



Département de Technologie Chimique Industrielle

Rapport de Soutenance

En vue de l'obtention du diplôme

De Licence Professionnalisant en :

Génie chimique

Thème

Etude comparative de l'efficacité de deux
désémulsifiants au niveau de l'unité CINA HMD

Réalisé par :

- Mr GHELISSI Mohamed islam

Encadré par :

- Pr. ABDELBAKI Noureddine

Dédicace

*Je voudrais dédier ce modeste travail,
À mes très chers parents qui m'ont tant soutenu et encouragé dans
toute ma vie.*

À mes sœurs et mes frères Khaled, Djamel Eddine et Oussama.

À tout ma famille du grand au petit.

À Sonatrach DLAB/CINA et toute l'équipe.

*Et tous qui me sont chers et que j'ai oublié de les citer
involontairement.*

Mohamed islam

Remerciements

*Avant tout nous tenons à remercier notre Dieu le tout puissant de nous
avoir donné la foi, la force et le courage.*

*On tient à exprimer notre reconnaissance envers le professeur
ABDEDLBAKI Noureddine, pour nous avoir aidée, conseillée et
guidée dans notre travail*

On remercie aussi les membres du CINA

*Notre sincère gratitude à tous nos professeurs qui nous ont permis
d'acquérir ce niveau d'instruction*

Mohamed islam

Résumé

Nous tenons dans ce travail une étude comparative entre deux désémulsifiants et avant de faire l'étude comparative on va déterminer la dose optimale de chaque désémulsifiant et la durée de la décantation, et on va voir l'influence des conditions de travail au laboratoire au complexe industrielle nord CINA pour avoir une meilleure séparation huile-eau, pour avoir une bonne qualité de brut expédition et éviter la corrosion des équipements par les sels corrosifs au niveau l'unité CINA.

Mots Clés : dessalage, pétrole brut, émulsion, traitement, sels.

Abstract

We have in this work a comparative study between two demulsifiers, and before conducting the comparative study we will determine the optimal dose for each demulsifier and the stability period, and we will see the effect of the working conditions in the northern industrial complex of CINA on better oil-water separation, to obtain a good quality of raw shipping and to avoid Corrosion equipment by corrosive salts at the level of the CINA crude oil treatment unit.

Keywords : Desalting, crude oil, emulsion, treatment, salts.

ملخص

لدينا في هذا العمل دراسة مقارنة بين اثنين من مزيلات المستحلب، وقبل إجراء الدراسة المقارنة سنحدد الجرعة المثلى لكل مزيل مستحلب وفترة الاستقرار، وسنرى تأثير ظروف العمل في مجمع الصناعي الشمالي سينا على فصل الزيت عن الماء بشكل أفضل، للحصول على نوعية جيدة من الشحن الخام ولتجنب معدات التآكل بواسطة الأملاح المسببة للتآكل على مستوى وحدة علاج النفط الخام سينا.

Liste des abréviations

HMD : Hassi Messaoud

API : American petroleum institut

TVR : Tension de Vapeur REID.

BSW : Teneur en eau et sédiments (Bottom Sediment&Water) (v en %).

HEH : HAOUD EL HAMRA.

BP : Séparateur Basse pression.

MP : Séparateur Moyenne pression.

HP : Séparateur Haute pression.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfiés.

USS : Unité de Stripping et Stabilisation.

UP1 : Unité de séparation.

CINA : Centre industriel NAILI ABDELHALIM.

Ppm : Partie par million.

E : Eau.

H : Huile.

P : Prochinor2558.

N : NALCO EC 2016B.

Lite des figures

| | |
|--|-------------------------------------|
| Figure 1: Le schéma simplifié de l'unité de traitement Nord [3]. | 7 |
| Figure 2: Le schéma simplifié de l'unité UP1. | 8 |
| Figure 3: Schemas de Stripping (USS). | 10 |
| Figure 4: Schémas de Section stabilisation (USS). | 11 |
| Figure 5: Emulsion et composition. | 13 |
| Figure 6: Les différents types d'émulsions. | 13 |
| Figure 7: La molécule du désémulsifiant. | 16 |
| Figure 8: Présente dégradation des émulsions. | 17 |
| Figure 9: Dessaleur électrostatique. | 20 |
| Figure 10: Centrifugeuse. | 24 |
| Figure 11: La lecture de BSW en tube centrifugation. | 25 |
| Figure 12: Résultat de la BSW. | 25 |
| Figure 13: Titracteur (burette automatique). | 26 |
| Figure 14: Les étapes de décantation eau & huile. | 27 |
| Figure 15: Dissociation du sel dans le brut. | 27 |
| Figure 16: Phénomènes de solvatation. | 28 |
| Figure 17: Influence de la concentration du Prochinor2558 sur la salinité du brut récupéré... | 30 |
| Figure 18: Influence de la concentration du Prochinor2558 sur le volume d'eau décanté. | 30 |
| Figure 19: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur le volume d'eau décantée. | 32 |
| Figure 20: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur la salinité du brut récupéré. | Error! Bookmark not defined. |
| Figure 21: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps. | 33 |
| Figure 22: Influence de la température sur le volume d'eau décantée..... | 36 |
| Figure 23: Influence de la température sur la quantité de sels extraits. | 37 |

Liste de tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau 1: les spécifications sur les produits [3]. | 5 |
| Tableau 2: type et quantité des produits de l'unité CINA [3]. | 6 |
| Tableau 3: Résultats de l'optimisation du dosage avec Prochinor2558 à T= 24°C. | 29 |
| Tableau 4: Résultats de l'optimisation du dosage avec NALCO EC2016B à T= 24°C. | 31 |
| Tableau 5: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps de séjour à T= 24°C. | 33 |
| Tableau 6: Influence de la température sur la séparation huile-eau pour le blanc. | 35 |
| Tableau 7: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour le prochinor2558. | 35 |
| Tableau 8: Influence de la température sur la séparation huile-eau à la dose optimale pour NALCO EC2016B. | 36 |
| Tableau 9: Effet de la température sur la quantité de sels extrait pour les (02) démulsiants à la dose optimale. | 37 |

Sommaire

| | |
|----------------------------|---|
| Résumé | |
| Liste des abréviations | |
| Liste des figures | |
| Liste de tableaux | |
| Introduction Générale..... | 1 |

Partie théorique

Chapitre I Généralité sur le pétrole brut

| | |
|---|---|
| I. Le pétrole..... | 2 |
| I.1. Définition du pétrole..... | 2 |
| I.2. Formation du pétrole..... | 2 |
| I.3. Composition du pétrole brut :..... | 2 |

Chapitre II Présentation de l'unité CINA

| | |
|---|----|
| II. Présentation du CINA..... | 5 |
| II.1. Introduction..... | 5 |
| II.2. Description du centre CINA..... | 5 |
| II.3. Description de l'unité traitement Nord..... | 7 |
| II.4. Laboratoire huile et gaz (CINA)..... | 12 |

Chapitre III Généralité sur l'émulsion et le dessalage du pétrole brut

| | |
|---|----|
| III. Généralité sur l'émulsion et le dessalage du pétrole brut..... | 13 |
| III.1. L'émulsion..... | 13 |
| III.2. Désémulsification..... | 14 |
| III.3. Généralité sur les sels..... | 17 |
| III.4. Le dessalage de pétrole brut..... | 18 |
| III.5. Description de la section dessalage..... | 21 |

Partie Pratique

Chapitre IV Analyses et Expérience

| | | |
|-------|---|----|
| IV. | Analyses et Expériences..... | 22 |
| IV.1. | Introduction | 22 |
| IV.2. | Procédure du travail | 22 |
| IV.3. | But de travail | 22 |
| IV.4. | Choix de l'émulsion à traiter | 22 |
| IV.5. | Détermination de la dose optimale des désémulsifiants | 23 |
| IV.6. | La BSW..... | 24 |
| IV.7. | La salinité de brut | 25 |

Chapitre V Résultats et discussions

| | | |
|------|--|----|
| V. | Résultats et discussions..... | 29 |
| V.1. | Optimisation du dosage..... | 29 |
| V.2. | Influence du temps de séjour (durée de décantation) sur la séparation huile-eau..... | 33 |
| V.3. | Influence de la température sur l'effet des desémulsifiant | 34 |
| | Conclusion générale | 38 |

Références bibliographies

Annexe

Introduction Générale

Le pétrole brut peut se trouver, dans le réservoir, associé au gaz et à l'eau de formation saline. Il se trouve que la présence d'eau dans le pétrole est indésirable. Cependant une certaine quantité d'eau salée reste en suspension dans le pétrole brut sous forme d'émulsion en quantité variable selon l'origine de brut, le sel peut durant la distillation en donnant du chlorure d'hydrogène être la cause de corrosion importantes dans l'unité industrielle et s'avérer nuisible lors de l'utilisation des produits pétroliers la séparation de ces deux phases s'avère donc nécessaire. Diverses méthodes existent pour séparer deux phases liquides émulsionnées, mais dans le cas de la production de pétrole c'est la méthode dite « chimique » qui s'avère la plus efficace. On peut dire que la séparation des émulsions pétrolières a quelque chose de « Magique », dans la mesure où, on a utilisé des additifs désémulsifiants en très petites quantités.

Notre travail est divisé en Deux parties principales : une partie théorique ou bien bibliographique et l'autre pratique.

La Partie bibliographique qui comporte des Généralités sur le pétrole brut, les sels et des notions sur les émulsions et le dessalage.

Partie expérimentale : Etude comparative de l'efficacité de deux différents désémulsifiants le P et le N pour choisir le désémulsifiant le plus approprié en terme de concentration optimale, de temps de décantation, la qualité de brut et de l'eau récupérée.

Nous terminons notre travail avec une conclusion générale où nous comparons les résultats trouvés en précisant le meilleur désémulsifiant.

