvelle émulsion d'environ 3 à 5% d'eau moins salée que l'eau de gisement ; cette eau peut être de l'eau douce en cas de disponibilité (en pratique, on ne peut pas utiliser de l'eau dont la salinité est supérieure à 50 g/l).

Cette nouvelle émulsion ainsi créée est détruite dans le dessaleur ; l'eau salée résiduelle du brut traité présente une salinité plus faible que celle de départ. Pour une même teneur finale en eau, on a donc réduit la salinité du brut. [5]

### **I.5.4. Mécanisme de dessalage électrique**

Le dessalage électrique comporte des opérations successives qui sont décrites ci-dessous.

#### **I.5.4.1. Lavage ou diffusion des sels dans l'eau de lavage**

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

#### **I.5.4.2. Coalescence des gouttelettes d'eau**

L'émulsion eau/huile est fortement stabilisée par des molécules polaires, telles que les asphaltées et des solides finement divisés. Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants. Le champ électrique du dessaleur contribue à déstabiliser la barrière des molécules polaires entourant les gouttelettes d'eau, ce qui facilite leur coalescence [6].

Deux mécanismes provoquent la coalescence :

Les forces d'attraction des gouttelettes d'eau entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à se regrouper.

L'agitation créée par le champ électrique

#### **I.5.4.3. Décantation**

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, se décantent au fond du dessaleur, sous l'effet de la densité qui est supérieure à celle du brut.

#### **I.5.5. Le Dessaleur électrostatique**

Un dessaleur électrostatique est typiquement équipé avec les parties internes suivantes :

- Un diffuseur d'entrée
- Un distributeur
- Des électrodes
- Un casseur de vortex
- Des collecteurs multi-orifices – Un côté huile et un autre pour l'eau

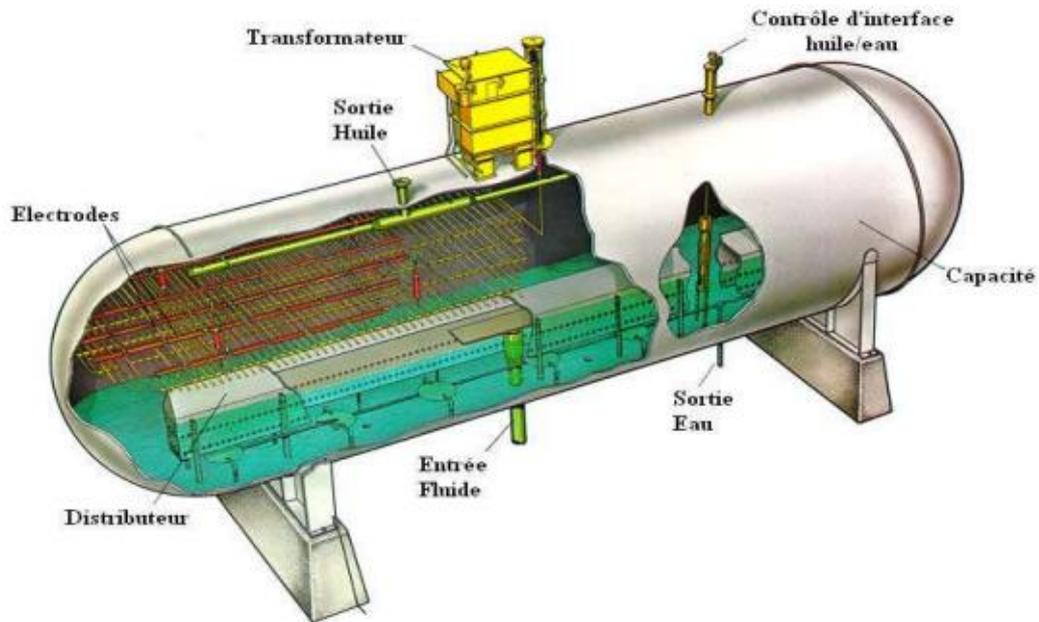


Figure 0.4: Schéma typique d'un dessaleur électrostatique

#### **A- Le diffuseur d'entrée**

Le diffuseur d'entrée est adapté avec des aubes directrices. Le but de ces aubes est de redresser l'écoulement et de produire un écoulement laminaire dans l'émulsion lorsqu'elle entre dans le dessaleur.

Le flux laminaire est un flux lisse, stable qui ne causera pas de vagues ou des ondulations dans les liquides qui sont déjà à l'intérieur du dessaleur. Ceci afin d'aider les liquides à se séparer de l'émulsion.

#### **B- Le distributeur**

Alimenté en émulsion par le diffuseur d'entrée, le distributeur ressemble à une boîte avec un sommet pointu qui dirige le fluide sur la pleine longueur du ballon. Le long du distributeur, on peut remarquer la présence d'une multitude de petits trous qui permettent à l'émulsion d'entrer à la partie principale du dessaleur. Les trous dans le distributeur permettent au liquide d'entrer dans le dessaleur lentement et ainsi de ne pas créer un mélange avec les liquides déjà en place dans le dessaleur. Cet équipement permet de bien répartir l'émulsion entrant dans le dessaleur.

### **C- Les électrodes**

Il y a deux électrodes, chacune faite de tiges d'acier. Une électrode est alimentée en électricité par le transformateur, l'autre est mise à la terre. Le transformateur reçoit l'électricité à une tension basse (480 volts) et le transforme à une haute tension (20000 volts) pour l'utilisation à l'intérieur du dessaleur. Quand le courant électrique est en service il passe d'une électrode à l'autre pour que l'espace entre les électrodes devienne un champ électrostatique.

### **D- Le casseur de Vortex**

Un Vortex ressemble à un petit tourbillon. Cela arrive quand une grande quantité de liquide s'écoule par un petit trou. Le Vortex crée une succion dans l'eau du dessaleur et ainsi fait descendre l'émulsion dans l'eau.

Les anti-vortex sont adaptés sur les sorties d'eau pour empêcher la formation de tourbillon. En empêchant un tourbillon l'émulsion ne sera pas entraînée dans l'eau et donc elle ne quittera pas le ballon avec l'eau. Chaque anti-vortex ressemble à une plaque plate montée sur les sorties d'eau empêchant la formation de tourbillon.

### **E- Le collecteur multi orifices**

Un collecteur multi orifices est une conduite, fermée à chaque extrémité, avec une multitude de trous disposés sur toute sa longueur. Le liquide entre dans le collecteur par ces trous. En ayant tous ces trous, le liquide se rassemble uniformément sur toute la longueur du dessaleur.

Cela évite la formation de courants qui pourraient mélanger les couches liquides dans le ballon. Dans un dessaleur il y a un collecteur pour l'huile et un pour l'eau.

[7]

## **PARTIE EXPERIMENTALE**

### **II.1.Essais concernant la désémulsion :**

Le principal procédé de désémulsion étudié au laboratoire est le procédé par ajout de tensioactifs.

Dans ces essais, on a étudié l'influence de divers paramètres et on effectue toujours des essais témoins sans tensioactifs, ce qui permet d'évaluer :

#### **a- Avec ajout de tensioactif :**

- L'influence du temps sur la séparation eau-huile;
- L'influence de température sur la séparation eau-huile ;
- L'efficacité des divers produits testés ;
- Détermination de la dose optimale de tensioactif.

#### **b- Sans ajout de tensioactifs :**

- L'influence du temps sur la séparation eau-huile ;
- L'influence de la température sur la séparation eau-huile.

### **II.2.But**

Ces essais ont pour but la détermination du produit le plus efficace, sa dose optimale ainsi que la température optimale d'utilisation. Un deuxième objectif visé par ce travail est également le choix d'un produit capable de réduire au minimum, la quantité d'eau et par conséquent la quantité de sel dans le brut. En effet, il a été constaté que des teneurs d'eau aussi minimales soient elles, peuvent engendrer des dépôts de sels au niveau des installations de traitement et générer des difficultés d'exploitation. A titre d'exemple, nous citerons la fissuration de plusieurs fours suite à un sur échauffement dû à ces dépôts.

### **II.3.Choix de l'émulsion à traiter**

Le choix s'est porté sur l'émulsion provenant du collecteur MP18 parce qu'elle se révèle comme étant la plus représentative du point de vue stabilité et pourcentage d'eau.

L'étude expérimentale consiste à faire des Bottles tests pour étudier l'efficacité des désémulsionnants.

