



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar –El Oued
Faculté de la Technologie
Département de Génie des Procédés et Pétrochimie

Mémoire de Fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences & Technologies

Filière : Génie des Procédés

Spécialité : Génie Chimique

Présenté par :

Saad Houga

Fatma Chehoubé

Thème :

Etude de l'Efficacité d'un Désémulsifiant
dans le Traitement du Pétrole Brut

Soutenu le : 30/05/2017

Devant le jury composé de :

Mr Abdessalem Boughezal

Président

Université d'El Oued

Mr Larbi Haddad

Examineur

Université d'El Oued

Mr Omar Ben Mya

Rapporteur

Université d'El Oued

2016/2017



REMERCIEMENTS



*Tout d'abord, nous remercions ALLAH qui nous a donné la force
Pour terminer ce modeste travail.*

*Toutes nos infinies gratitudees à notre promoteur, Monsieur
Omar Ben Mya pour son encadrement et ses aides précieuses.*

*Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du
département: génie des procédés chimiques qui n'ont ménagé aucun
effort tout le long de notre cursus universitaire.*

*Nos remerciements vont aussi à notre encadreur, monsieur Ben Asla
Brahim et à toutes personnels de DLCC HMD .*

*Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribués de près ou de
loin à l'élaboration de ce modeste travail, et qu'ils trouvent ici
l'expression de notre profonde gratitude et respects.*

Saad et Fatma





Je dédié ce modeste travail à:

Ma très chère mère Mon très cher père

*A mes très chers frères et mes sœurs et
à toute ma famille, A mon binôme :Fatma*

A mes amis : Omar, Elhadje, Laïd,

et à mes collègues Brahim, Abdou, Hicham, sayah

A tout mes amis que j'ai connus dans ma vie

A mon oncle Abdessalem Achiri


A tous mes oncles et tantes

tout au long de ma vie

d'étudiant.



Saad



Ce modeste travail est dédié :

*Mes parents qui ont été les bougies allumant mon chemin vers
La réussite pour leur bonté, leur générosité et encouragement.*

*Mes frères et ma sœur et à mon fiancé : **saad***

A mes amis : Inchirah et Hafidha

A tout mes amis que j'ai connus dans ma vie

A tous mes oncles et tantes

Tout le groupe master 2GP, je vous

Exprime ma vive reconnaissance et je vous assure mon indéfectible

Fatma

SOMMAIRE

LISTES DES FIGURES	a
LISTES DES TABLEAUX.....	b
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP.....	3
I.1. Historique.....	3
I.2. Vue générale sur le champ	3
I.3. Situation Géographique.....	5
I.4. Description du champ Berkine.....	5
I.4.1. Configuration du champ Berkine	5
I.4.2. Procédé d'exploitation du champ	6
I.5. Laboratoire du CRD (Centre de Recherche et de Développement)	7
I.5.1. Rôle de laboratoire	7
I.5.2. Procédure du travail au laboratoire	7
CHAPITRE II :GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT	10
II.1. Le pétrole	10
II.2. Origine du pétrole brut	10
II.3. Formation du pétrole et de gaz.....	10
II.4. Composition chimique du pétrole brut.....	11
II.4.1. Hydrocarbures paraffinés	11
II.4.2. Hydrocarbures cycliques saturés.....	12
II.4.3. Hydrocarbures aromatiques.....	12
II.4.4. Hydrocarbures mixtes	13
II.4.5. Autres composés présents dans le pétrole brut.....	13
II.5. Caractéristiques physicochimiques des bruts pétroliers.....	14
II.5.1. Caractéristiques générales.....	15
II.5.2. Teneur en constituants léger.....	15
II.5.3. Distillation TBP.....	16
CHAPITRE III : THEORIE D'EMULSION ET DU DESSALAGE	19
III.1. L'émulsion	19
III.1.1. Définition	19
III.1.2. Types d'émulsion	19
III.1.3. Les agents émulsifiants	21

III.2.	La désémulsification	22
III.2.1.	Introduction	22
III.2.2.	Définition d'un désémulsifiant	22
III.2.3.	Caractéristiques des désémulsifiants	22
III.2.4.	Les agents désémulsifiants	23
III.2.5.	Rôle de l'agent désémulsifiant	24
III.2.6.	La classification des désémulsifiants	25
III.3.	Généralité sur les sels	25
III.3.1.	Nature de sel	26
III.3.2.	Inconvénients des sels	26
III.4.	Le dessalage	27
III.4.1.	Définition	27
III.4.2.	Objectif de dessalage	27
III.4.3.	Mécanisme de dessalage électrique	28
CHAPITRE IV : EXPERIMENTATION ; RESULTATS & DISCUSSION		32
IV.1.	Etude de la stabilité du pétrole brut	32
IV.1.1.	Mode opératoire	32
IV.1.2.	L'effet de certains facteurs sur la quantité d'eau obtenue	32
IV.1.3.	Evaluation de BSW en fonction de la vitesse de centrifugeuse	33
IV.1.4.	Evaluation de BSW en fonction du temps de centrifugation	34
IV.1.5.	Evaluation de BSW en fonction de température	35
IV.1.6.	Conclusion	36
IV.2.	Dessalage du pétrole brut de Hassi Berkine par l'injection d'un désémulsifiant REB 09305	36
IV.2.1.	Plan de mis en fonction du désémulsifiant	37
IV.2.2.	Résultats de Bottele test	38
IV.2.3.	Conclusion de Bottele test	42
IV.3.	Tests industriels sur le désémulsifiant REB 09305	42
IV.3.1.	Conduite du test industriel	42
IV.3.2.	Contrôle de l'efficacité du produit	42
IV.3.3.	Résultats du test industriel	45
IV.3.4.	Interprétation des résultats	47
IV.4.	Conclusion	47
CONCLUSION GENERALE		51
REFERENCES		54

ANNEXE.....

RESUME

LISTES DES FIGURES

Figure 1: Situation géographique du champ Berkine	4
Figure 2: Présentation schématique du champ d'étude.....	6
Figure 3: Les étapes de formation du pétrole	11
Figure 4:Gouttes d'eau dispersées dans le brut.....	19
Figure 5: Différents types d'émulsion.....	20
Figure 6:La molécule de désémulsifiant.....	23
Figure 7: Mécanisme de l'émulsion.....	25
Figure 8:Dessaleur électrostatique.....	29
Figure 9: Centrifugation du brut.....	32
Figure 10: Taux d'eau , paraffine et BSW en fonction de la vitesse de centrifugation	33
Figure 11: Taux d'eau, paraffine et BSW en fonction du temps de centrifugation	34
Figure 12: Taux d'eau, paraffine et BSW en fonction de la température.	35
Figure 13: Plan de mis en fonction du désémulsifiant et les responsables à chaque tache	37
Figure 14: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentration au bout de 5min	39
Figure 15: Efficacité de dsémulsifiant en fonction de sa concentration au bout de 10 min.....	40
Figure 16: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentrartion au bout de 20min ..	40
Figure 17: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentrartion au bout de 30min ..	41
Figure 18: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentration au	41
Figure 19: Montage expérimental de la méthode de Mohr	43
Figure 20: Désassociation du sel dans le brut.....	44
Figure 21: Phénomène de solvatation.....	45
Figure 22: Titration de l'eau minérale.....	45
Figure 23: Courbe de la salinité en fonction du temps (jours) au niveau du Train1	47

LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1: Variation de BSW en fonction de la vitesse de centrifugation (15min et 20°C)....	33
Tableau 2: Variation de BSW en fonction du temps de centrifugation(1200 tours/min et 20°C)	34
Tableau 3: Taux d'eau et de paraffine en fonction de température du brut (1200 tours/min pendant 45min).....	35
Tableau 4: Efficacité (Bottele-Tests) du désémulsifiant REB 09305 sur le brut du HBNS.....	38
Tableau 5: Les valeurs de la salinité en fonction du temps au niveau du Train 1	46



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Depuis les débuts de l'exploitation du pétrole (1859), les géologues et les chimistes ont réalisé des recherches sur les processus responsables de l'origine, la constitution et les caractéristiques des hydrocarbures, leur accumulation dans les bassins sédimentaires, et les techniques pour exploiter, transporter et convertir ces hydrocarbures en produits divers pour l'usage dans la vie quotidienne [1].

Les hydrocarbures sont considérés comme une forme d'énergie directement disponible grâce aux techniques modernes. Le pétrole est une « commodité », une matière première vendue en quantités dont son commerce est organisé à l'échelle mondiale, et cela depuis 1928. En 2009, le seul commerce du pétrole représente des échanges de l'ordre de 6 milliards de dollars par jour [2]. Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures, appelé pétrole brut.

Actuellement la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs et fixant en particulier les teneurs en sel et en eau.

Les raffineries doivent ramener la teneur en sel à 5 mg/l au maximum, et de l'ordre de 1 % pour l'eau, et cela pour se prémunir contre toutes les sources d'ennuis telles que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements de tête des unités de distillations atmosphériques, la dégradation de la qualité des résidusetc.

L'élimination de ces sels et l'eau est indispensable et cela nécessite l'installation de toute une unité de dessalage[3].

L'objectif de ce travail est d'étudier l'efficacité de désémulsifiant **REB-09305** dans les procédés de déshydratation et dessalage du pétrole brut de Hassi Berkine.

Ce mémoire a été réalisé selon le plan suivant :

Chapitre I : présentation du site

Chapitre II: Généralités sur le pétrole brut

Chapitre III: Théorie sur l'émulsion et le dessalage.

Chapitre IV : Expérimentation ; Résultats et discussion



CHAPITRE I :

PRESENTATION DU CHAMP

I. PRESENTATION DU CHAMP

I.1. Historique

Le champ de pétrole HBNS est situé à 1100 Km d'Alger, 300 Km au SUD-EST de Hassi Messaoud, à 114 Km de la frontière Tunisienne et a 160 Km de la frontière Libyenne, fut découvert en février 1994 [4].

Il est le deuxième plus grand gisement en Algérie et chevauche les blocs 208, 404 qui inclut six champ actuellement en production à savoir HBN (Hassi Berkine), HBNS (Hassi Berkine Sud), QBN(Quoubba Nord), BKNE (Berkine Nord-Est) et BKE (Berkine Est).

Le champ devait être utilisé en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec SONATRACH (Société nationale des hydrocarbures).

Le champ HBNS est situé à 50 Km au Sud-Ouest de l'organisation Ourhoud, 60 Km à BRN (Bir Rebaa Nord), 50 Km à CEPESA (Compagnie pétrolière espagnole, SAU), 140 Km à MLN (Menzel Lejmat Nord).

I.2. Vue générale sur le champ

Le groupement Berkine a été créé en 1998 en tant qu'organisme d'opération conjointes par SONATRACH, l'entreprise pétrolière et gazière nationale algérienne, et Anadarko Petroleum Corporation, une des premières compagnies indépendantes d'exploration et de production de pétrole et de gaz dans le monde. Le groupement Berkine est chargé de gérer l'ensemble des activités de l'association Sonatrach/Anadarko sur les blocs 404 et 208 dans le désert du Sahara algérien.

A la date de mai 2002, le groupement Berkine a produit pour le compte de l'association Sonatrach /Anadarko un total de 100 millions de barils d'huile.

Le champ Berkine est situé dans le désert du Sahara au Sud/Est de l'Algérie, a approximatif 20 Km de long sur 4 Km de large et couvre les blocs 404 et 208.

Les installations regroupant la station de production CPF (Central Production Facility) sont situées près du centre du champ. Il y a sept (7) stations satellites, quatre (4) au sud de CPF et trois (3) au nord, chacune d'elles collectant les fluides d'un groupe de cinq à neuf puits.

Les lignes de collecte transportent les effluents des puits venant des puits de production vers les sept satellites, ou les fluides de plusieurs autres puits sont mélangés. Des installations de test (Débitmètres multiphasiques) sont disposées à chaque station satellite. Chaque puits est testé une fois par mois. Des lignes principales de collecte transportent les effluents des puits de chaque station satellite vers la station CPF. Des lignes principales et des lignes de collecte sont également disposées pour l'eau de dilution, l'eau d'injection le gaz d'injection et le gaz lift.

Tous les effluents des puits sont traités à la station CPF pour produire une huile stabilisée. Le traitement consiste dans une séparation, une déshydratation d'huile, un dessalement, suivi par une stabilisation. L'huile stabilisée est stockée et exportée via un pipeline.