Partie théorique

Chapitre I Généralité sur le pétrole brut

I. Le pétrole

I.1. Définition du pétrole

Le pétrole brut, liquide d'origine fossile, est composé d'un mélange d'hydrocarbures présents dans certaines strates rocheuses. Il peut être extrait et raffiné pour produire des combustibles comme l'essence, le kérosène, le diesel, etc.....

Le mot pétrole vient du latin « Petra oléum », Petra : la pierre ; oléum : huile, autrement dit « l'huile de pierre ». [1]

I.2. Formation du pétrole

Le pétrole résulte de la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certaines roches « roches mères ». Ce sont des restes fossilisés de végétaux aquatiques ou terrestres et de bactéries s'accumulant au fond des océans, des lacs ou dans les deltas appelés "kérogène". Ces résidus organiques sont préservés dans des environnements où les eaux sont dépourvues d'oxygène, se mêlant ainsi aux sédiments minéraux pour former la roche mère. Pendant des dizaines de millions d'années, de nouveaux sédiments vont se continuer à s'accumuler, entraînant la roche mère à de grandes profondeurs se situant généralement entre 2500 et 5000 m. Sous l'action des hautes températures, le kérogène se transforme (craquage thermique) en pétrole liquide accompagné de gaz. A plus de 5000m, le pétrole "craque" à son tour est se transforme en gaz. [2]

I.3. Composition du pétrole brut :

Les éléments essentiels composant le pétrole sont le carbone (83 à 87%) et l'hydrogène (11 à 14%) qui forment les divers groupements d'hydrocarbures.

Parmi les composants du pétrole, on compte également des composés d'oxygène, de soufre et d'azote (au total jusqu'à 6 ou 7%).

On a pu constater la présence dans les cendres du pétrole, de chlore, phosphate, silicium et des métaux tels que : K, Na, Ca, Fe, Ni...etc.

Les hydrocarbures contenus dans le pétrole appartiennent aux quatre classes des hydrocarbures ci-après [3].

I.3.1. Les hydrocarbures paraffiniques « Alcanes » :

Ces hydrocarbures sont saturés ayant la formule générale « C_nH_{2n+2} » ; la teneur de ces hydrocarbures dans le pétrole brut est variable.

Si cette teneur supérieure ou égale à 50%, on dit que le pétrole est paraffinique, on distingue :

- Les paraffines gazeuses ;
- Les paraffines liquides ;
- Les paraffines solides.

I.3.2. Hydrocarbures naphténiques « Cyclanes » :

Ce sont des hydrocarbures cycliques saturés ayant la formule générale C_nH_{2n} , ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de dérivés du cyclohexane et cyclopentane, ils sont divisés en naphténiques monocycliques, bicyclique, polycycliques. Si la teneur est environ 50% dans le pétrole, on dit qu'il est naphténiq.ue.

I.3.3. Hydrocarbures aromatiques :


Ce sont des hydrocarbures cycliques non saturés de formule générale « C_nH_{2n-6} », ces hydrocarbures sont présentés dans le pétrole sous forme de (benzène, toluène, xylène) et leurs dérivés, Si la teneur de ces hydrocarbures est d'environ 35% dans le pétrole, on dit qu'il est aromatique.

I.3.4. Hydrocarbures insaturés (oléfines) :

Le pétrole ne contient pratiquement pas d'hydrocarbures insaturés ; ils sont surtout produits par le traitement des produits pétroliers dans les procédés thermiques et thermo catalytiques.

I.3.5. Autres composés présents dans le pétrole brut

❖ Composés oxygénés :

Ces composés sont représentés dans le pétrole sous forme de phénol et des acides naphténiques  CH_2-COOH , $R-COOH$. Leur teneur dans le pétrole est faible (1 ÷ 2%).

❖ Composés azotés :

Ce sont des composés hétérocycliques contenant l'élément d'azote, leur teneur dans le pétrole est d'environ 2,5%.

❖ Substances résineuses et asphaltiques :

Ces substances sont présentées dans le pétrole sous forme d'un mélange très complexe de composés hétérocycliques à noyau contenant le soufre, l'azote, l'oxygène et les métaux, leur teneur varie entre (10 et 20%).

❖ Substances minérales :

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

Chapitre II Présentation de l'unité CINA

II. Présentation du CINA

II.1. Introduction

Le gisement pétrolier de Hassi-Messaoud d'une superficie de 2500 Km² est subdivisé géographiquement en deux zones nord et sud.

Cette répartition remontant à 1956 lors de la découverte et 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 [3].

Au départ ces centres regroupaient uniquement des installations de séparation, de traitement, de stockage et 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.

II.2. Description 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.[3].

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 1: les spécifications sur les produits [3].

| GRANDEURS | VALEUR |
|------------------|-----------------|
| Densité | 0,7949<d>0,8082 |
| TVR | <0,75bars |
| SALINITE | < 40 mg/l |

BSW

< 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 [3].

Le traitement est réalisé en quatre (04) étages :

- 1^{er} étage constitué par la séparatrice haute pression (HP)
- 2^{ème} étage constitué par la séparatrice moyenne pression (MP)
- 3^{ème} étage constitué par l'unité de stripping et de stabilisation (U.S.S 1)
- 4^{ème} étage constitué par les séparateurs BP.

Le service traitement se compose des unités suivantes :

- Unité de séparation UP1 (zone séparation, pomperie d'expédition et stockage).
- Unité de stabilisation et stripping (USS1).
 - Unité de compression de gaz 3/4^{ème} étage A.
 - Unité de compression de gaz 3/4^{ème} étage B.
 - Unité de traitement des eaux huileuses API.

a- Capacité de l'unité

L'unité est conçue pour traiter 36000 T/J de brut et actuellement uniquement 24000 T/J.

b- Capacité de production

L'unité permet d'obtenir les produits suivants :

Tableau 2: type et quantité des produits de l'unité CINA [3].

| Produits | Quantité |
|---|-----------------------------|
| Brut conforme aux spécifications | 24000 t /j |
| Gaz haute pression | 4000 103 SM ³ /j |
| Gaz moyenne pression | 1900 103 SM ³ /j |
| Gaz 3^{ème} et 4^{ème} étage | 800 103 SM ³ /j |

II.3. Description de l'unité traitement Nord

L'unité de traitement nord est constituée de deux unités principales :

- Unité de production (UP) ;
- Unité de séparation et de stripping (USS).

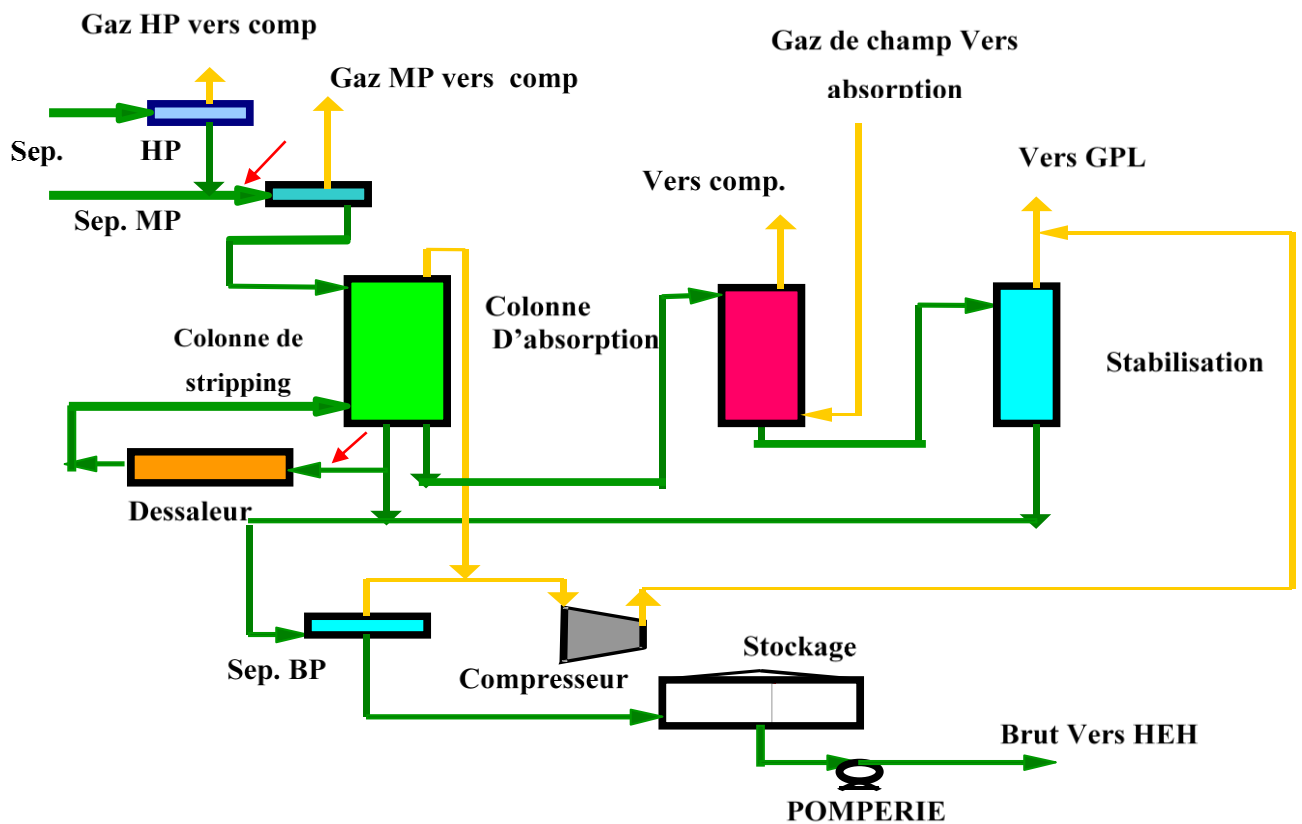


Figure 1: Le schéma simplifié de l'unité de traitement Nord [3].