Notre choix s'est porté sur l'étude de l'efficacité de trois produits désémulsionnants :

-PROCHINOR 2558

- NALCO EC 2016 B

- REB09305

Cette partie expérimentale est divisée en deux parties :

**1<sup>ère</sup> partie :** Détermination de la dose optimale de chaque produit.

**2<sup>ème</sup> partie :** Etude de l'influence de la température sur la désémulsion et le dessalage pour les trois produits sélectionnés à la dose optimale.

Les résultats obtenus nous permettent de sélectionner le meilleur désémulsifiant qui nous donne la meilleure séparation.

### **II.3.Détermination de la dose optimale des désémulsifiants**

#### **II.3.1.Matériels et Produits**

Au cours de ce travail nous avons utilisé le matériel et les produits suivants :

#### **Le matériel :**

Un agitateur mécanique

Une centrifugeuse pour la détermination de la BSW (%v)

Des tubes coniques pour la mesure de la BSW (%v)

Une burette automatique pour le dosage de la salinité

Des flacons d'échantillonnage

Des béchers

Des ampoules à décanter

Des pipettes pour la prise d'essais

**Les Produits :**

Une solution de nitrate d'argent  $\text{AgNO}_3$  (0.1N)

Une solution de chromate de potassium  $\text{K}_2\text{CrO}_4$

(03) désémulsifiants : Prochinor 2558 ; REB 09305 ; NALCO EC2016B.

**II.3.2.Mode opératoire**

-Préparation de la solution mère à 1000 ppm de désémulsifiant :

Compléter dans une fiole jaugée à 1000 ml, 1 ml de désémulsifiant pur par de l'eau distillée. La solution ainsi obtenue est à 1000 ppm du produit choisis.

- Procéder au prélèvement des échantillons de brut frais.

Comme on a décrit précédemment le test d'efficacité des désémulsifiants s'effectue par la méthode de Bottle-test qui consiste à prendre dans des tubes de décantation normalisés (éprouvettes) 100ml de brut, auquel on rajoute un volume connu préparé à partir de la solution mère, et on agite vigoureusement les éprouvettes d'une manière aussi reproductible que possible, on laisse décanter et on note la quantité d'eau obtenue au fond de l'éprouvette, à la fin de décantation.

A partir de la solution mère à 1000 ppm, on a préparé les autres solutions. Les volumes à prendre pour chaque dilution sont calculés de la manière suivante :

$$V = \frac{M_i \times V_i}{1000}$$

V : Volume de la prise

$V_i$  : Volume de la solution à préparer

$M_i$  : Concentration de la solution à préparer

1000 ppm : la concentration de la solution mère



Figure 0.1: Solution mère du désémulsifiant

A la fin de la décantation, on récupère le brut des éprouvettes et on effectue les tests suivants :

-Salinité

-BSW (%v)

### II.3.3. Mesure de la salinité

**1-** Dans des bouteilles adéquates on prélève des échantillons de brut de 100 ml, auquel on ajoute 100 ml de la solution de désémulsifiant préparée à partir de la solution mère à 1000ppm ;

**2-** On agite pendant 30minutes ;

**3-** On verse le contenu des bouteilles dans des ampoules à décanter, et on les laisse reposer pendant 30 minutes ;

**4-** on procède à la mesure du volume décanté en ml

**5-** on mélange le brut récupéré avec la même solution de désémulsifiant et on refait le même travail, mais cette fois on mesure la salinité de l'eau récupéré et la BSW du brut restant.

**6-** On prélève 20ml de la phase aqueuse dans un bécher, on ajoute quelques gouttes de bichromate de potassium  $\text{K}_2\text{CrO}_4$  et on titre avec du nitrate d'argent  $\text{AgNO}_3$  (0.1N) jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique.

La salinité est exprimée en (mg) de NaCl par (litre) de brut, et donnée par la formule suivante :

$$S = \frac{(58,45 \times N \times V \times 1000)}{20} - X$$

**S** : salinité du brut en (mg/l)

**N** : normalité de (AgNO<sub>3</sub>)

**V** : volume dépensé d'AgNO<sub>3</sub> en (ml)

**X** : salinité d'eau distillée

**58.45** : la masse moléculaire de NaCl

#### **II.3.4.Mesure de la teneur en eau et sédiments BSW (%v) (bottom sédiments and water) :**

La teneur en eau et sédiments des pétroles bruts est mesurée selon une méthode normalisée (NFM 07-020 ; ASTM D 96 et D 1796) qui consiste à déterminer le volume en eau et sédiments séparés de brut par centrifugation en présence d'un solvant (toluène) et d'un agent désémulsionnant.

Le brut est centrifugé dans des conditions déterminées. La présence d'eau résiduelle se manifeste par l'apparition d'une phase aqueuse au fond des tubes de centrifugations, sur la présence éventuelle d'émulsion résiduels.

##### **Note 1 :**

Le terme "sédiments" désigne uniquement les impuretés solides insolubles dans le Toluène. Il ne faut pas confondre "sédiments" et "matières solides en suspension" notamment dans le cas d'échantillons contenant des asphaltènes non dissous.

##### **Note 2 :**

Les résultats fournis par cette méthode ne permettent pas d'exprimer la teneur en eau indépendamment de la teneur en sédiments.

**Mode opératoire :**

La prise d'essai utilisée doit être représentative de l'échantillon ce qui implique son homogénéisation par les moyens appropriés, immédiatement avant son introduction dans le tube de centrifugation.

Dans les tubes de centrifugation, introduire du toluène jusqu'au repère 50. Compléter avec le brut jusqu'au repère 100 puis boucher les tubes d'une manière étanche, les agiter vigoureusement et les placer dans les portes tubes de la centrifugeuse diamétralement opposés. Centrifuger pendant 20 minutes à une vitesse constante telle que l'accélération centrifuge soit comprise entre 500 et 800 tour/minute.

Retirer les tubes et noter les volumes de dépôt rassemblés au fond de chaque tube.

Replacer les tubes sur la centrifugeuse, les centrifuger à nouveau pendant 10 minutes à la même vitesse, les retirer et lire comme précédemment le volume total eau plus sédiment. Répéter cette opération jusqu'à ce que le volume total eau plus sédiments de chaque tube reste constante pendant deux lectures consécutives.

## Résultats et discussions

### III.1.INTRODUCTION

L'objectif de ce chapitre est de montrer et interpréter les résultats expérimentaux de l'efficacité des désémulsifiants sur l'émulsion provenant du collecteur MP18.

### III.2.Optimisation du dosage

#### III.2.1.Prochinor2558:

Les résultats obtenus avant bottle test : Salinité = 476 mg/l et BSW = 5%

Le taux de sels extraits est calculé par :  $(\%) \text{ sels extraits} = \frac{S_0 - S_i}{S_0} \times 100$

$S_0$  : Salinité du brut après lavage à l'eau distillée

$S_i$  : Salinité du brut après lavage avec la solution du désémulsifiant

Tableau 0-1: Résultats de l'optimisation du dosage avec Prochinor2558 à T= 24°C

Concentration En (ppm)	0	20	40	60	80	100	120	200	400
Volume d'eau décanté en (ml)	10	66	89	100	102	104	104	100	95
Salinité mg/l	476	141	94	75	66	62	62	77	130
BSW %	5	0,30	0,30	0,20	0,20	0,10	0,10	0,20	0,30
(%) sels extraits	0	70.38	80.25	84.24	86.13	86.97	86.97	83.82	72.69