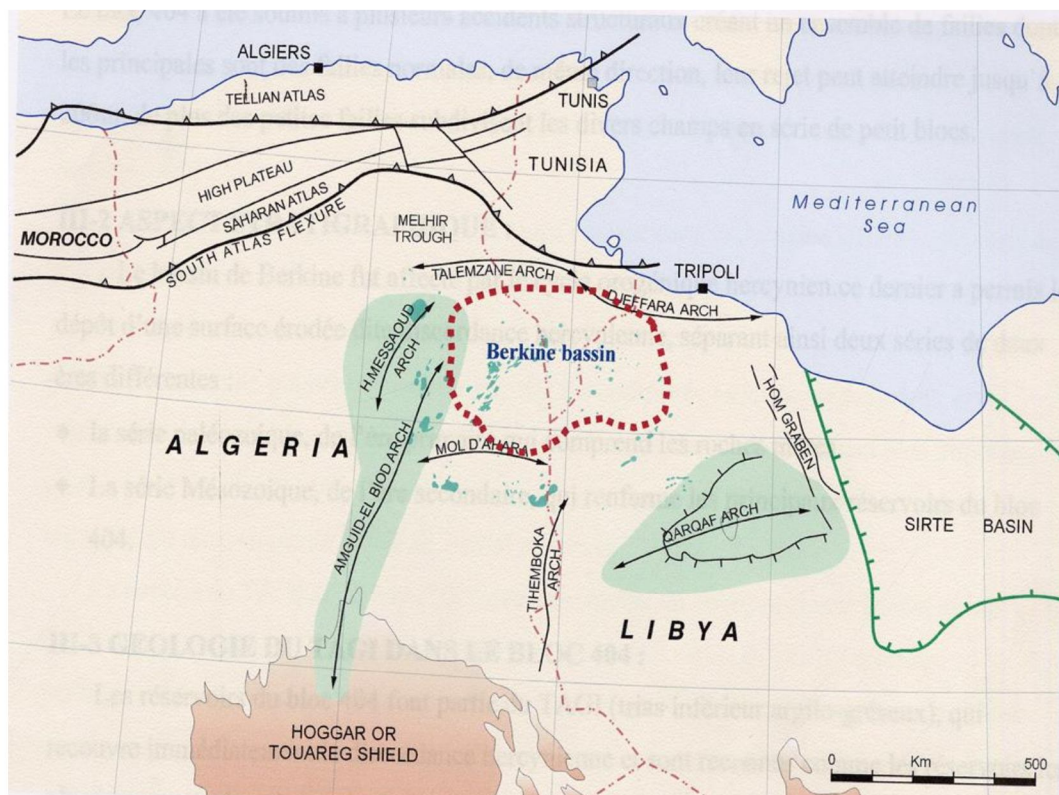


Figure 1: Situation géographique du champ Berkiné

Les gaz associés sont comprimés et séchés, une certaine quantité est utilisée pour le fuel gaz, et le reste est comprimé à la pression du gaz lift. Le gaz lift est distribué vers les puits producteurs PP, de façon à maintenir le débit. Le gaz en excès du fuel gaz ou de la demande en gaz lift est réinjecté vers le réservoir.

L'eau de production est réinjectée dans le réservoir après traitement ; L'eau de l'aquifère Albien\Barrémien est aussi injectée vers le réservoir pour maintenir un volume adéquat et maintenir la pression du gisement.

I.3. Situation Géographique

Le bassin de Berkine est un grand bassin intra-car tonique en nord de l'Afrique. Il occupe la région orientale de l'Algérie, la région méridionale de la Tunisie et la région occidental de Libye. Le groupement (Sonatrach-Anadarko) possèdent actuellement deux blocs en Algérie (404,208) qui sont destinés à l'exploration et l'exploitation, la surface d'exploitation est d'environ 5,5 million d'âres. Jusqu'ici le groupement a trouvé approximativement 2,8 milliards de barils réservés récupérables de l'huile.

Les puits destinés à notre étude font partie du blocs **404**, ce dernier est situé à 208 Km Est-Sud de Hassi Messaoud et approximativement 1000 Km d'Alger (le capital algérien).

I.4. Description du champ Berkine

I.4.1. Configuration du champ Berkine

Le champ est composé de :

- 75 puits de production d'huile
- 10 puits injecteurs de gaz
- 38 puits injecteurs d'eau
- 07 puits producteurs d'eau de l'Albien
- 08 puits producteurs d'eau du Mio-Pliocène
- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).
- Un réseau de collecte et dessertes.
- Une base industrielle.
- Une base de vie pour le personnel.

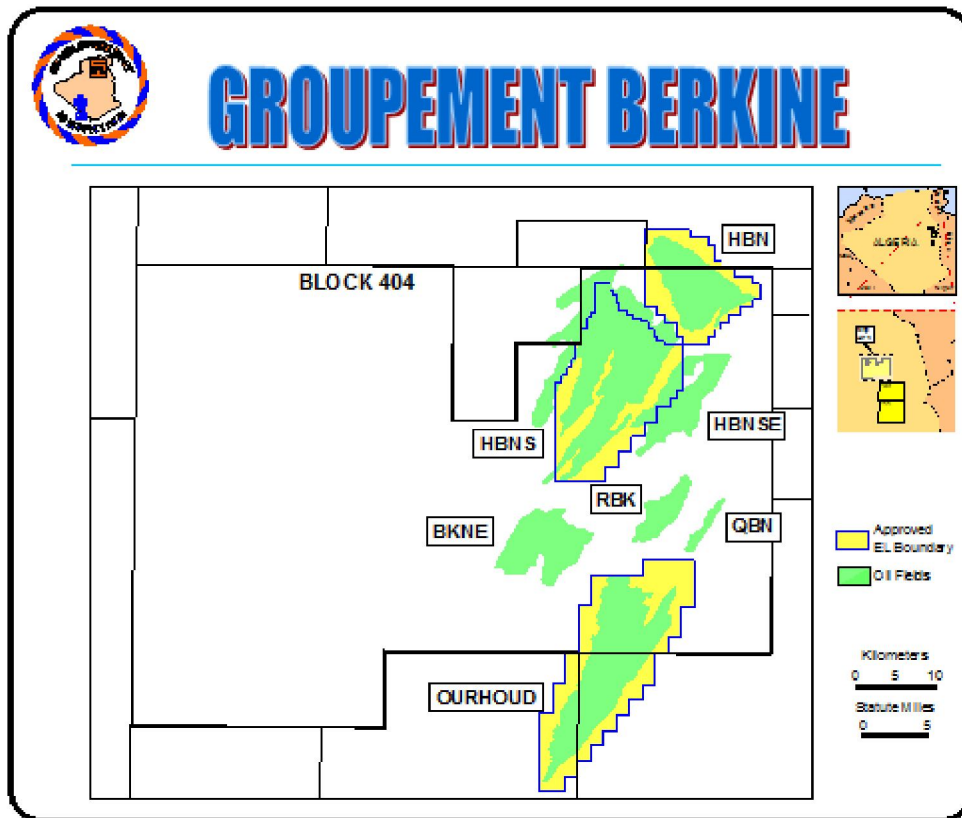


Figure 2: Présentation schématique du champ d'étude

I.4.2. Procédé d'exploitation du champ

a. Traitement du pétrole brut :

Le pétrole brut provenant des différents puits arrive au CPF à travers 6 satellites, où il passe par 3 trains composés chacun de :

- Une séparation huile / gaz / eau.
- Un dessalage électrostatique.
- Une stabilisation de brut par distillation atmosphérique.

Le pétrole brut ainsi traité et ramené aux spécifications commerciales (Densité, TVR, Salinité) est envoyé vers les bacs de stockage.

A partir des bacs de stockage, il est repris par une pomperie d'expédition et est acheminé par un pipe de 24" vers la pipe 30" OH3 (de SH/TRC) situé à environ 21 Km du CPF et au point PK0. Le pétrole brut produit est acheminé jusqu'à Haoud (bassin) El Hamra.

b. Traitement du gaz :

Les gaz associés provenant des étages de séparation et des colonnes de stabilisation.