II.3.1. Unité de séparation (UP)

Cette unité reçoit tout le brut des puits et champs Nord après un pré-traitement dans des unités satellites sur champ. Le brut est reçu dans un collecteur « manifold » ; sur lignes hautes et moyennes pression.

Le brut sera conduit vers les séparateurs MP et HP pour le traitement ultérieur ; La (figure 2) donne une vue générale sur la première et la deuxième phase de traitement. Un

séparateur est un réservoir qui travaille à une pression constante, régler par un Système de vanne installé sur les sorties (partie huile et partie gaz).

Le rôle d'un séparateur est d'arracher le gaz soluble dans l'huile par l'effet de la détente après vaporisation dans le tubing et les réseaux de collecte. Le séparateur retient les gouttelettes d'eau entraînées avec le brut par le phénomène de décantation, basé sur la différence des densités [4].

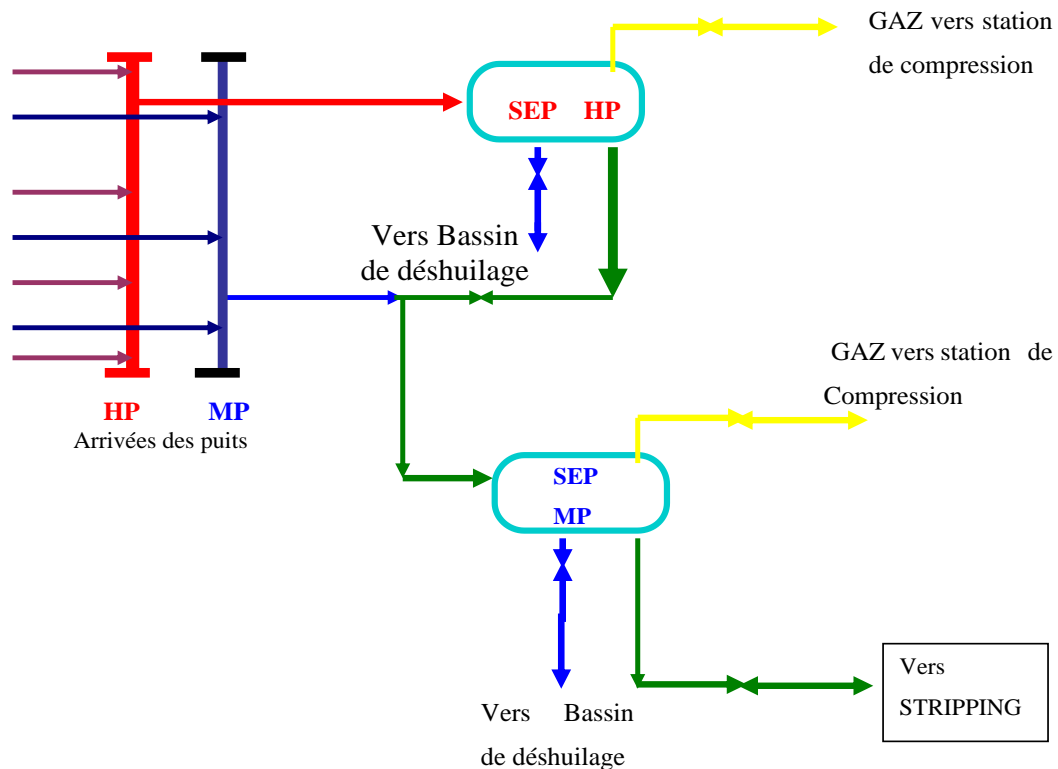


Figure 2: Le schéma simplifié de l'unité UP1.

II.3.2. Stockage

Le stockage du brut se fait dans des réservoirs à toit fixe et flottant. Les bacs E, F et G ont une capacité de stockage de 16000m³ (toit fixe). Les bacs : A, B, C et D ont une capacité de 8000m³ (toit flottant en instance de réception) qui sont destinés à l'expédition vers Haoud –el- Hamra (H.E.H)

Les bacs T1 et T2 ont une capacité de 800m³ de brut chacun, destinés actuellement pour les travaux sur puits.

II.3.2.1. Pomperies d'expédition

Pour assurer l'expédition ; nous avons deux pomperies

Une ancienne pomperie à une capacité de 22000T/j.

Une nouvelle pomperie avec une capacité de 36000T/j [3].

II.3.3. Unité de stabilisation et stripping (USS)

Cette unité assure la troisième phase de traitement ; elle se compose de 3 sections :

II.3.3.1. Section stripping

Cette section comprend une colonne DA2601, un four BA2601 et d'autres équipements tels que les échangeurs de chaleur, les pompes de reprise et des refroidisseurs humidifiés EC2604, avec des aéro-refrérigants EC 2603 et EC2605.

II.3.3.2. Section absorption

Cette section comprend une colonne d'absorption DA2603, un ballon de garde FA2602, une batterie d'échangeurs de chaleur, les pompes de reprise GA2605 et la boucle de propane qui assure le refroidissement de l'huile pauvre et du gaz de champ à une température de 15 °C. La boucle de propane comprend un compresseur entraîné par une turbine à gaz, un ballon économiseur de propane des évaporateurs EA2606A/B, EA2607A/B et d'un

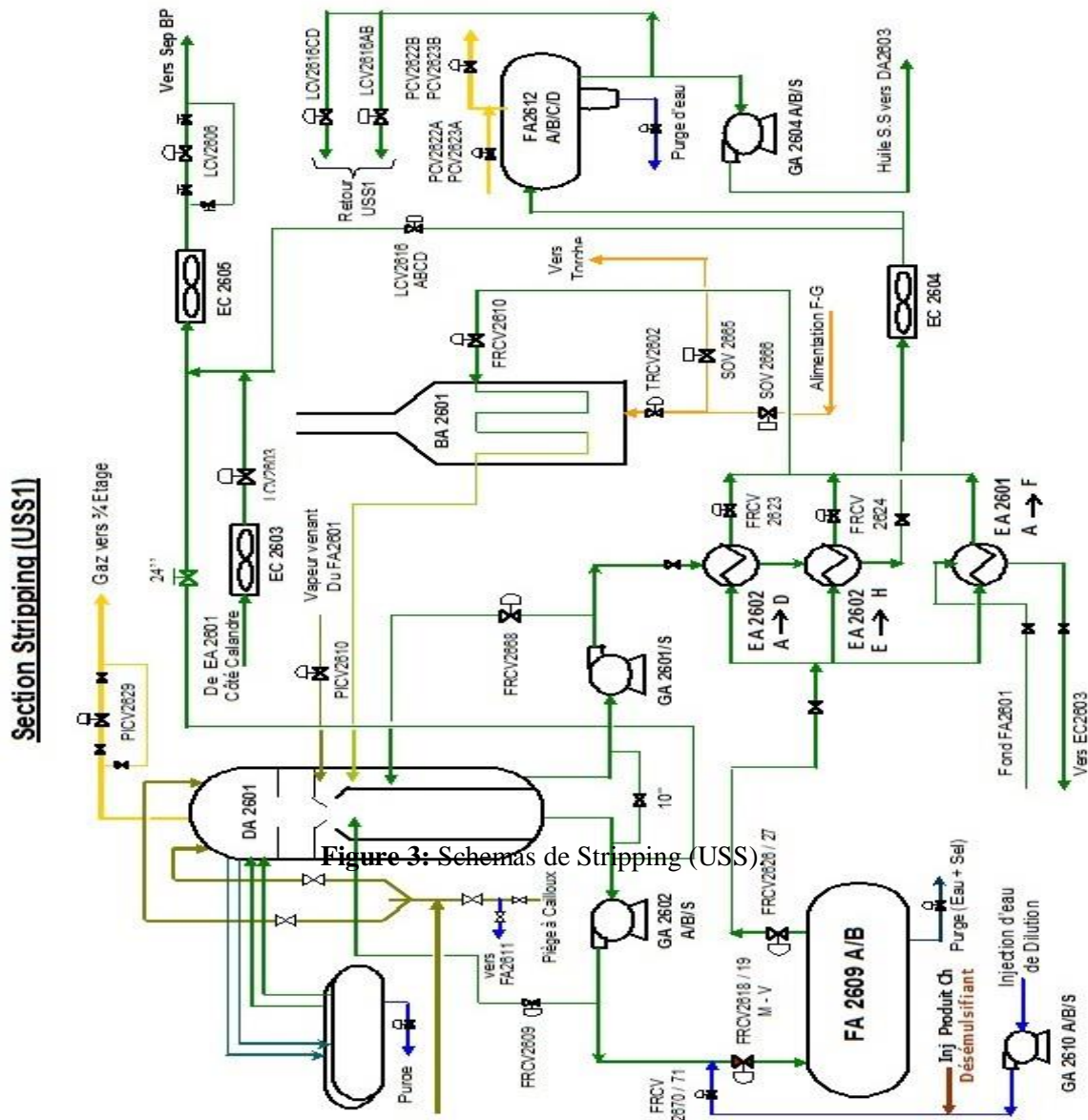


Figure 3: Schemas de Stripping (USS)

aéroréfrigérant EC 2609 [4].

II.3.3.3. Section stabilisation

Cette section reçoit une huile riche du ballon FA2602 qui est aspirée et par la pompe GA2605 et refoulée vers tête de la colonne DA2602, Cette alimentation joue aussi le rôle d'un reflux de tête.

Cette section comprend des échangeurs de chaleur EA2601, d'aéroréfrigérant EC2603, un ballon de flash FA2601, des pompes de reprises GA2603 [4].

II.3.4. Unité de compression 3eme et 4eme étage

Vue la quantité importante du gaz au niveau de la DA2601 et des séparateurs basses pressions ; il est indispensable d'installer une unité pour récupérer cette quantité de gaz, dont le but principal de valoriser cette coupe et éviter la pollution de l'environnement.