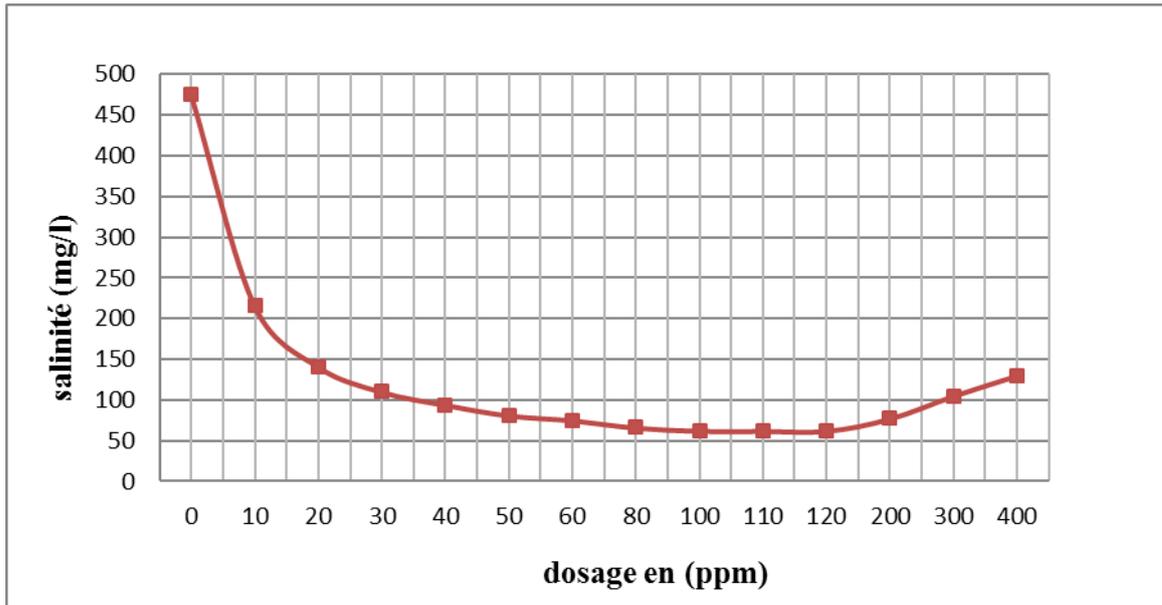


Figure 0.1:Influence de la concentration du Prochinor2558 sur la salinité du brut récupéré

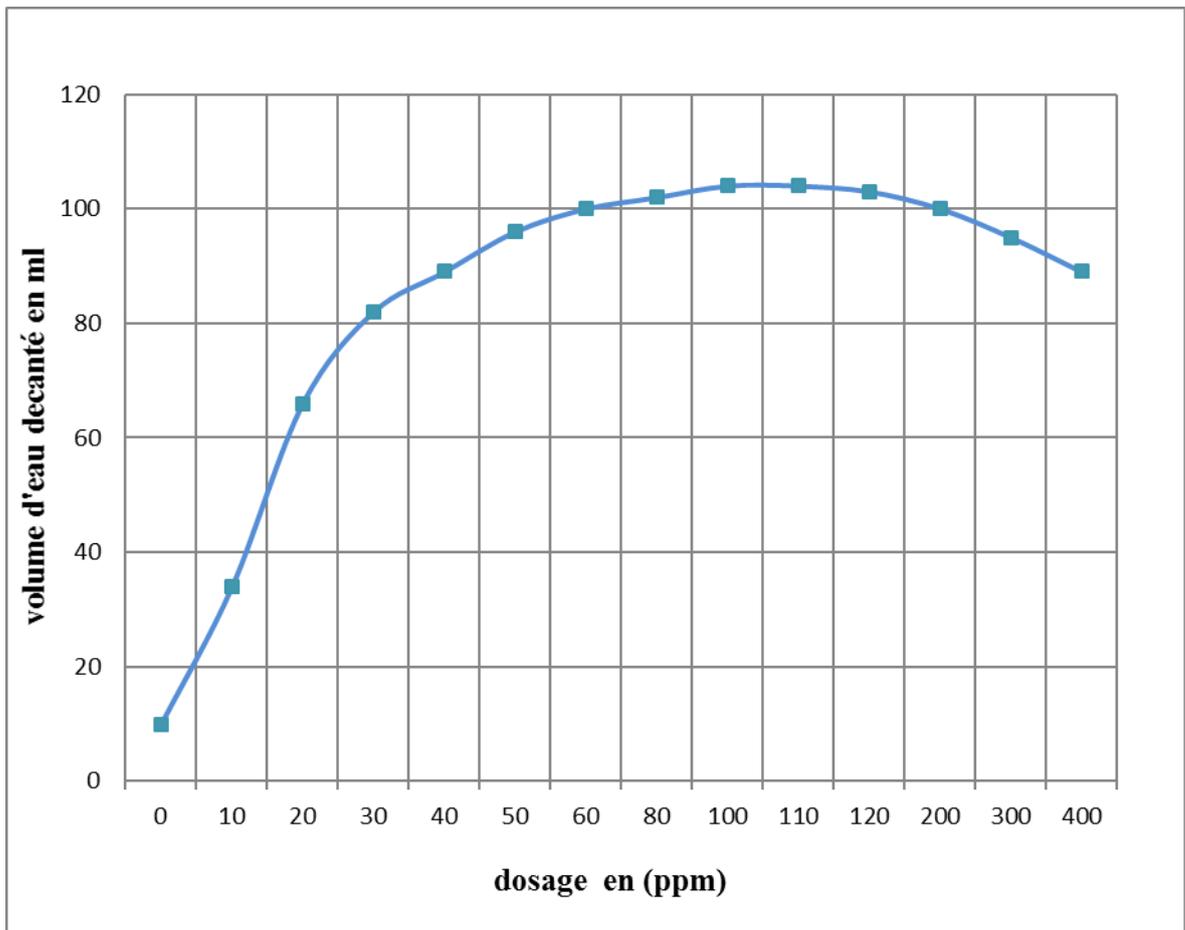


Figure 0.2:Influence de la concentration du Prochinor2558 sur le volume d'eau décanté

### III.2.1.1. Interprétation des résultats

Le produit Prochinor2558 montre un inversement d'effet à partir de 200 ppm avec une concentration optimale à **100 ppm**, ce qui donne une basse salinité du brut récupéré, un maximum d'eau décantée et le taux d'extraction est de 86.97%.

Volume d'eau décantée = 104 ml ; BSW minime = 0.10% ; salinité du brut récupéré = 62 mg/l.

### III.2.2. ALCO EC2016B :

Tableau 0-2: Résultats de l'optimisation du dosage avec NALCO EC2016B à T= 24°C

Concentration (ppm)	0	20	40	60	65	70	100	200	400
Volume décanté En (ml)	10	81	96	106	106	105	103	100	92
Salinité en ppm	476	87	50	24	25	26	40	52	91
BSW %	5	0,20	0,20	Traces	Traces	Traces	0,10	0,20	0,30
% Sels extraits	0	81.72	89.49	94.96	94.75	94.54	91.60	89.08	80.88