- ✓ Des trains, Suscités sont repris par une série de moto compresseurs servent à booster de gaz afin de ramener leur pression à 40 bars.
- ✓ Après passage par une phase de déshydratation ils sont utilisés :
 - Comme Fuel Gaz.
 - Comme Gaz - Lift pour les puits LP (basse pression) (après ré compression) à 220 bars
 - Comme Gaz à injecter en HP (haute pression) (270 bars) pour le maintien de pression du gisement.
- ✓ Une Injection d'eau (Albien et eau de production après déshuilage) en H P(220 bars) est utilisée pour le maintien de pression du gisement.

I.5. Laboratoire du CRD (Centre de Recherche et de Développement)

I.5.1. Rôle de laboratoire

Le rôle d'un laboratoire de contrôle de qualité consiste à effectuer des Analyses des produits finis (Brut) et s'assurer qu'ils répondent aux normes et spécifications demandées, analyse et contrôle des utilitaires de base (Glycol, instruments d'air, eau de refroidissement et huiles de lubrification ...) car c'est eux qui garantissent le bon fonctionnement des machines et équipements.

Les résultats des analyses obtenus 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.

I.5.2. Procédure du travail au laboratoire

Au niveau du laboratoire et lors des analyses on passe par ces étapes principales :

- ✓ **Echantillonnage** : dans chaque Laboratoire existe des points d'échantillonnage ou les laborantins ramènent leurs échantillons dans les capacités appropriées à chaque produit.
- ✓ **Analyses** : 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.

- ✓ **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.



CHAPITRE II :

GENERALITES SUR LE PETROLE

BRUT

II. GENERALITES SUR LE PETROLE BRUT

II.1. Le 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 ».[5]

II.2. Origine du pétrole brut

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

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER. Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole.[5]

II.3. Formation du pétrole et de gaz

Le pétrole et le gaz naturel est un mélange de substance appelés hydrocarbures, ces hydrocarbures sont composés d'atomes d'hydrogène et carbone.

Chacun de ces hydrocarbures est constitué d'un nombre différent d'atomes de carbone et d'hydrogène et donc de molécules de taille et de structure différentes qui déterminent leur état physique (solide, liquide, gaz).

Les hydrocarbures aux molécules très lourdes contenant un grand nombre d'atomes de carbone et d'hydrogène, sont des solides tels que le goudron utilisé pour les routes et la cire. Les molécules légères sont des liquides tels que l'essence et les huiles de graissage. Enfin les molécules les plus légères sont les gaz. Le pétrole brut est donc un mélange de ces divers types d'hydrocarbures.

Les qualités du pétrole naturel (appelé pétrole brut, ou simplement brut) varient considérablement selon la prédominance des uns ou des autres produits qui le composent.

Le pétrole produit dans notre pays est de haute qualité, parce qu'il est composé essentiellement de produits légers, ce qui lui confère des propriétés chimiques intéressantes pour le raffinage.

Le gaz naturel, par contre, ne contient que des hydrocarbures très légers, son composant principal est le méthane (l'hydrocarbure le plus léger)[6].

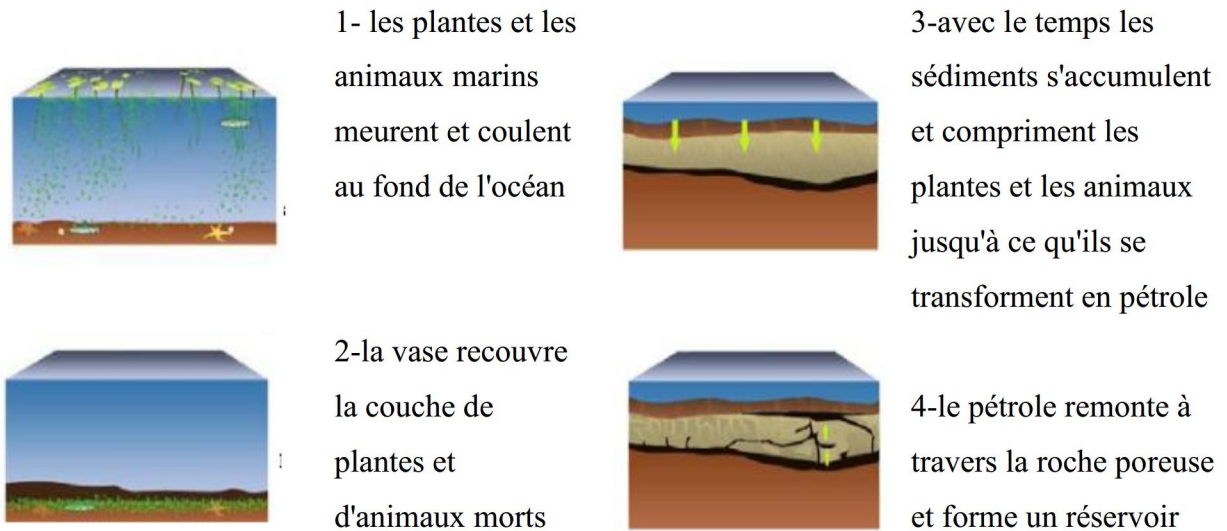


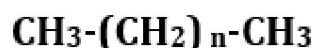
Figure 3: Les étapes de formation du pétrole

II.4. Composition chimique du pétrole brut

Dans le pétrole brut, on trouve surtout les trois classes d'hydrocarbures mentionnées ci-après :

II.4.1. Hydrocarbures paraffinés

Ils sont constitués d'un enchainement d'atomes de carbone. Chaque carbone est lié à quatre autres atomes (soit carbones soit hydrogène); leur formule générale est C_nH_{2n+2} . Ils peuvent être structurés en chaînes droites: ce sont les paraffines normales, de formule développée:



Leur point d'ébullition, leur masse volumique et leur poids moléculaire s'élèvent avec le nombre d'atome de carbone.

Le méthane CH_4 , premier de la série, l'éthane, le propane, le n-butane sont gazeux à la température ambiante ; n-pentane à n-cétane C_{16} sont liquides ; les molécules paraffinées normales de poids moléculaire supérieur sont solides et constituent la paraffine.

Un atome d'hydrogène (ou plusieurs) peut être substitué par un carbone ou une chaîne hydrocarbonée pour former les iso- paraffines. Ses branchements peuvent se situer à différents emplacements de la chaîne, d'où la possibilité d'avoir en nombre d'atomes de carbone égale des molécules différents appelées isomères. Plus le nombre d'atomes de carbone élevé, plus le nombre d'isomères possibles ne devient important.

Les iso-paraffines ont un point d'ébullition inférieur à celui des normales paraffines au même nombre d'atomes de carbone[7].

II.4.2.Hydrocarbures cycliques saturés

Dans ces hydrocarbures, il y'a cyclisation de tout ou d'une partie du squelette carboné.La formation générale des naphthalènes comprenant un seul cycle c'est C_nH_{2n} . On trouve également des naphthalènes constitués de 2, 3, 4,..... cycles accolés.

Dans le pétrole brut, les cycles les plus fréquemment rencontrés sont ceux à cinq ou six atomes de carbone. Dans ces cycles, chaque atome d'hydrogène peut être substitué par une chaîne paraffinée droite ou ramifiée.