Le gaz récupéré dans cette unité est envoyé vers l'unité GPL pour un traitement ultérieur.

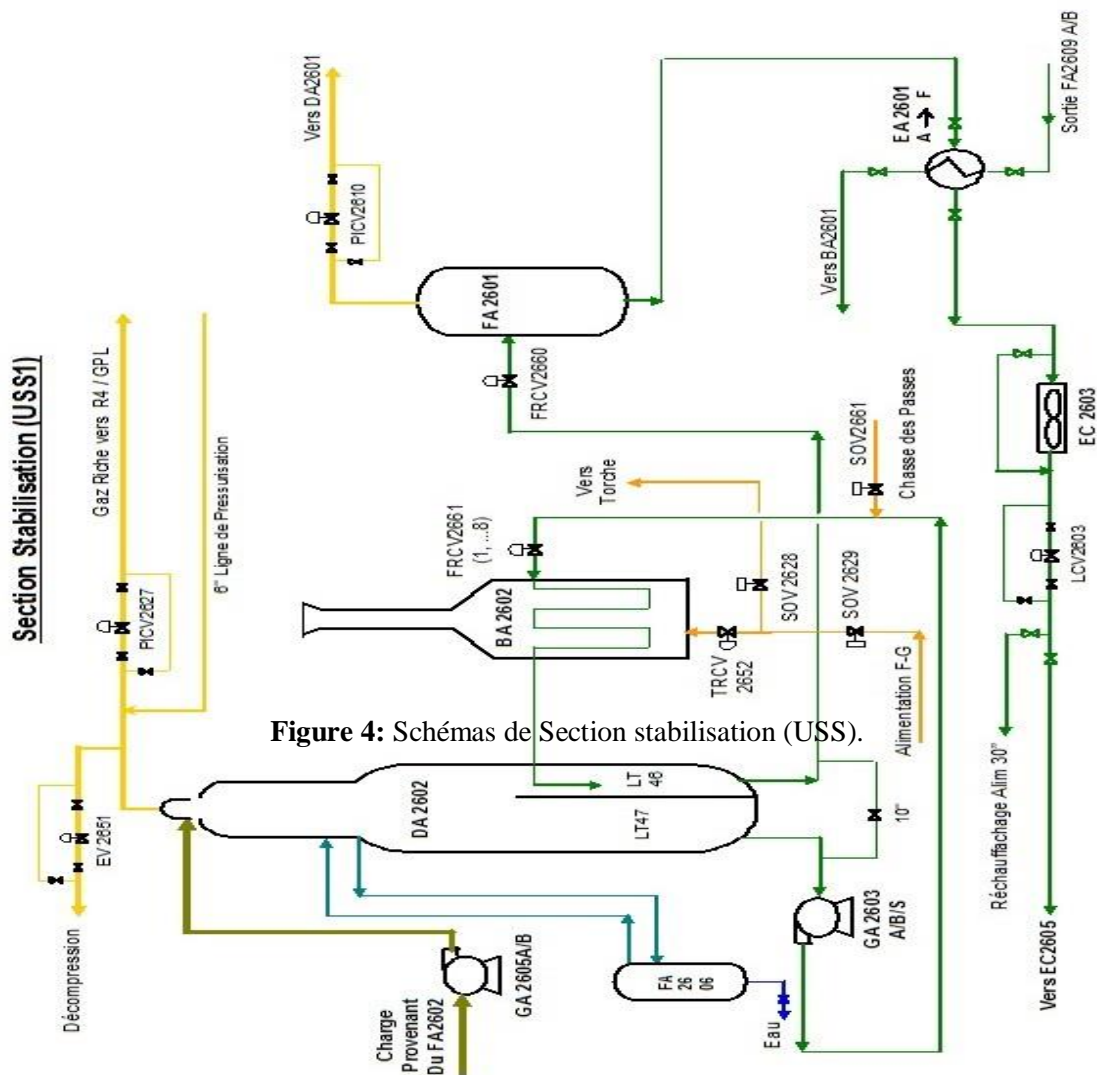


Figure 4: Schémas de Section stabilisation (USS).

Description de l'unité

Le gaz en provenance de la DA 2601 et les séparateurs BP est récupéré dans un ballon FA2300 ; le moto-compresseur GA2300 aspire le gaz et le refoule à travers l'aéroréfrigérant EC 2300A/B pour le refroidir.

Après ce refroidissement le gaz subit une détente dans le ballon FA2302 pour récupérer le condensât et l'envoyé avec le brut à l'entrée des séparateurs BP. Les incondensables sont envoyés vers l'unité GPL [3].

II.4. Laboratoire huile et gaz (CINA)

II.4.1. Importance du laboratoire

Le laboratoire représente le fruit de l'efficacité de n'importe quel complexe du fait qu'il est le jugement de la qualité des produits traités durant le procédé. Il veille au bon déroulement des unités de traitement de matière première et analyse des produits finis pour être commercialisés soit à l'intérieur du pays et même pour l'exportation [4].

II.4.2. Rôle de laboratoire

Le laboratoire est un des éléments essentiels dans le suivi et le contrôle des traitements.

Le rôle d'un laboratoire de contrôle de qualité consiste à effectuer des analyses des produits finis (brut et Gaz sec) et s'assurer qu'ils répondent aux normes et spécifications demandées.

Les résultats des analyses obtenues au laboratoire contribuent à l'élaboration des paramètres nécessaires à la bonne marche de l'usine et par conséquent l'obtention de la meilleure qualité des produits finis [4].

II.4.3. Procédure du travail dans le laboratoire

Au niveau de laboratoire les laborantins suivent ces étapes :

II.4.3.1. Echantillonnage :

Selon la norme ASTM D 4057, dans chaque unité (UP1, USS1) existe des points d'échantillonnage où les laborantins prélèvent leurs échantillons dans les capacités appropriées à chaque produit ;

II.4.3.2. Analyse :

Les laborantins suivent les modes opératoires dans les analyses des produits avec une grande précaution car ils manipulent des produits inflammables et dangereux capable de provoquer facilement des incendies ;

II.4.3.3. Enregistrement des résultats :

Les résultats obtenus sont comparés aux spécifications et enregistrés sur un registre et saisis sur un micro-ordinateur en précisant l'heure d'analyse, les résultats sont transmis à la salle de contrôle.

II.4.3.4. Analyses de spécification du Brut et du Gaz

Les analyses de spécification du brut et du gaz comportent les paramètres suivants :

- La densité : selon la norme : ASTM D 1298 ;
- Le BSW : selon la norme : ASTM D 4007 ;
- La Salinité : selon la norme ASTM D 4458;
- La TVR : selon la norme ASTM D –323 ;

II.4.4. Sécurité dans le laboratoire

La nature des travaux et les dangers particuliers dus à la manipulation des produits chimiques dans un laboratoire nécessitent un maximum d'attention et une méthodologie dans l'exécution afin d'éviter tout accident ou incident.

Et pour cela, on doit suivre des règles de sécurité et prendre connaissance des fiches FDS et des fiches toxicologiques des produits utilisés.

L'ensemble des travailleurs du laboratoire doivent être sensibilisés. Ils doivent utiliser leurs EPI (gants, blouses, lunettes, masques de protection et des chaussures de sécurité) pendant toute manipulation[4].

Chapitre III Généralité sur l'émulsion et le dessalage du pétrole brut

III. Généralité sur l'émulsion et le dessalage du pétrole brut

III.1. L'émulsion

III.1.1. Définition

On définit une émulsion comme mélange stable de deux liquides non miscibles et qui en fait dans les conditions normales, ne se mélangent pas. Physiquement, une émulsion se présente comme une dispersion très fine de gouttelettes dans une phase continue [07].

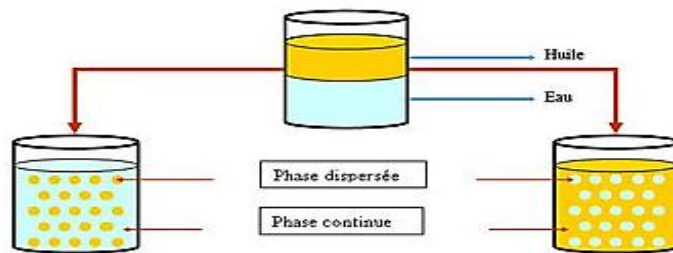
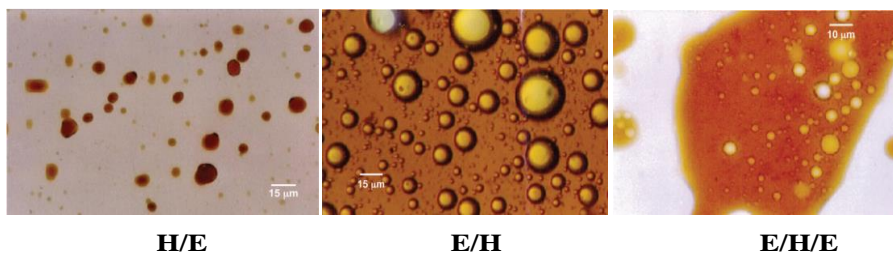


Figure5: Emulsion et composition.

III.1.2. Types d'émulsion

Les émulsions sont généralement constituées d'une phase aqueuse E, et d'une phase huileuse, H. Si la phase dispersée est la phase huileuse, l'émulsion est dite directe, de type huile dans eau et notée H/E, tandis que si la phase huileuse est la phase continue (ou phase externe) l'émulsion est inverse de type eau dans huile (E/H).

Il est possible aussi de trouver des morphologies plus complexes, comme le cas des émulsions doubles ou multiples. La phase dispersée est alors elle-même une émulsion. Par exemple, une émulsion de type E/H/E correspond à la dispersion de fines gouttelettes d'eau dans des gouttes d'huile, elles-mêmes dispersées dans une phase aqueuse continue. De manière analogue, il est possible d'avoir des émulsions d'huile dans eau dans huile H/E/H.