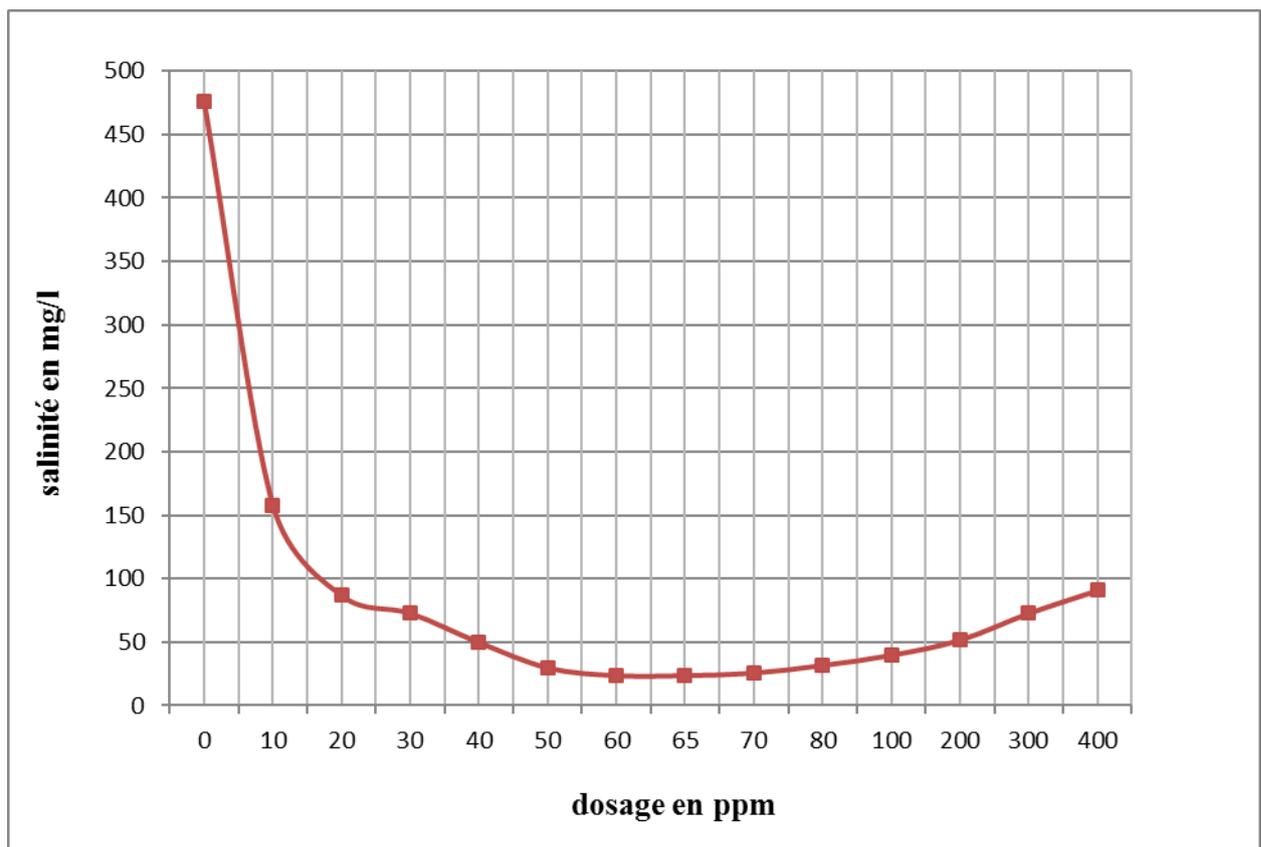
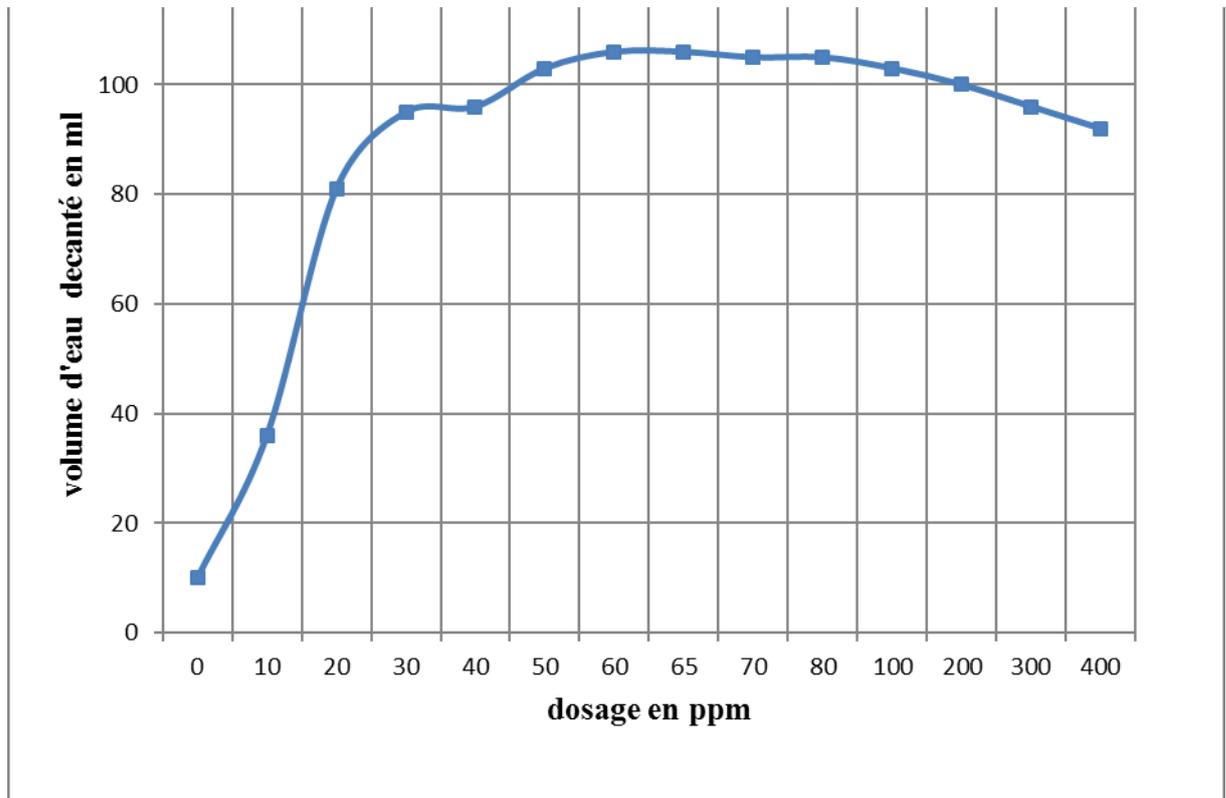


Figure 0.3: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur la salinité du brut récupéré

Figure 0.4: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur le volume d'eau décanté



### III.2.2.1. Interprétation des résultats

Le produit NALCO EC2016B possède un effet marquant sur la séparation huile –eau, montre un inversement d’effet à partir de 100 ppm avec une concentration optimale à **60 ppm**, ce qui donne une basse salinité, grande quantité d’eau décantée et le taux d’extraction est de 94.96%

Volume d’eau décantée = 106 ml ; BSW presque nulle ; salinité du brut récupéré = 24 mg/l

### III.2.3.REB09305

**Tableau 0-3:** Résultats de l'optimisation du dosage avec REB09305 à T= 24°C

Concentration (ppm)	0	20	40	60	65	70	100	200	400
Volume décanté En (ml)	10	63	78	100	100	100	95	84	65
Salinité en ppm	476	237	112	71	71	73	90	117	151
BSW %	5	0,50	0,40	0.10	0.10	0.20	0.30	0,40	0,50
% Sels extraits	0	50.21	76.47	85.08	85.08	84.66	81.09	75.42	68.28

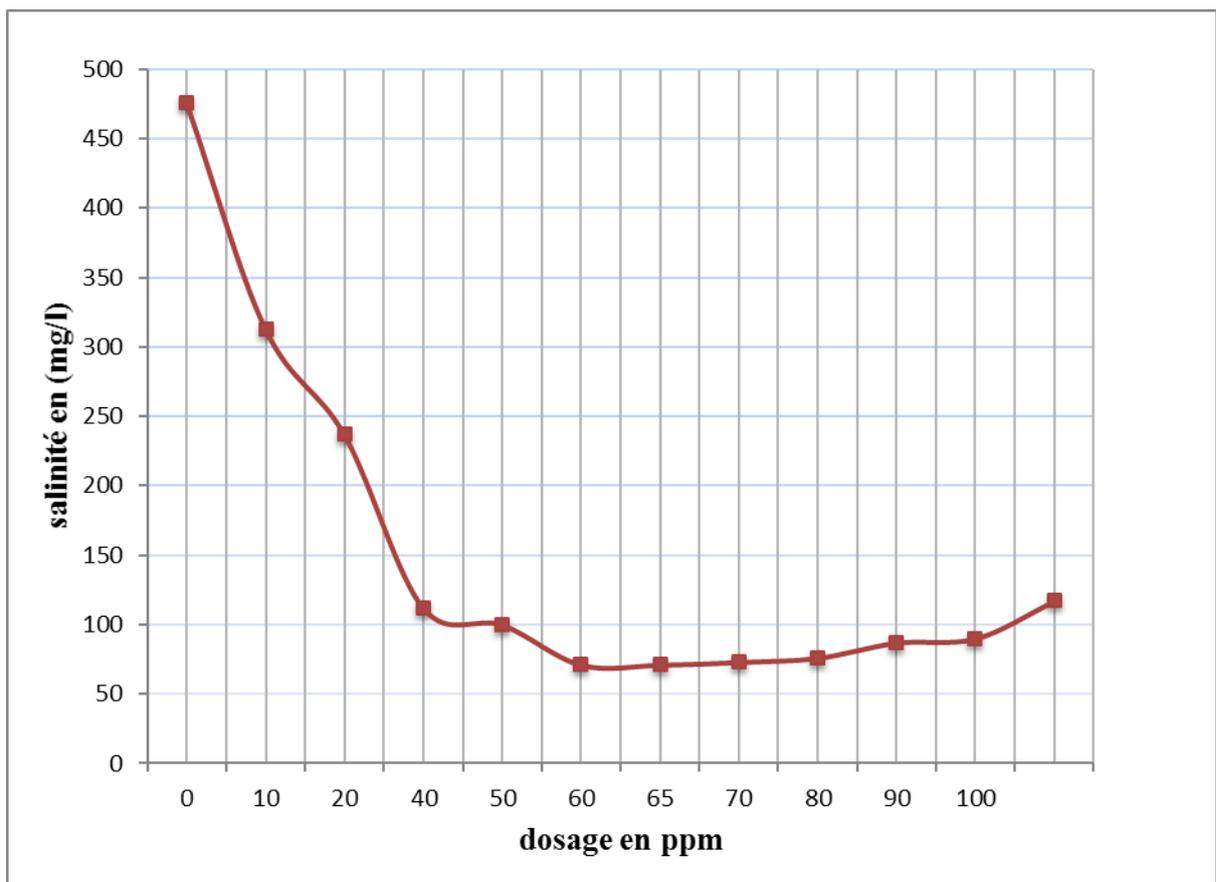


Figure III.5: Influence de la concentration du REB09305 sur la salinité du brut récupéré