Les naphthalènes ont des températures d'ébullition et des masses volumiques supérieures à celles des alcanes aux mêmes atomes de carbone.

II.4.3.Hydrocarbures aromatiques

Ce sont des hydrocarbures cycliques polyinsaturés, présents en fort concentration dans les pétroles bruts. Ils sont caractérisés par le rapport C/H plus élevé à celui qu'on observe dans les autres hydrocarbures.

La présence dans leur formule d'au moins un cycle à trois doubles liaisons conjuguées, leur confère des propriétés remarquables. En effet, le benzène, le toluène et le xylène sont des matières fondamentales pour la pétrochimie. En outre, plusieurs cycles peuvent se condenser et donner des molécules lourdes.

II.4.4. Hydrocarbures mixtes

Les propriétés de la molécule mixte seront fonction de l'importance relative des noyaux et des chaînes dans la structure, ainsi par exemple le toluène ou méthyle benzène est considéré comme un hydrocarbure aromatique parce que la chaîne méthyle substituée est courte. Par contre si on substitue un noyau benzénique sur une chaîne droite à 26 atomes de carbone, la molécule résultante aura un caractère paraffiné[8].

II.4.5. Autres composés présents dans le pétrole brut

➤ Composés soufrés:

Le soufre est l'hétéro-élément le plus courant dans le pétrole brut. Sa concentration peut aller de 0.1% à plus de 0.8% en poids. Cette teneur est d'ailleurs corrélée avec la densité du brut (légère ou lourde).

Dans les fractions de bas point d'ébullition, on trouve l'hydrogène sulfuré H_2S , les mercaptans $R-SH$, disulfures $R-S-S-R$ et certains sulfures cycliques ayant quatre ou cinq atomes de carbone dans leur cycle.

Dans les fractions plus lourdes, on trouve des composés polycycliques, les plus importants sont les thiophènes et leurs dérivés.

Le soufre se trouve aussi dans certains pétroles sous forme élémentaire [8].

➤ Composés azotés:

On les trouve dans les pétroles de deux à dix fois moins que les composés soufrés. Comme les composés soufrés, on les rencontre essentiellement dans les fractions lourdes, on trouve l'azote sous forme:

- D'amides; soit saturées, soit aromatiques.
- D'amines; primaires, secondaires ou tertiaires.
- De carbazotes ou un cycle azoté est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques.
- De pyridines ou l'azote est incorporé dans un cycle hexagonal à trois doubles liaisons.

➤ Composés oxygénés :

Le pétrole brut contient généralement moins d'oxygène que le soufre. L'oxygène se trouve dans les pétroles sous forme d'acide carboxylique ($R-COOH$), d'esters ($R-COO-R$), de cétone ($R-CO-R$), de phénols formés par la substitution d'un hydroxyle (OH) à un hydrogène

d'un cycle aromatique et de composés du type furane et benzofurane dans lesquels un cycle oxygéné est condensé à un ou plusieurs cycles aromatiques.

➤ **Les métaux:**

Dans les fractions les plus lourdes, telles que résines et asphaltènes, se trouvent des atomes métalliques comme le nickel et le vanadium que l'on trouve sous forme de porphyrines où le motif de base est constitué par un ensemble de quatre cycles pyrroliques, le métal étant au centre de cet ensemble sous forme de Ni^{++} ou V^+ .

On trouve aussi des traces de fer, zinc, chrome, cuivre, manganèse, et cobalt, leur concentration peut varier de 1ppm à 1000ppm.

La présence des métaux conduit à des problèmes de pollution, de corrosion et d'empoisonnement des catalyseurs.

➤ **Composés chimiquement mal définis:**

Vu la difficulté d'analyser les produits résiduels lourds, de nos jours, les analystes les séparent en différentes classes, conduisant à des définitions purement opératoires:

- **Les asphaltènes:** le pétrole renferme des composés non volatils solides et de masse moléculaire élevée qui, à la distillation se concentrent dans les résidus. Les asphaltènes sont obtenus au laboratoire par précipitation à l'heptane normal. La partie soluble dans l'heptane normale constitue les maltènes. Les asphaltènes sont des solides noirs et brillants, dont la masse moléculaire peut varier de 1000 à 100 000 g/mol. Ils sont constitués d'une accumulation de feuillets poly aromatiques condensés reliés par des chaînes saturées.
- **Les résines:** si on soumet les maltènes à une chromatographie liquide, les produits élués avec les solvants les plus polaires, sont appelés résines, Ce sont en général des molécules à caractère aromatique très marqué, renfermant des hétéros éléments (N, O, S, Ni, et V). Leur masse moléculaire peut varier de 500 à 1000 g/mol[9].

II.5. Caractéristiques physicochimiques des bruts pétroliers

Nous donnons ci-après les caractéristiques contenues dans une analyse simplifiée du pétrole brut. Une telle analyse permet à l'acheteur potentiel d'avoir une première idée des qualités essentielles du brut et d'estimer grossièrement sa valeur. Les définitions de ces caractéristiques sont valables sur le plan international à quelques exceptions près[10].

II.5.1. Caractéristiques générales

Le pétrole brut, généralement, peut être caractérisé selon les normes suivantes :

- Densité à 15°C/4°C (15°C par rapport à l'eau à 4°C)
- Degré API
- Facteur de caractérisation UOP
- Viscosité en températures cts à :
 - 0°C
 - 20°C
 - 37.8°C
- Point d'écoulement en °C
- Point de congélation
- TVR à 37,8°C en g/cm² (TVR= tension de vapeur Reid)
- Teneur en eau émulsionnée (en %vol)
- BS & W teneur eau et en sédiments (en % vol)
- Soufre total (en % poids)
- Soufre mercaptans (en % pds)
- Hydrogène sulfuré (en % pds)
- Indice d'acide en mg de KOH/g de brut
- Indice de base
- Cendres (en % pds)
- Sels totaux (en % pds)
- Paraffines (en % pds)
- Asphaltènes (en % pds)
- Nickel, Vanadium et Sodium (en mg/Kg)

II.5.2. Teneur en constituants léger

Exprimée en % pds et % vol : Méthane, Ethane, Propane, isobutane, n-butane, iso-pentane.

II.5.3. Distillation TBP

L'acronyme TBP provient de « True Boiling Point », terme anglais signifiant « point d'ébullition réel ».

Les coupes issues de la distillation TBP sont:

- Naphtas légers
- Naphtas lourds
- Coupes kérosène
- Coupes gasoil
- Distillats sous -vide
- Résidus atmosphériques et sous -vide

Pour chaque fraction distillée, on donne:

- La température de distillation (PI=Point Initial et PF=Point Final) en °C
- Le pourcentage de distillat en: % poids et en % volume



CHAPITRE III :

THEORIE D'EMULSION ET DE
DESSALAGE

III. THEORIE D'EMULSION ET DU DESSALAGE

III.1. L'émulsion

III.1.1. Définition

On définit une émulsion comme mélange stable de deux liquides nonmiscibles 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 [6, 11].