[7][8]

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 % eau.

A- 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 :

B- 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.

C- 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[5].

III.2. Désémulsification

III.2.1. 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 environnement. 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 [8].

III.2.2. 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 [9].

III.2.3. 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 désémulsifiant 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.

III.2.4. 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 désémulsifiant, 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[10].

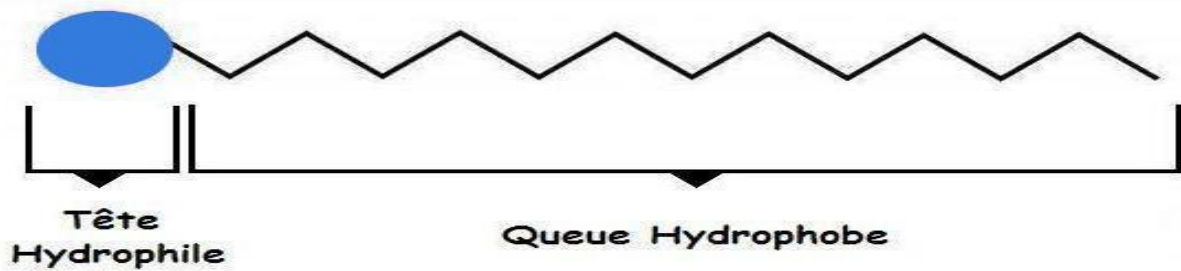


Figure 7: La molécule du désémulsifiant.

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 [10].

III.2.5. 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 flocculation 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 interfacial des gouttelettes d'eau ; ce qui va causer la coalescence [8].

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.

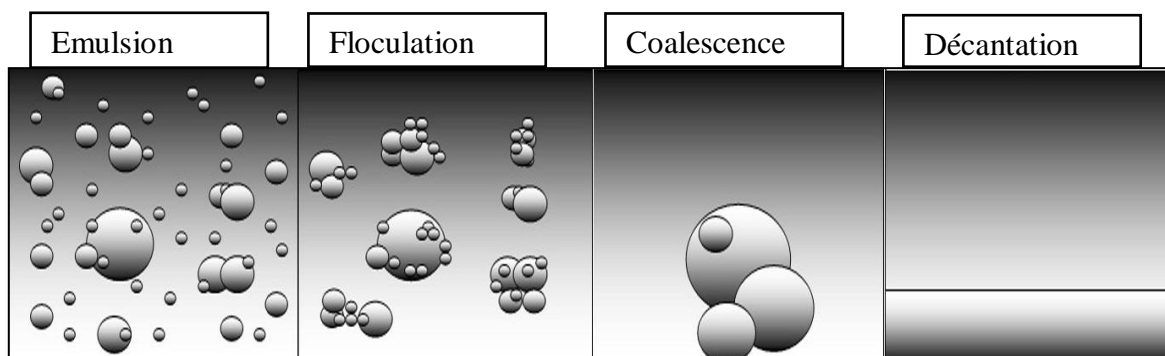


Figure 8: Présente dégradation des émulsions.

III.2.6. La classification des désémulsifiants

Il y a quatre types de désémulsifiant utilisés pour rompre l'émulsion de pétrole brut. A savoir l'anionique, le cationique, le non- ionique et l'amphotère. Les formules de désémulsifiant les plus efficaces proviennent de l'association de tous les types de désémulsifiant. La classification donnée est basée sur la structure chimique du groupe hydrophile [10].

III.3. Généralité sur les sels

III.3.1. Nature de sel

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :

- $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20% ;
- $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10% ;
- $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70% .

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut

III.3.2. Inconvénients des sels

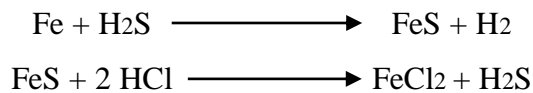
Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut déposer dans les équipements d'échange de chaleur.

En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés désactiver et boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval. En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduit à très faibles niveaux avant le traitement. Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut. (Stabilisation, topping), qui sont :

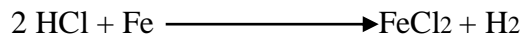
- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement) ;
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels ;
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion) ;
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels.

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivantes :

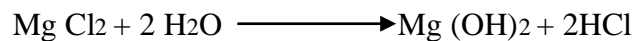
- La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène :



- L'acide chlorhydrique attaque le fer :



- Les sels d'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique :



III.4. Le dessalage de pétrole brut

III.4.1. Introduction

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison aux clients de produits conformes à des normes définies tel que la teneur en l'eau, la TVR, le BSW, la teneur en sel, etc [5].

III.4.2. Définition

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels, des solides en suspension et des traces des métaux solubles dans l'eau. La salinité de ce dernier est limitée à 40 mg/l et

BSW (Eau en suspension + sédiments) soit inférieure à 1%, pour cette raison des techniques avancées et des recherches continues sur le brut pour éliminer les sels et l'eau contenus dans le brut, dont le but de sauver les installations de traitement et de raffinage, et d'améliorer le prix de vente du baril. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations. Le dessalage du pétrole est une opération essentielle, car elle conditionne la bonne marche des traitements en aval. Il consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable, et à dissoudre les cristaux de sels dans une eau d'apport puis à séparer cette eau. [07]

III.4.3. Objectifs du dessalage

Les raisons qui imposent le dessalage sont de trois ordres :

- Dans certaines conditions, les sels cristallisent en plaques dans les tubings, dans les conduites et dans les installations de traitement. Ces dépôts freinent la production.
- La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.

Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à ≈ 40 mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera de :

- Eliminer
 - L'eau « DESHYDRATATION » ;
 - Le sel « DESSALAGE ».
- Pour :
 - Satisfaire aux spécifications commerciales ;
 - Salinité < 40 mg.

Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion) [07].

III.4.4. Mécanisme de dessalage électrique

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

A-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].

B-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

C-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.

La vitesse de décantation est donnée par la loi de Stokes [2].

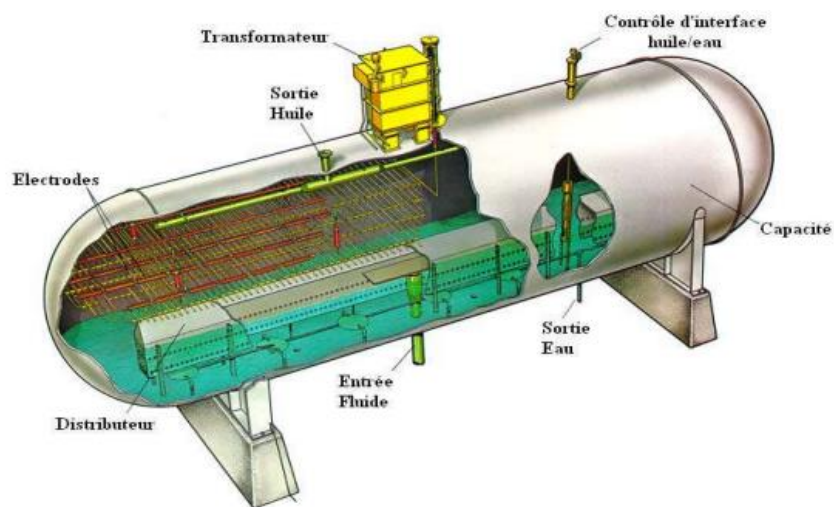


Figure 9: Dessaleur électrostatique.

III.5. Description de la section dessalage

Le brut issu des séparateurs de 2^{ème} étage est collecté sous pression dans la ligne d'alimentation 30", puis envoyé en tête de la colonne de stripping DA2601, l'huile stabilisée est recueillie dans le compartiment central, quant au gaz, il sort au sommet de la colonne pour être envoyé vers l'unité de compression 3^{ème} et 4^{ème} étage (voir l'annexe B).

Le pétrole brut provenant de la colonne de stripping DA2601 côté central, refoulé par la pompe de charge GA2602 est envoyé vers les dessaleurs FA2609 A/B afin de réduire sa teneur en sels et celle en eau, la pression de brut à l'entrée de dessaleur diminue de 0,5 à 1 bar environ, par l'intermédiaire de la vanne spéciale de mélange (eau + produit désémulsifiant « PROCHINOR ») pour assurer :

- Le passage des sels de brut vers l'eau ajoutée ;
- La détérioration de la couche protectrice des petites gouttelettes d'eau (à l'aide de désémulsifiant).

L'introduction de ce mélange se fait avant le passage du brut à travers la vanne de mélange et cela pour assurer le mélange intime entre le brut et le mélange (eau + désémulsifiant) dans la vanne mélangeuse.

Dans le dessaleur, il y a un champ électrique qui provoque la polarisation des gouttelettes d'eau qui s'orientent entre les électrodes en formant des grosses gouttes qui se déposent facilement au fond du dessaleur, cette eau ensuite purgée, est envoyée vers le séparateur d'eau huileuse (Unité de déshuilage) puis jetée vers le bourbier.

Quant au brut dessalé, il sort au sommet du dessaleur, ensuite, il passe à travers les tubes de la batterie d'échangeurs de chaleur EA2602 pour améliorer sa température jusqu'à la température d'entrée du four BA2601, le brut est partiellement vaporisé dans le four dont la température de sortie est de 80 à 95 °C.

Le brut, une fois chauffé, est envoyé vers la colonne de stripping (côté périphérique), afin d'assurer le rebouillage de la charge alimentant cette colonne le brut stable sortant de la colonne refoulé par la pompe de charge GA2601, passe à travers les calandres de la batterie d'échangeurs de chaleur EA 2602 dans le but de récupérer une quantité de chaleur

qui sert à chauffer la charge du four BA2601, ensuite, il est envoyé vers la section d'absorption[9].