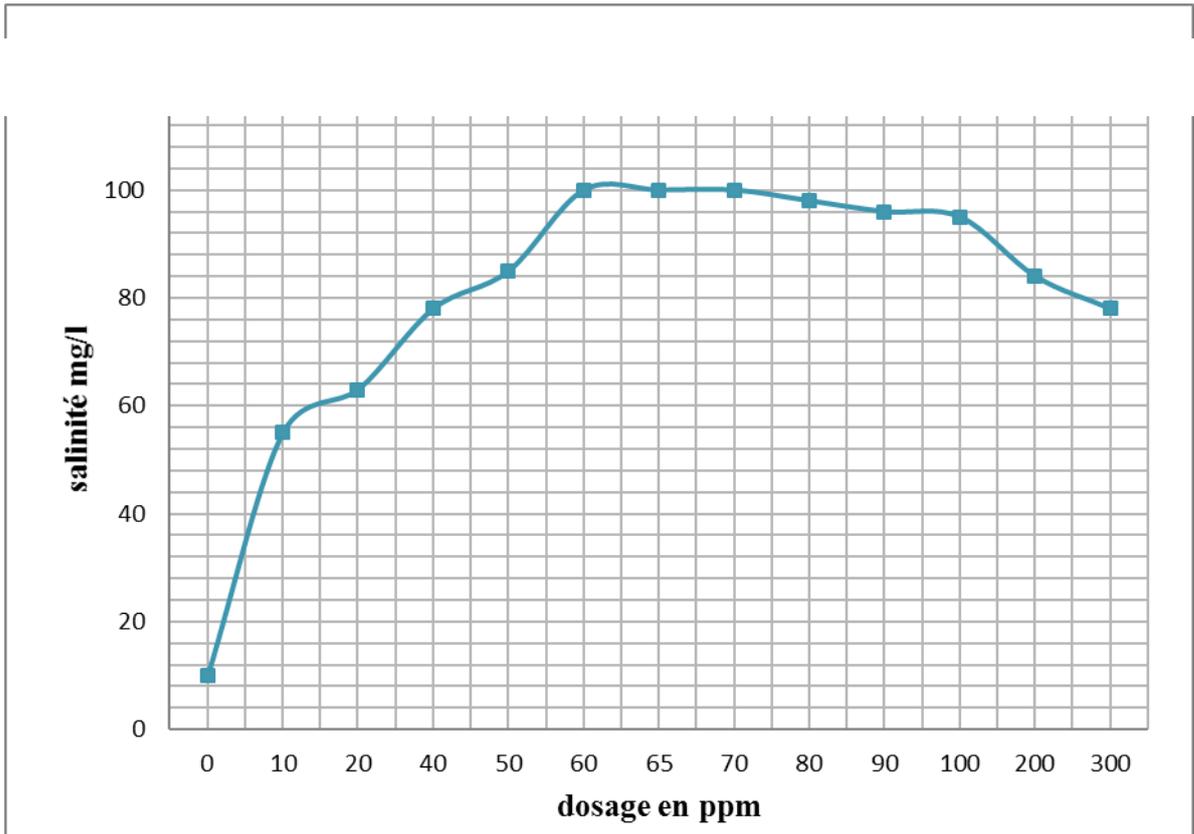


Figure 0.5: Influence de la concentration du REB 09305 sur le volume d'eau décantée

### III.2.3.1. Interprétation des résultats

Le produit REB 09305 montre un effet maximum de séparation à une concentration de 60 ppm, des concentrations supérieures n'auront pas d'effet sur les quantités d'eau et de sels extraites (taux d'extraction est de 85.08%).

On constate que l'usage du NALCO à faible dose (60ppm) est plus efficace que le Prochinor 2558 à 100 ppm, et REB 09305 à 60 ppm. La plus faible salinité est obtenue avec le NALCO EC2016 B, soit 24 mg/l pour le brut récupéré, le taux d'extraction avoisine les 95%.

Des trois (03) désémulsifiants testés, le NALCO EC2016B à 60 ppm s'avère le plus efficace.

### III.3. Influence du temps de séjour (durée de décantation) sur la séparation huile-eau

Les résultats sont présentés dans le tableau III- 4

Tableau 0-4: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps de séjour à T= 24°C

Temps de décantations Min	Prochinor2558 à 100 ppm	NALCO EC2016B à 60 ppm	REB09305 à 60 ppm
	Volume d'eau décantée en (ml)		
0	0	0	0
1	60	80	30
2	74	90	45
3	84	96	62
4	92	100	70
5	98	104	75
6	100	104	83
7	102	104	86
8	102	104	90
9	102	104	98
10	102	104	98
15	102	104	98

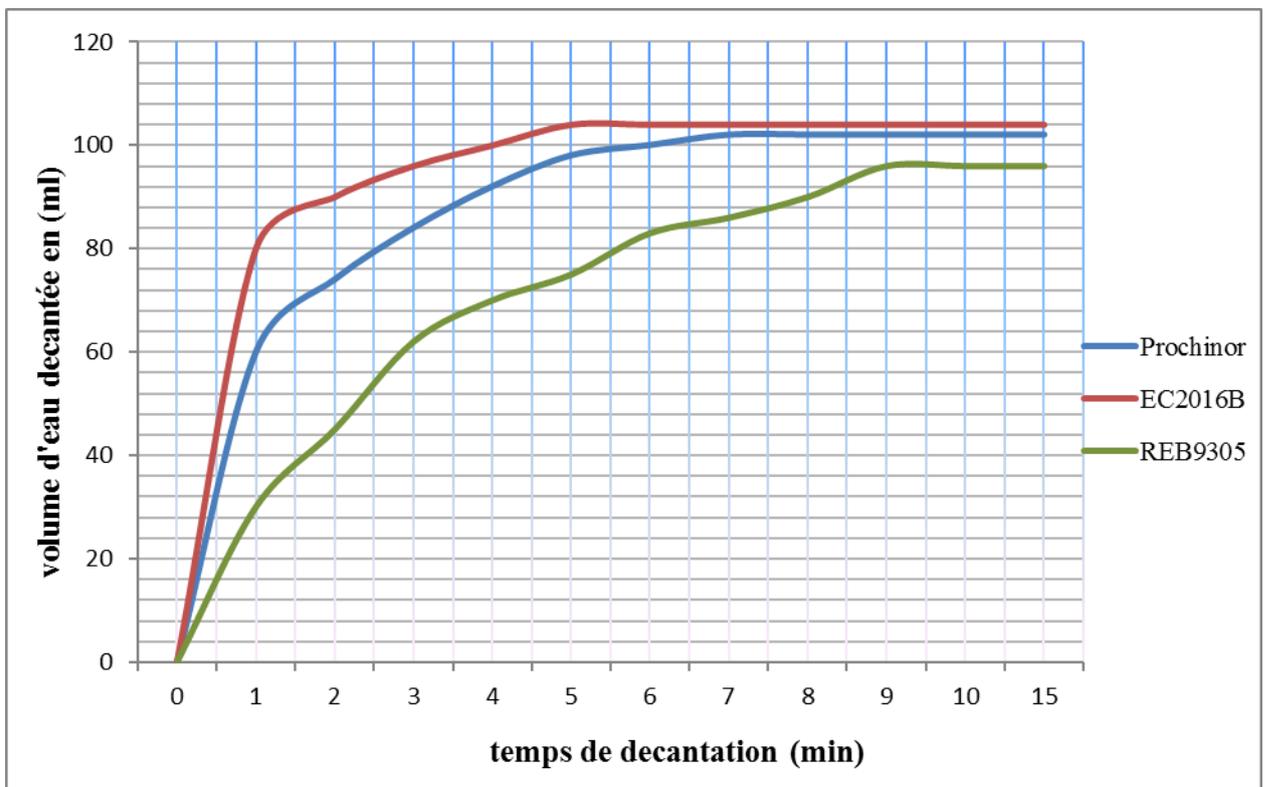


Figure 0.6: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps

### **III.3.1. Interprétation des résultats**

D'après la figure III.7; on observe que la décantation de l'eau lors de l'usage du NALCO EC2016B est plus rapide où le maximum d'eau est récupéré dès la 5<sup>ème</sup> minute, le NALCO EC2016B possède un effet marquant et rapide sur la séparation comparativement au prochinor2558 et REB 09305 où le maximum d'eau n'est décanté respectivement qu'après 7 et 9 minutes.