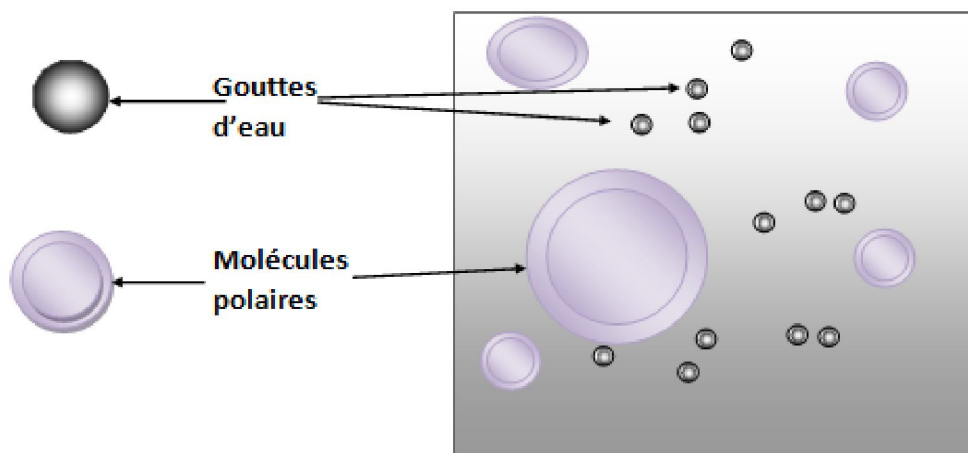


Figure 4:Gouttes d'eau dispersées dans le brut

III.1.2. Types d'émulsion

Il existe différents types d'émulsions, représentés sur la figure 4. Les émulsions simples où des gouttes d'eau ou d'huile sont dispersées respectivement dans l'huile ou l'eau sont appelées E/H et H/E. Il existe également des structures plus complexes appelées émulsions doubles ou émulsions multiples où la phase dispersée contient à son tour des gouttelettes. Les deux types d'émulsions doubles sont notées E/H/E et H/E/H où la phase la plus interne et la phase la plus externe sont soit aqueuses, soit huileuses [8].

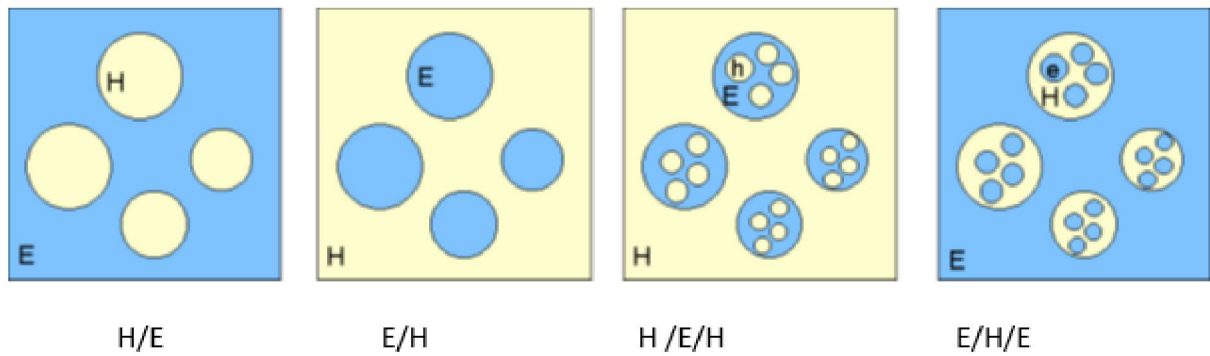


Figure 5: Différents types d'émulsion

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.

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 [6].

III.1.3. Les agents émulsifiants

L'agent émulsifiant est une substance qui constitue un « film » autour des gouttelettes en dispersion et qui s'oppose à la tendance naturelle aux gouttelettes de se réunir.

Les agents émulsifiants sont souvent :

- Les asphaltènes
- Les résines
- Les acides organiques
- Les paraffines solubles dans l'huile
- Les particules fines de nature minérale.

Les émulsions de nature minérale, on peut avoir :

- Sulfates de fer
- Sulfate de zinc
- Sulfate d'aluminium
- Carbonate de fer
- Carbonate de magnésium
- Argile
- Sulfure de fer, etc...

Ces produits sont toujours présents dans les bruts, il découle de ce qui précède que pour briser une émulsion, il faut :

- Neutraliser l'agent émulsifiant
- Favoriser au maximum l'action de la gravité qui permettra à l'eau de se séparer de l'huile [12].

III.2. La 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 [11].

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'additives chimique afin d'accélérer le processus de rupture des émulsions [12].

III.2.2. Définition d'un 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 [13].

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 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[13]. 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 ci-dessous :

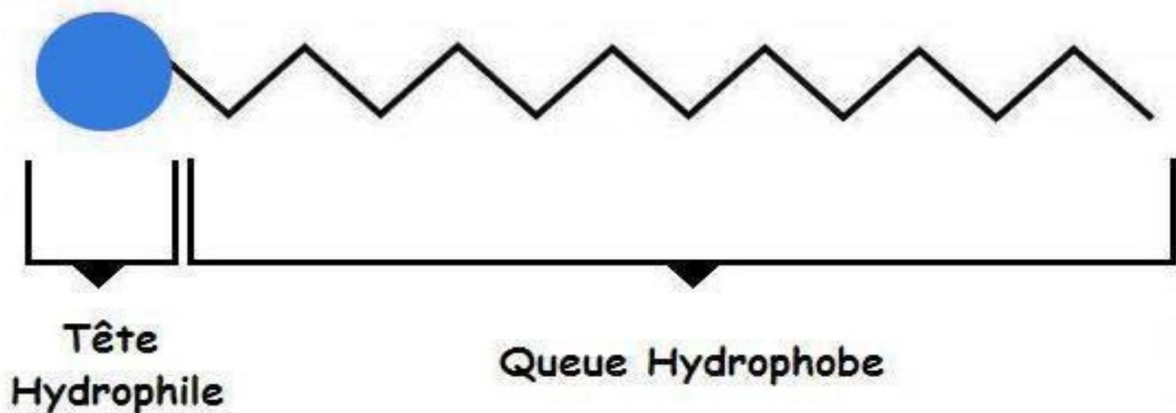


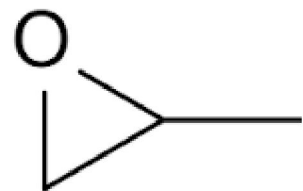
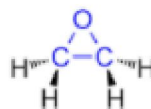
Figure 6: La molécule de désémulsifiant

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.