Partie Pratique

Chapitre IV Analyses et Expérience

IV. Analyses et Expériences

IV.1. Introduction

Les analyses de spécification du brut comportent les paramètres suivants :

- La densité l'objet d'une $d_{4^{15}}$ = poids d'un échantillon de produit à 15°C / poids d'un volume d'eau à 4°C
- Le pourcentage des sédiments et eau (BSW) ;
- La salinité la méthode de Mohr ;
- La TVR (tension de le vapeur REID).

IV.2. Procédure du travail

- Echantillonnage utilise manuel simple ISO 3170 (voir annexe) ;
- Test (analyse) ;
- Résultats [08].

IV.3. But de travail

Notre but il s'agit de comparer deux désémulsifiants afin de choisir le meilleur d'entre eux en termes d'efficacité, de concentration optimale, du volume injecté et la vitesse de séparation à l'échelle de laboratoire.

- Pour avoir une meilleure séparation huile-eau ;
- Bonne qualité de brut. ;
- Pour éviter le problème de corrosion par des sels corrosif à l'échelle industriel.

IV.4. 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 deux produits désémulsionnants :

- PROCHINOR 2558
- NALCO EC 2016 B

IV.5. Détermination de la dose optimale des désémulsifiants

IV.5.1. 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 AgNO_3 (0.1N)
- Une solution de chromate de potassium K_2CrO_4
- 02 désémulsifiants : Prochinor 2558 ; NALCO EC2016B.

IV.5.2. 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 choisit.

- 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

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

- Salinité
- BSW (% v)

IV.6. La BSW

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.

IV.6.1. Appareillage et produit utiliser :

- Centrifugeuse ;



- Ampoule à décanter.

IV.6.2. 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 800g.

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.



Figure 12: Résultat de la BSW.

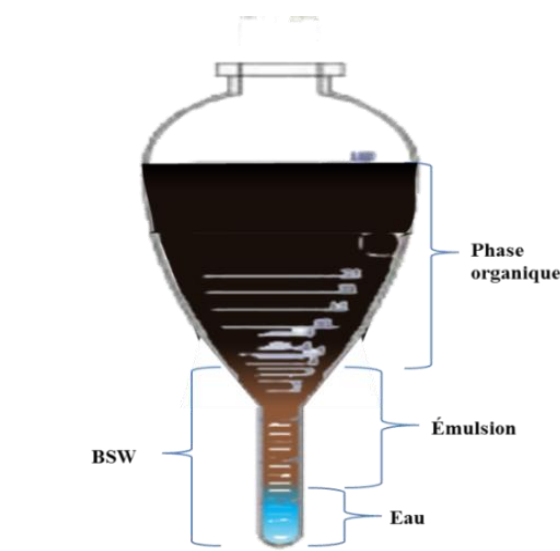


Figure 11: La lecture de BSW en tube centrifugation.

IV.7. La salinité de brut

La salinité est la concentration des sels dans le pétrole brut, La méthode consiste à extraire les sels contenus dans le brut par utilisation d'une solution de désémulsifiant a concentration connue et le dosage des chlorures par la méthode de MOHR.

IV.7.1. Appareillage et produit utiliser

- Titrateur (burette automatique)
- Agitateur avec barreau magnétique

- Pipette
- Eau distillée
- Désémulsifiants (prochinor 2558)
- Bécher
- Erlenmeyer
- Eprouvette graduée
- AgNO₃ 0.05N
- K₂Cr₂O₄ 5%
- Brut
- Seringue de 1ml

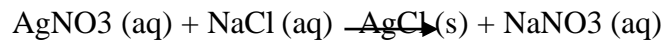


Figure 13: Titrateur (burette automatique).

IV.7.2. Mode opératoire

- 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 décanter pendant 30 minutes.
- 4- On procède à la mesure du volume décanter 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 Kr_2CrO_4 et on titre avec du nitrate d'argent AgNO₃ (0.1N) jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique.

L'Equation de titrage :



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 (AgNO₃)

V : volume dépensé d'AgNO₃ en (ml) ;

X : salinité d'eau distillée ;

58.45 : la masse moléculaire de NaCl.

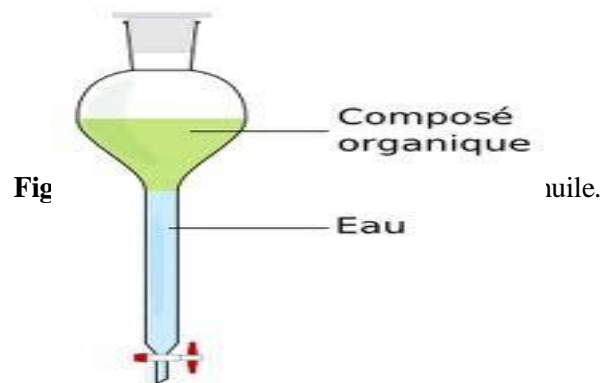
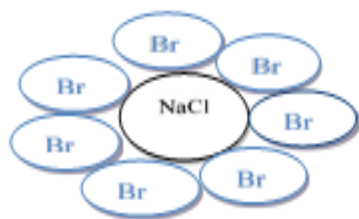
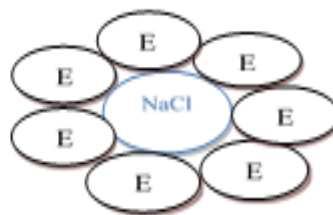


Figure 15: Dissociation du sel dans le brut.



La phase organique



La phase aqueuse après l'ajout de l'eau
Chaude

Figure 16: Phénomènes de solvation.

Chapitre V Résultats et discussions

V. Résultats et discussions

Les résultats simplifiés au des tableaux et des courbes de comparative et influence

V.1. Optimisation du dosage

V.1.1. Prochinor2558:

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

Le taux de sels extrait est calculé par : (%) sels extraits = $(S_0 - S_i) / S_0 \times 100$

S₀ : salinité du brut après lavage à l'eau distillée

S_i : salinité du brut après lavage avec la solution du désémulsifiant

| ConcentrationEn (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 |

Tableau 3: Résultats de l'optimisation du dosage avec Prochinor2558 à T= 24°C.

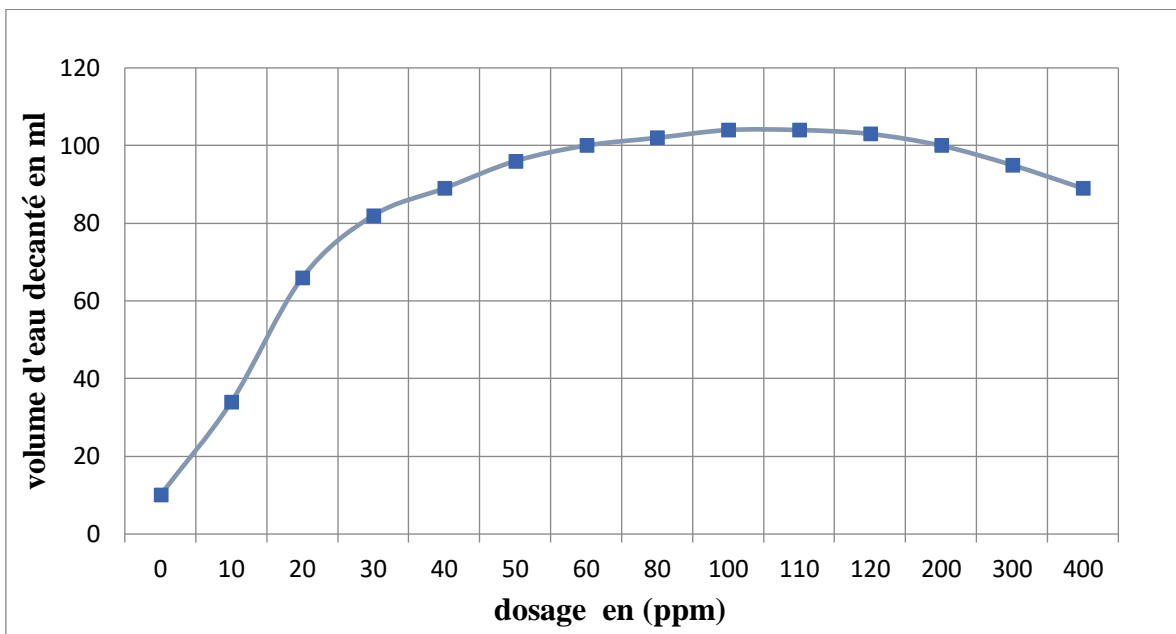


Figure 18: Influence de la concentration du Prochinor2558 sur le volume d'eau décanté.

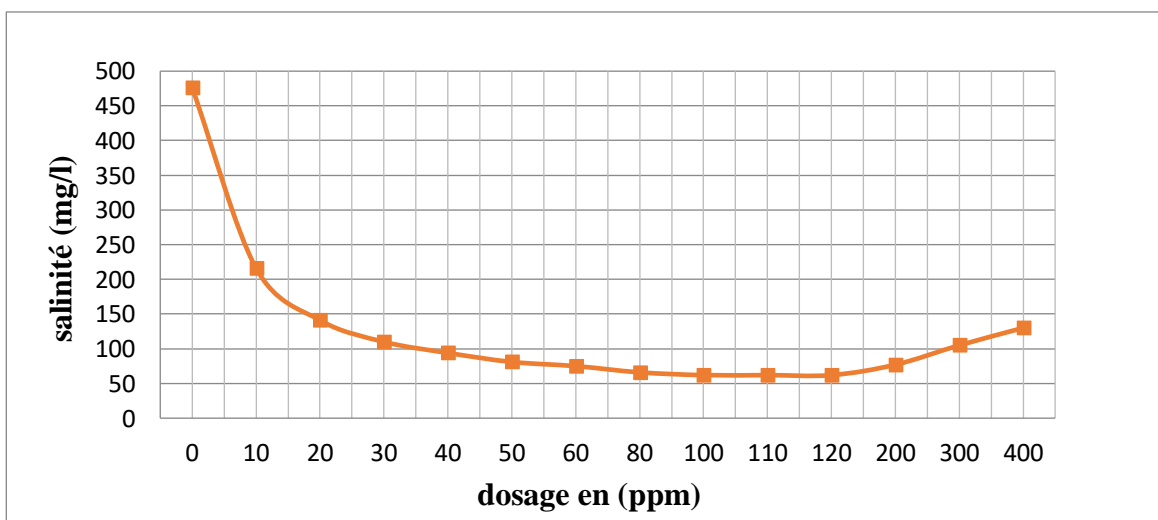
V.1.1.1. Interprétation des résultats

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% ;

Figure 17: Influence de la concentration du Prochinor2558 sur la salinité du brut récupéré.