### **III.4. Influence de la température sur l'effet des désémulsifiant**

Après avoir déterminé la vraie dose optimale pour chaque produit dans la première partie, on va voir dans cette partie l'influence de la température sur la désémulsion.

On va prendre les trois (03) désémulsifiants avec leurs doses optimales et chaque fois on note la quantité de l'eau décantée.

On récupère l'eau décantée, sur laquelle on effectue le test de salinité :

Les observations suivantes sont à effectuer à la fin des décantations des mélanges à chaque température.

- Qualité de l'interface : si elle est fine ou trouble (mauvaise)
- Qualité de brut récupéré : si elle est bonne (sans suspension d'eau)
- Qualité de l'eau décantée : si elle est exempte de brut ou non.

### **Symboles concernant les observations :**

- (-) Mauvaise
- (±) Moyenne
- (+) Bonne

### III.4.1. Blanc (brut sans ajout de tensioactif)

Tableau 0-5: Influence de la température sur la séparation huile-eau pour le blanc

T° C	20	30	40	50	60	70
Volume d'eau décanté (ml)	3	15	33	40	46	48
Quantité de sels extraits (mg/l)	7471	7951	8165	8421	8421	8421
Qualité d'eau décantée	-	-	±	±	±	±
Qualité du brut récupéré	-	-	±	±	±	±
Qualité de l'interface	-	-	-	-	-	-

### III.4.2. Prochinor2558

Tableau 0-6: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour le prochinor2558

T° C	20	30	40	50	60	70
Volume d'eau décanté (ml)	101	103	107	108	108	108
Quantité de sels extraits (mg/l)	9001	9276	9452	9525	9525	9525
Qualité d'eau décantée	±	±	+	+	+	+
Qualité du brut récupéré	±	±	+	+	+	+
Qualité de l'interface	±	+	+	+	+	+

### III.4.3. NALCO EC2016B

Tableau 0-7: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour NALCO EC2016B

T° C	20	30	40	50	60	70
Volume d'eau décanté (ml)	103	105	108	110	110	110
Quantité de sels extraits (mg/l)	9352	9527	9644	9644	9644	9644
Qualité d'eau décantée	+	+	+	+	+	+
Qualité du brut récupéré	+	+	+	+	+	+
Qualité de l'interface	+	+	+	+	+	+

### III.4.4.REB 09305

Tableau 0-8: influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour le REB 09305

T° C	20	30	40	50	60	70
Volume d'eau décanté (ml)	97	100	103	104	104	104
Quantité de sels extraits (mg/l)	8183	8651	8990	9352	9352	9352
Qualité d'eau décantée	±	±	+	+	+	+
Qualité du brut récupéré	±	±	+	+	+	+
Qualité de l'interface	±	±	±	±	±	±

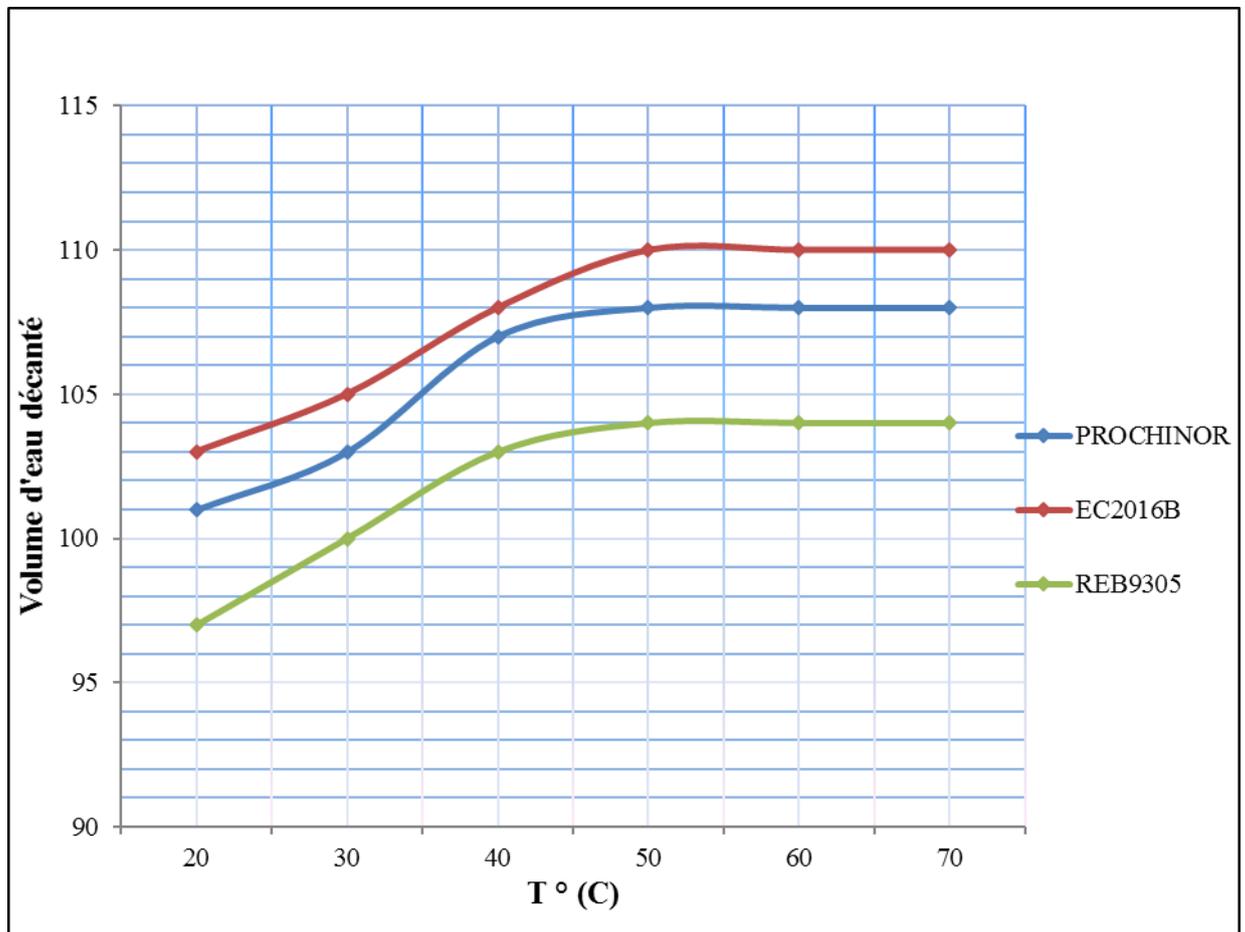


Figure 0.7: Influence de la température sur le volume d'eau décantée

Tableau récapitulatif de l'effet de la température sur la quantité de sels extraits

Tableau 0-9: Effet de la température sur la quantité de sels extrait pour les (03) démulsiants à la dose optimale.