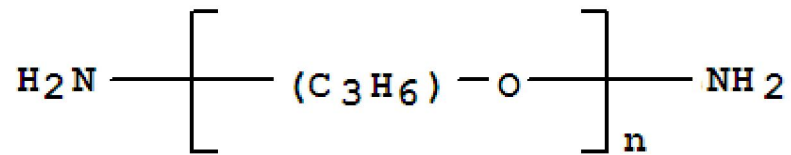
III.2.4. Les agents désémulsifiants

Les matières actives des agents désémulsifiant sont :

- Copolymères oxyde d'éthylène -oxyde propylène



- Diamines polyoxypropylènes



- Amines oxyéthylées
- Résines phénol-formol, polyoxypropylées
- Glycols
- Silicones
- Esters de copolymères
- Sulfonates
- Dérivés époxy
- Etc

Les agents peuvent se dissoudre dans les solvants comme :

- Hydrocarbures plus ou moins aromatiques.
- Alcools, etc...

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 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.

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.

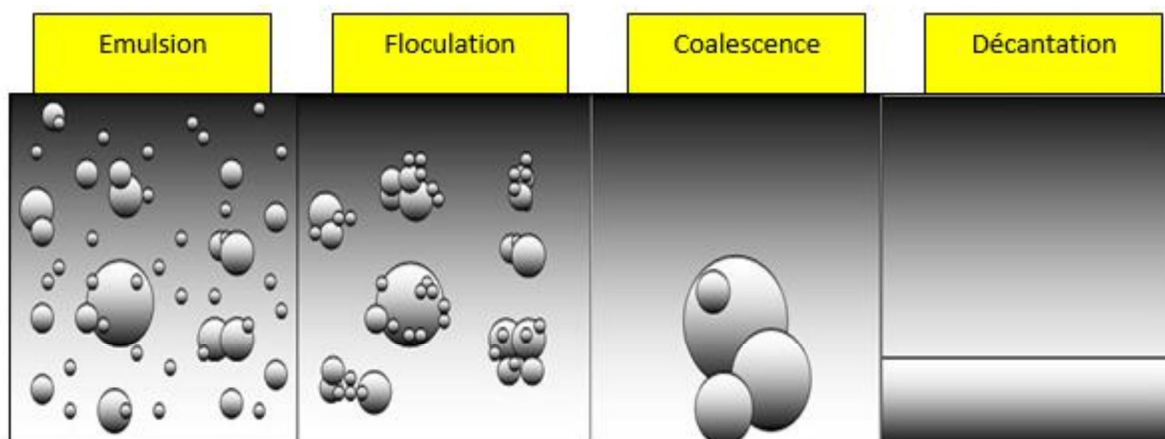


Figure 7: Mécanisme de l'émulsion

III.2.6. La classification des désémulsifiants

Il y a quatre types de désémulsifiants utilisés pour rompre l'émulsion de pétrole brut. A savoir l'anionique, le cationique, le non- ionique et l'amphotère. Les formules de désémulsifiants les plus efficaces proviennent de l'association de tous les types de désémulsifiants. La classification donnée est basée sur la structure chimique du groupe hydrophile [14].

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 [15]:

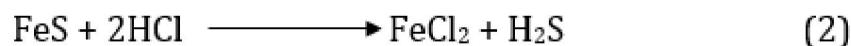
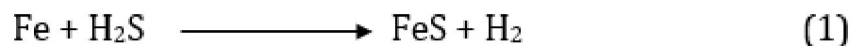
- $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%,
- $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%,
- $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70%.

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

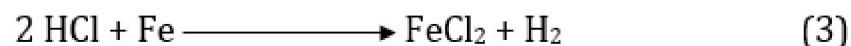
III.3.2. Inconvénients des sels

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 :

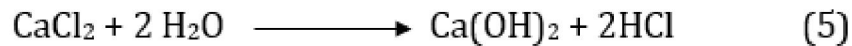
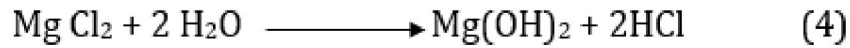
- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (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 suivant :
- La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène [16] :



- 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

La découverte du dessalage du brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 par COTTEL, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols. Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent depuis 1935 aux Etats-Unis. Par contre en France, il fallut attendre les années 60 pour voir apparaître les premiers dessaleurs électrostatiques aux raffineries [17].

III.4.1. Définition

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conditionne la bonne marche des traitements en aval.

En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la colonne de distillation atmosphérique [18].

III.4.2. Objectif de 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 la corrosion.
- Par contrat avec les raffineurs, les exploitants sont tenus de livrer des bruts de salinité inférieure à 60mg de chlorures par litre.

Donc l'objectif sera d'éliminer :

- L'eau « DESHYDRATATION »
- Le sel « DESSALAGE »

Pour satisfaire aux spécifications commerciales qui sont :

- BSW < 1% et Salinité < 60 mg
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion) [18].

III.4.3. Mécanisme de dessalage électrique

Le dessalage électrique comporte des opérations successives qui sont décrits ci-dessous [8]:

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 assurerle 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, dontle réglage est effectué, de telle manière que l'émulsion soit aussi fine que possible.

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 agent stabilisent l'émulsion, d'ou 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 .

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 crée 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.

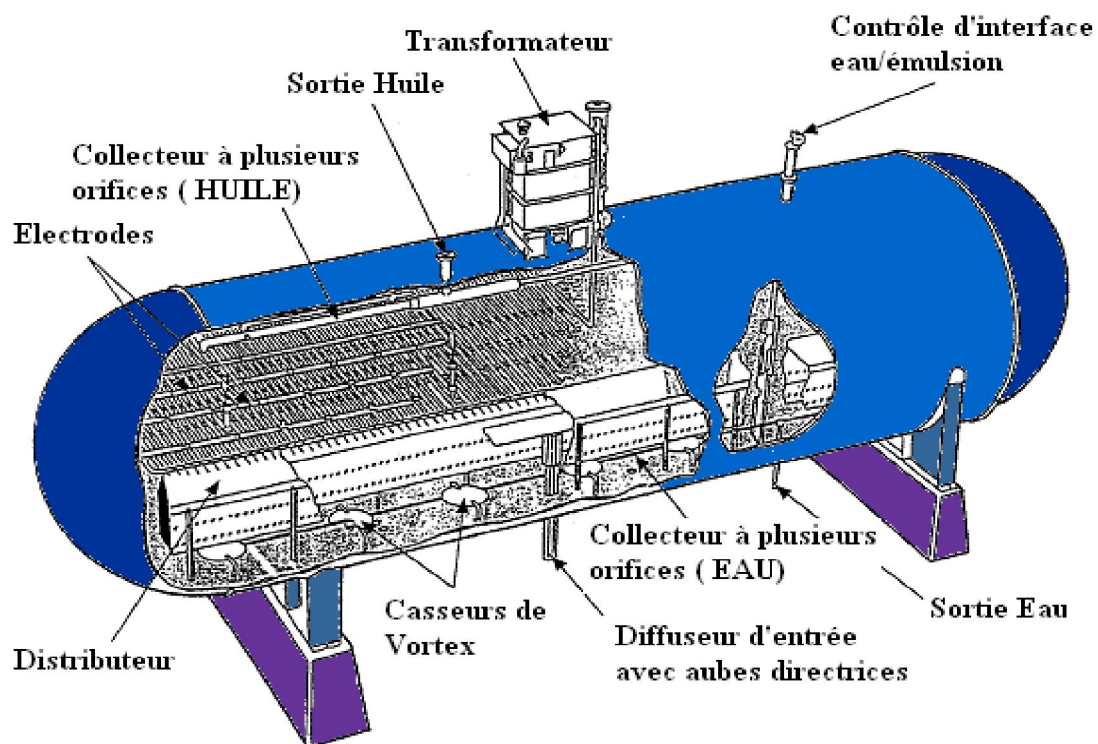


Figure 8:Dessaleur électrostatique



CHAPITRE IV :