- Salinité du brut récupéré = 62 mg/l.



V.1.2. NALCO EC2016B :

Tableau 4: 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 |

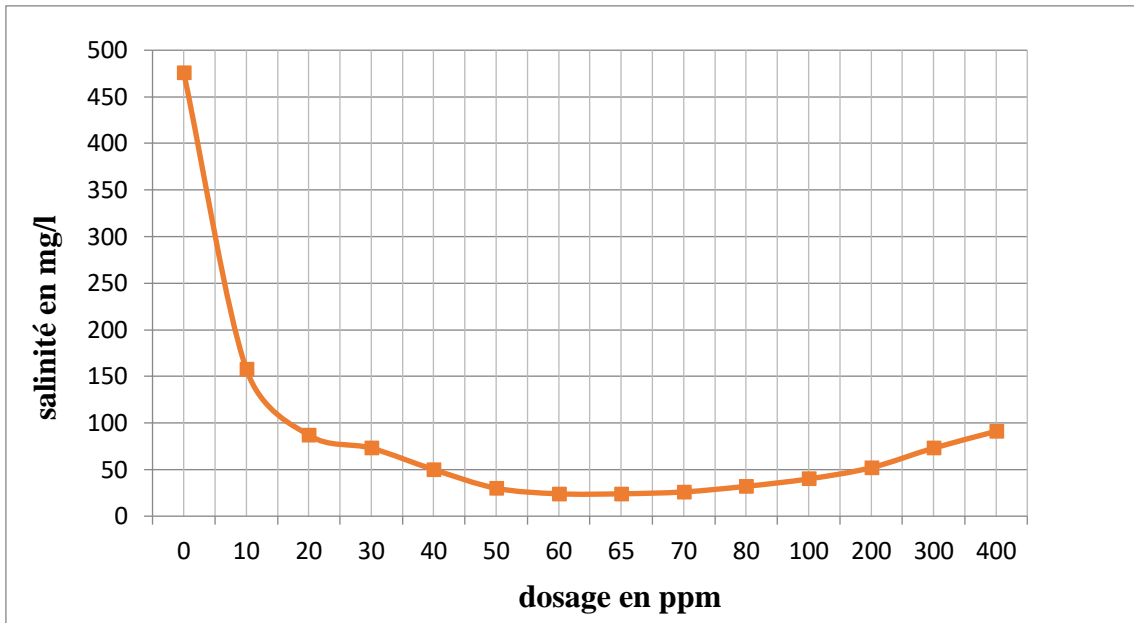


Figure 19: Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur la salinité du brut récupéré.

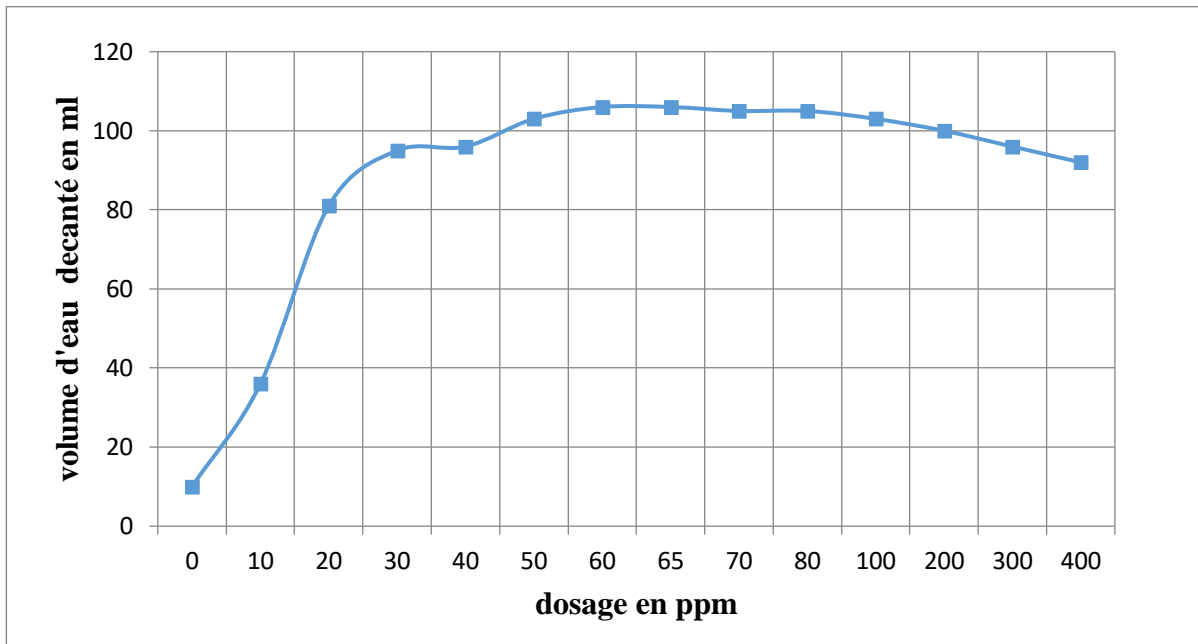


Figure 20 : Influence de la concentration du NALCO EC2016B sur le volume d'eau décantée.

V.1.2.1. 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.

On constate que l'usage du NALCO à faible dose (60ppm) est plus efficace que le Prochinor 2558 à 100 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 deux (02) désémulsifiant testés, le NALCO EC2016B à 60 ppm s'avère le plus efficace.

V.2. Influence du temps de séjour (durée de décantation) sur la séparation huile-eau

Tableau 5: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps de séjour à T= 24°C.

| Temps d'Edécantations Min | Prochinor à 100 ppm | NALCO à 60 ppm |
|------------------------------|-------------------------------|-------------------|
| | Volume d'eau décantée en (ml) | |
| 0 | 0 | 0 |
| 1 | 60 | 80 |
| 2 | 74 | 90 |
| 3 | 84 | 96 |
| 4 | 92 | 100 |
| 5 | 98 | 104 |
| 6 | 100 | 104 |
| 7 | 102 | 104 |
| 8 | 102 | 104 |
| 9 | 102 | 104 |
| 10 | 102 | 104 |
| 15 | 102 | 104 |

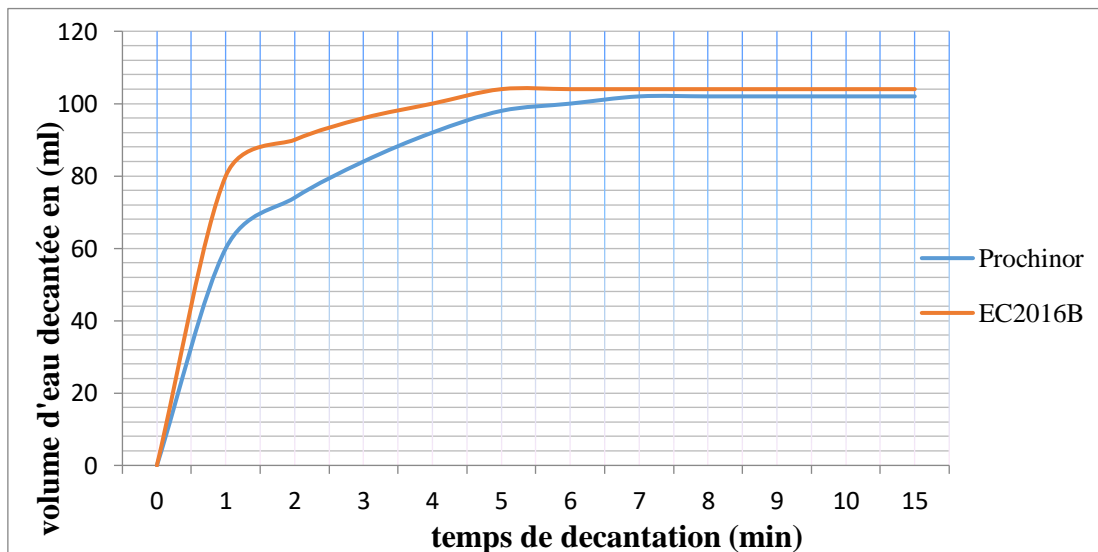


Figure 20: Variation du volume d'eau décantée en fonction du temps.

V.2.1. Interprétation des résultats

D'après la courbe (figure 2) 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 5ème minute, le NALCO EC2016B possède un effet marquant et rapide sur la séparation comparativement au prochior2558, le maximum d'eau n'est décanté respectivement qu'après 7 minutes.