T (°C)	PROCHINOR 2558 à 100 ppm	NALCOEC2016B à 60 ppm	REB 09305 à 60 ppm
	Quantité de sels extraits en mg/l		
20	9001	9352	8183
30	9276	9527	8651
40	9452	9644	8990
50	9525	9644	9352
60	9525	9644	9352
70	9525	9644	9352

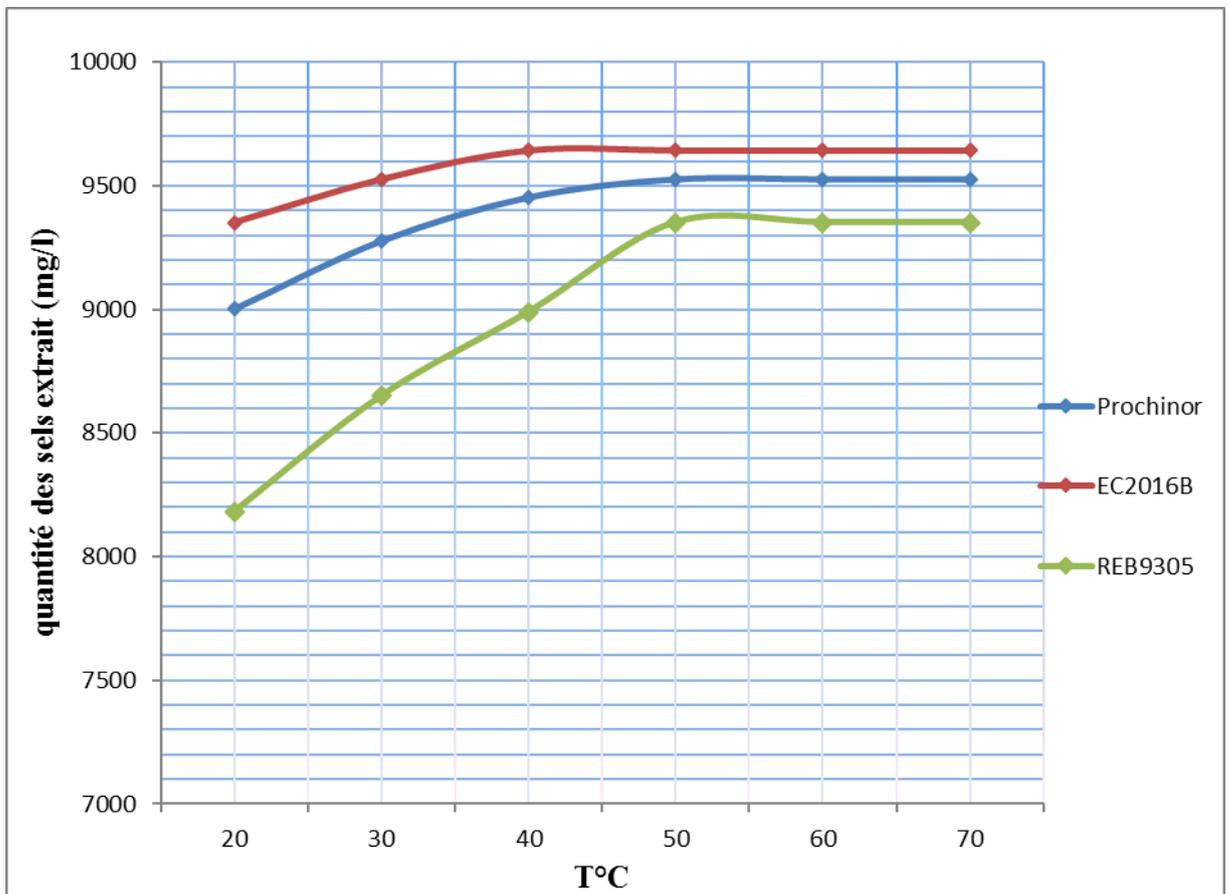


Figure 0.8: Influence de la température sur la quantité de sels extraits

### **Interprétation des résultats**

D'après les résultats de l'effet de la température sur la quantité de sels extraits, on voit que tout en augmentant la température des essais, le volume de l'eau décantée augmente pour les trois désémulsifiants et même pour le blanc (brut sans tensioactif) :

Pour les trois (03) désémulsifiants on remarque que :

Pour le Prochinor2558, la salinité de l'eau décantée à la température 20°C est 9001 mg/l par contre à la température 50°C la salinité est 9525 mg/l.

Pour le produit NALCO EC 2016B, la salinité de l'eau décantée à la température 20°C est 9352 mg/l par contre à la température 40°C la salinité est 9644 mg/l.

Pour le Produit REB09305, la salinité de l'eau décantée à la température 20°C est 8183mg/l par contre à la température 50 °C la salinité est 9352 mg/l.

Donc on remarque que la température a un effet important pour le dessalage des huiles.

## CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Compte tenu des résultats obtenus on peut conclure :

A faible concentration, tous les produits montrent une action lente et qui devient rapide à forte concentration.

La quantité de sels n'est pas proportionnelle à la quantité d'eau séparée.

Les tests effectués sur les trois (03) désémulsifiants (Prochinor2558, NALCO EC2016B et REB 09305), ont montrés que :

NALCO EC2016B est le meilleur produit, parce que avec ce produit nous avons obtenu une bonne séparation huile-eau et surtout une bonne qualité de l'eau récupérée à 60 ppm, aussi la durée de décantation était plus rapide comparativement aux autres produits. De ce fait seul le produit NALCO EC2016 B peut être utilisé si on veut réduire la salinité à des valeurs faibles (le taux d'extraction de sels est de 95%).

La température est aussi considérée comme un facteur important pour l'opération de dessalage du brut.

Afin de mieux affiner cette étude nous recommandons la réalisation d'autres essais afin de vérifier si ces produits peuvent agir et donner des résultats intéressants à des temps plus courts (moins de minutes) et de déterminer par la même occasion si la quantité de sels extraite est aussi importante.

Afin d'améliorer la qualité du brut CINA, nous leur recommandons à la lumière de cette étude, de procéder au changement du désémulsifiant actuellement injecté (prochinor2558) par le NALCO EC2016B, grâce à son meilleur résultat qualitativement et quantitativement en terme d'eau récupérée et de pétrole brut traité aussi pour gagner sur le temps de séparation et le taux d'injection de désémulsifiant. Des essais à l'échelle pilote doivent se faire pour justifier le bon choix.

## BIBLIOGRAPHIE

- [01] : Manuel de l'unité CINA .
- [02] : Olivier Doumeix, Operations unitaires en génie biologique, les émulsions, cndp- crdp, p (10-17).
- [03] : Salager, J. L. Dans Pharmaceutical émulsions and suspensions; Nieulloud, F.; Marti- Mestres, G.: New York, 2000a; pp. 19-72
- [04] : Livre totale équipement dessaleur Manuel de formation cours exp-pr-eq090 révision 0.1 . p (02-29).
- [05] : JP. WAUQUIER. Dessalage de pétrole brut champ de production ; édition 1998 P (76-89)
- [06] : Brahim Dorban. Etude et optimisation des dessaleurs électrostatiques. (MAGISTER)
- [07] : S.SALHI mémoire de fin d'étude ; Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement cpf au niveau d'ourhoud.

# ANNEXE

## Annexe A : Fiche de Données de Sécurité \_ Prochinor2558

### 1. Identification du produit et de la société

Nom du produit : PROCHINOR 2558

Code du produit : 945509

Type de produit ou utilisation: agent désémulsifiants

Fournisseur: Fabricant

Nom: CECA SA

Direction Tensio-Actif et Agents d'interface

Département additifs production pétrolière et gazière

### 2. Composition / information sur les composants

Nature chimique: préparation à base de dérivés non ioniques en solution dans un solvant aromatique.

### 3. Identification des dangers

Effets néfastes pour la santé: peut provoquer une atteinte des poumons en cas d'ingestion.

Dangers physiques et chimiques: risque d'inflammation

Risques spécifiques: Brulures thermiques possibles par contact à chaud.

Classification du produit:

Nocif

Dangereux pour l'environnement

Mesure de lutte contre l'incendie

Point d'éclaire : 65°C

✓ Moyens d'extinction :

- Appropriés : mousse, dioxyde de carbone, poudre chimique
- Protection des intervenants : port d'un masque respiratoire autonome.
- Autre informations : Refroidir à l'eau les récipients de stockage à proximité de l'incendie.

### **3.1. Protection individuelle**

Protections des mains : gants imperméable.

Protection des yeux : appareil de protection des yeux et du visage

Protection de la peau et du corps ;

Vêtement de protection approprié.

Mesure d'hygiène:

Enlever immédiatement tous vêtements souillés ou éclaboussés. Les soumettre à un lavage particulier.

Laver sans délai toute partie du corps atteinte.

Se laver fréquemment à l'eau et aux savons détergents agréés.

Ne pas s'essuyer les mains avec des chiffons qui ont servi au nettoyage.

### **3.2. Propriétés physiques et chimiques**

Aspect : Etat physique: liquide

Couleur marron.

pH non applicable.

Température caractéristique

Température de solidification inférieure (-20 °C)

Point d'éclair : 65°C

Masse volumique : 925 – 965 kg/m<sup>3</sup> à 20°C

Solubilité dans l'eau dispensable.

### **3.3. Stabilité et réactivité :**

Stabilité : produits stable à la température usuelles de stockage (<60°C).

Réactions dangereuse : matières à éviter oxydant puissant.

Information toxicologique.

Toxicité aigue :

- Inhalation : A fortes concentration de vapeurs : maux de tête, somnolence.
- Ingestion : de par sa composition, doit être comme Nocif.

## **Annexe B : Fiche de Données de Sécurité du Produit NALCO EC2016B**

### **1. Identification du produit et de la compagnie**

Nom du produit : EC2016B

Application/usage : Agent de repture d'emulsion

Nom de la compagnie : NALCO EUROPE B.V Post bus 627 2300 AP Leiden, The Netherlands

### **2. Composition et information sur les composants**

Ce produit est classé dangereux selon la Directive 1999/45/EC.

Nom des substances dangereuses	N EINECS	SYMBOLE	PHRASES R	% MASSIQUE
Naphta aromatique lourd	265-198-5	Xn, N	R51/53, R65, R66, R67, Nota H	5-10
Hydrocarburealiphatique	265-150-3	Xn, N	R51/53, R65	30-60
Méthanol	200-659-6	F, T	R11, R23/24/25	5-10
Xylène	215-553-7	Xn	R10, R20/21, R38 Nota C	1-5
Naphtalène	202-049-5	Xn, N	R22, R50/53	1-5
Ethybenzène	202-849-4	F, Xn	R11, R20	1-5
1,24- trimethylbenzène	202-436-9	Xn, N	R10,R20,R36/37/38 R51/53	0,1-1

### **3. Identification des dangers**

Très inflammable. Nocif en cas d'inhalation, de contact avec la peau et d'ingestion. Effet cancérogène suspecté.

**RISQUE AIGUES POUR LA SANTE HUMAINE :**

**INHALATION :**

En cas d'exposition répétée ou prolongée, risque d'irritation des voies respiratoires

**CONTACT AVEC LES YEUX :**

Risque d'irritation en cas de contact prolongé.

**INGESTION :**

Voie d'exposition peu probable. Peut provoquer des nausées et des vomissements. Risque de pneumonie chimique en cas d'aspiration dans les poumons après une ingestion . Risque de dépression du système nerveux central. Nocif en cas d'ingestion. Peut rendre aveugle.

**DANGER POUR L'ENVIRONNEMENT**

Tenir loin des cours d'eau. Ce produit peut présenter un risque s'il est libéré dans l'écosystème aquatique.

Risques physiques et chimiques : Très inflammable.

#### **4. Protection individuelle**

Le port de lunettes de sécurité avec protection latérales et des vêtements protégeant le corps (jambes, bras..). Lors de la manipulation de ce produit le port de gants à manchettes est recommandé.

Conseils d'hygiène

S'assurer de la présence d'une douche oculaire. S'assurer de la présence d'une douche de sécurité. Si les vêtements sont souillés les retirer et laver à fond les parties atteintes. Laver en machine les vêtements souillés, avant de les réutiliser.

#### **5. Propriétés physiques et chimiques**

Etat physique : Liquide

Aspect : Transparent trouble ambré

Odeur : Aromatique

Point éclair : 10 °C Couper fermée pensky-Martens

Densité : 0,95 (15,5 °C)

Solubilité dans l'eau : Insoluble

Viscosité : 88 cst (15 °C)

Point de fusion : ASTM D-97 -31,6 °C

#### **6. Stabilité et réactivité**

Stabilité chimique : Stable dans des conditions normales

Polymérisation dangereuse : Il ne se produira pas de polymérisation dangereuse

Condition à éviter : Chaleur et les sources d'ignition, y compris les décharges d'électricité statique

Matières à éviter : le contact avec des oxydants forts (p. ex. Chlore, peroxydes, chromates, acide nitrique, permanganate....etc.) Peut provoquer un dégagement de chaleur, une explosion ou un dégagement de gaz toxiques.

Produits de décomposition dangereux : en cas d'incendie : oxydes de carbone

#### **7. Informations Toxicologiques**

Aucune étude toxicologique n'a été effectuée pour ce produit.

Sensibilisation : ce produit n'est pas supposé être un sensibilisant.

Cancérogénicité : Ce produit contient l'éthylbenzène. Le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC) a évalué l'éthylbenzène et a déterminé qu'il est un cancérogène possible pour les humains (Groupe 2B) basé sur des preuves suffisantes chez les animaux

de laboratoires et inadéquates chez les humains. Ce produit contient le naphthalène. Le (CIRC) a évalué le naphthalène et a déterminé qu'il est un cancérigène possible pour les humains (Groupe 2B) basé sur des preuves suffisantes chez les animaux de laboratoire et inadéquates chez les humains.

## Annexe C : Fiche de Données de Sécurité \_ REB-09305

### 1. Product and company identification

Product name: REB-09305

Supplier: Baker Petrolite

Material Uses : Spécial : Demulsifier

### 2. Composition/information on ingredients

NAM	CAS No	CONTENT (%)
Petroleumnaphtha	68990-35-2	30-60
Ethylbenzene	100-41-4	10-30
Alkoxylated amine	Trade secret	5-10
Heavy aromaticnaphtha	64742-94-5	5-10
Isopropanol	67-63-0	1-5
Xylene	1330-20-7	1-5
Naphthalene	91-20-3	1-5
Cumene	98-82-8	0,1-1

### 3. Identification des dangers

Irritating to respiratory system and skin. Toxic to aquatic organisms, may cause long-term adverse effects in the aquatic environment.

### 4. Protection individual

Process conditions: Use engineering controls to reduce air contamination to permissible exposure level.

Ventilation: Provide adequate general and local exhaust ventilation.

Respirators: Use chemical cartridge protection with appropriate cartridge. CCROV, CCR with organic vapor cartridge.

Protective gloves: Use protective gloves made of: Neoprene, nitrile, polyethylene or PVC.

Eye protection: Wear approved chemical safety goggles where eye exposure is reasonably probable.

Other protection: Wear appropriate clothing to prevent repeated or prolonged skin contact.

Hygienic work practices: Wash at the end of each work shift and before eating, smoking and using the toilet. Wash promptly with soap & water if skin becomes contaminated.

Promptly remove any clothing that becomes contaminated.

## **5. Physical and chemical properties**

Physical state: liquid. (Clear)

Flash point: closed cup: 29.4°C

Color: yellow to amber. (Light)

Odor: aromatic hydrocarbon.

Relative density: 0.925 (15.6°C)

Density: 7.71 (lbs/gal)

Vapordensity: supérieur à 1 (air = 1)

Pour point :< - 40°C

Melt. /Freez. Point (°C, interval) : < -30

Density/specific gravity (g/ml): 0.93 - 1.00 Temperature (°C): 16

Viscosity (interval): Approx. 35 cst Temperature (°C): 38

Solubility description: Immiscible with water. Soluble in: Aromatic hydrocarbons.

## **6. Stability and Reactivity**

Stability: the product is stable.

Possibility of hazardous reactions: under normal conditions of storage and use, hazardous reactions will not occur.

Conditions to avoid: avoid all sources of ignition, do not allow vapor to accumulate in low or confined areas.

Materials to avoid: reactive or incompatible with the following materials: oxidizing materials and acids. Isopropanol is incompatible with acryladehyde, aluuminium powder, and potassium tert-butoxide.

Hazardous polymerization: Will not polymerize.

Conditions of reactivity: Highly flammable in the presence of the following materials or conditions: openflames, sparks and static discharge and heat.

## **7. Toxicological information**

Inhalation: Exposure may result in eye, nose and respiratory irritation, and may produce nausea, headache and dizziness.

Ingestion: May cause gastrointestinal distress with nausea, vomiting and diarrhea.

Skin: Brief, intermittent skin contact may cause moderate to severe irritation resulting in skin rashes.

**Eyes: Contact with eyes may cause moderate to severe irritation.**

## **Annexe D : NORMES ET METHODES UTILISES**

### **Normes d'échantillonnages de pétrole brut :**

- ISO 3170: Petroleum liquids - manual sampling (CINA)

### **Normes d'analyses au laboratoire :**

- Teneur en Eau et sédiments BSW en %v : Norme ASTM D1796-68.
- La Salinité : Norme NFT 90-014 (Méthode de Mohr).



FIG-IV-10 : influence de la dose du désémulsifiant sur le volume d'eau décantée



FIG-IV-11 : Centrifuge pour la mesure des teneurs en eau et sédiments BSW (%v) du brut

Récupéré.