V.3. 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 deux (02) 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

V.3.1. Blanc (brut sans ajout de tensioactif)

Tableau 6: 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 | - | - | - | - | - | - |

V.3.2. Prochinor2558

Tableau 7: 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 | ± | + | + | + | + | + |

V.3.3. NALCO EC2016B

Tableau 8: 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 selsextraits (mg/l) | 9352 | 9527 | 9644 | 9644 | 9644 | 9644 |
| Qualité d'eau décantée | + | + | + | + | + | + |
| Qualité du brutrécupéré | + | + | + | + | + | + |
| Qualité de l'interface | + | + | + | + | + | + |

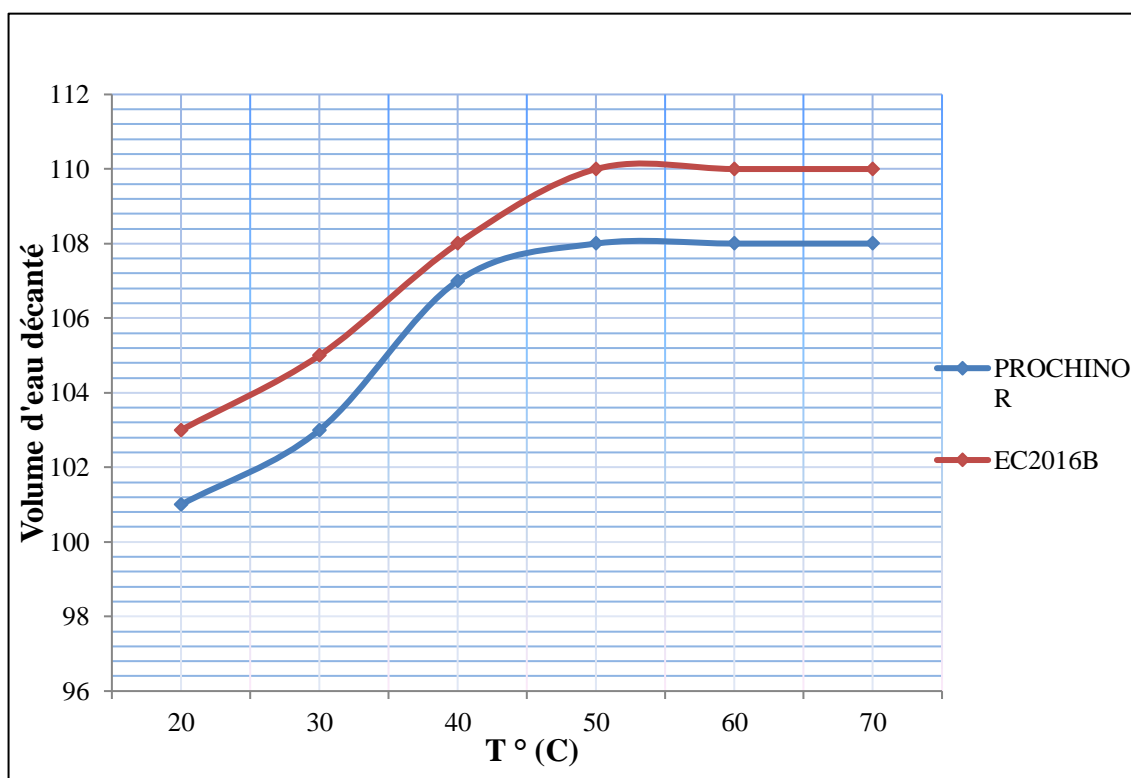


Figure 21: Influence de la température sur le volume d'eau décantée.

L'effet de la température sur la quantité de sels extraits :

Tableau 9: Effet de la température sur la quantité de sels extrait pour les (02) démulsiants à la dose optimale.

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

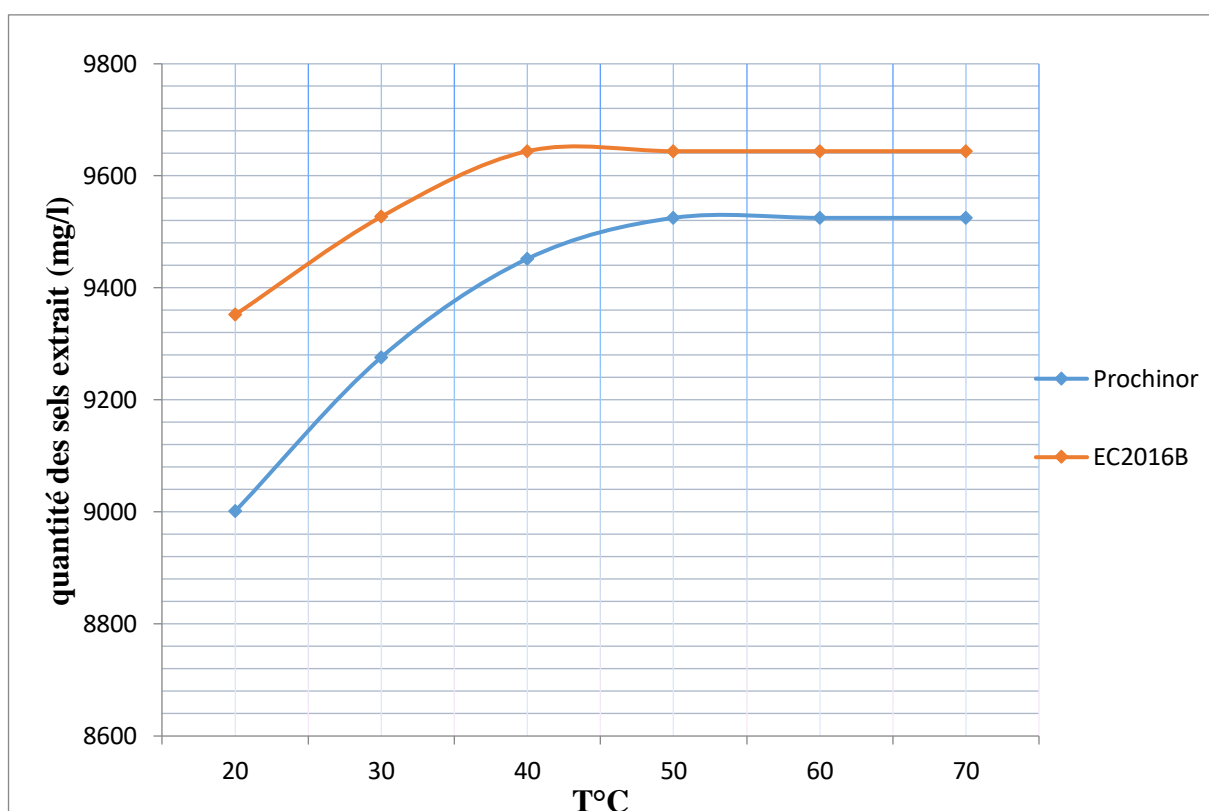


Figure 22: Influence de la température sur la quantité de sels extraits.

V.3.4. 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 deux désémulsifiants et même pour le blanc (brut sans tensioactif) :

Pour les deux (02) 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.

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

Conclusion générale

La réalisation de la partie pratique au laboratoire de complexe industrielle (CINA) nous a permis d'approfondir nos connaissances, de saisir les différentes théories acquises et de les appliquer sur terrain. Cela nous a permis aussi de voir de plus près les différents équipements constituant le processus de traitement du pétrole brut.

Le thème qui nous a été confié consiste à effectuer une étude comparative de l'efficacité de deux différents désémulsifiants, à savoir : Le Prochinor 2558 et le NALCO EC2016 B.

D'après les résultats obtenus, on peut conclure que :

Les tests effectués sur les deux désémulsifiants (Prochinor2558, NALCO EC2016 B) ont montré que le NALCO EC2016 B, est le meilleur produit parce qu'il nous a donné une bonne séparation et surtout une bonne qualité de l'eau récupérée à 60 ppm, aussi la durée de décantation était plus rapide par rapport au Prochinor ;

Pour une meilleure séparation avec P, il faut travailler avec une concentration optimal 100 ppm. Donc d'après cette étude, on a choisi le NALCO EC2016 B et ce grâce à son meilleur résultat qualitativement et quantitativement, en terme d'eau récupérée et de pétrole brut traité. Le temps de séparation, est lui aussi réduit ainsi que le taux d'injection de désémulsifiant. Enfin, des essais à l'échelle pilote doivent se faire pour justifier le bon choix.

Références bibliographiques

- [1] : Documents instits Français du pétrole : www.ifp.com, « pétrole brut ».
- [2] : G.Portero, B.Mekki,E.Eriaud et F.Marc. « Formation géologique des hydrocarbures ».
- [4] : Documentation au laboratoire CINA.
- [3] : Documentation au traitement de brut au niveau au CINA.
- [5] : Documents de TOTAL, *Manuel de Formation*, cours EXP-PR-UT110 Version 0.1, Les utilités-Le laboratoire.
- [6] : F. CHADLI,ALI''*Guide pratique de laboratoire ''*, CINA, 2001, p 23-46.
- [7] : Salager, J. L. Dans *Emulsions and Emulsion Stability*;Sjöblom, J.: USA, 2006; pp. 185-226.
- [8] : Salager, J. L. Dans *Pharmaceutical emulsions and suspensions*;Nieulloud, F. ; Marti-Mestres, G. : New York, 2000 a ; pp. 19-72.
- [9] :Ken ARNOLD et Maurice STEWART, *Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems*, Chapitre 7, Surface Production Operations; AMEC Paragon, Houston, Texas, 2008, p 351–456.
- [10] : JP. WAUQUIER. Dessalage de pétrole brut champ de production ; édition 1998.

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 désémulsifiant

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'éclair : 65°C

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

3.1. Protection individuelle

Protections des mains : gant 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/m³ à 20°C

Solubilité dans l'eau dispensable.

3.3. Stabilité et réactivité :

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

Réaction dangereuse : matières à éviter oxydant puissant.

Information toxicologique.

Toxicité aiguë :

- 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 rupture d'émulsion

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 cancérrogène 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 naphtalène. Le (CIRC) a évalué le naphtalène et a déterminé qu'il est un cancérogène possible pour les humains (Groupe 2B) basé sur des preuves suffisantes chez les animaux de laboratoire et inadéquates chez les humains.