EXPERIMENTATION ;

RESULTATS & DISCUSSION

IV. EXPERIMENTATION ; RESULTATS & DISCUSSION

IV.1. Etude de la stabilité du pétrole brut

Afin d'optimiser les conditions de travail, il est nécessaire de déterminer le BSW (Bottom Sédiment Water) en français (eau du sédiment du fond):C'est le pourcentage d'eau et de sédiments (Paraffines) par rapport à la phase liquide (Huile+eau+sédiment) lors d'une livraison de brut [19].

$$BSW = \frac{\text{Eau+Sédiment}}{\text{Eau+sédiment+Huile}}(6)$$

IV.1.1. Mode opératoire

Quatre ampoules graduées (100ml) après équilibrage sont soumises à une centrifugation de 4000 (tours/min) au maximum. Les quantités d'eau et du paraffine recueillies sont exprimées en pourcentage volumique.



Figure 9: Centrifugation du brut

IV.1.2. L'effet de certains facteurs sur la quantité d'eau obtenue

- La vitesse de centrifugation
- Le temps de centrifugation

- La température du pétrole au cours de la centrifugation.

IV.1.3. Evaluation de BSW en fonction de la vitesse de centrifugeuse

Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 1 et présentés sous forme graphique par la Figure 10 :

Tableau 1: Variation de BSW en fonction de la vitesse de centrifugation (15min et 20°C)

Vitesse (tour /min)	BSW(%)		Observations
	Eau(%)	Paraffine(%)	
0	0	0	
600	3	1.2	L'eau décantée n'est pas claire
1200	4	1.8	L'eau décantée est un peu claire
1800	4	1.8	L'eau décantée est un peu claire

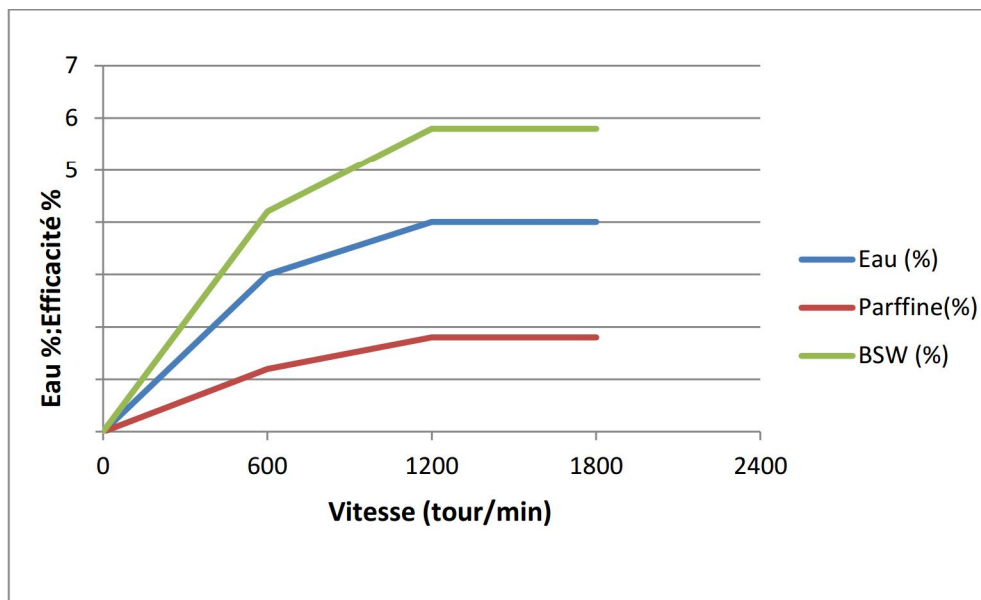


Figure 10: Taux d'eau , paraffine et BSW en fonction de la vitesse de centrifugation

On remarque que lorsque la vitesse de centrifugation augmente, les quantités d'eau et de paraffines augmentent, puis se stabilisent à 1200(tours/min).

Ceci montre qu'à cette vitesse, toutes les quantités d'eau et de paraffines sont séparées du pétrole.

IV.1.4. Evaluation de BSW en fonction du temps de centrifugation

Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 2 et présentés sous forme graphique par la Figure 11 :

Tableau 2: Variation de BSW en fonction du temps de centrifugation(1200 tours/min et 20°C)

Durée de centrifugation (min)	BSW(%)		Observations
	Eau(%)	Paraffine(%)	
15min	4	1.2	L'eau décantée est un peu claire
30min	4.5	1.6	L'eau décantée est un peu claire, mais on observe les traces de solide au fond de l'ampoule
45min	5.2	1.8	L'eau devient claire
60min	5.2	1.8	

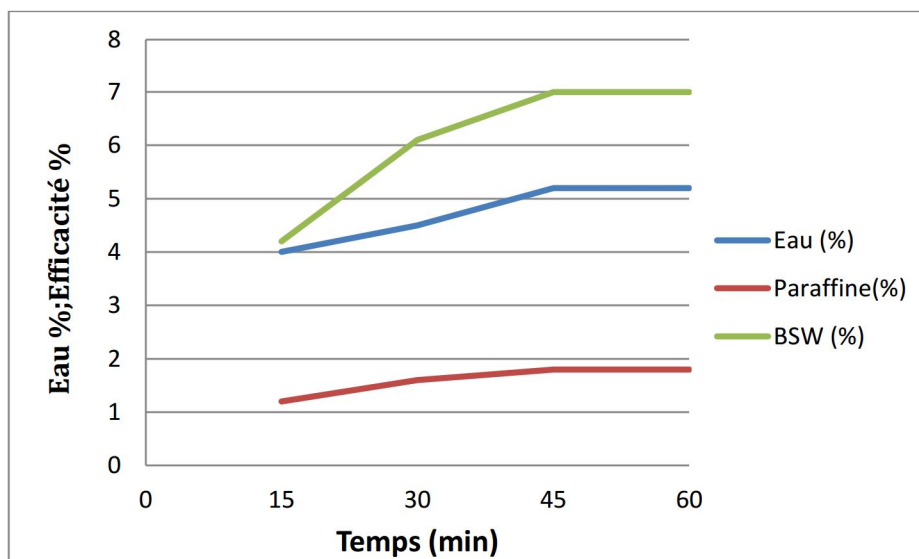


Figure 11: Taux d'eau, paraffine et BSW en fonction du temps de centrifugation

On remarque que lorsque la durée de centrifugation augmente, la quantité de paraffines augmente puis se stabilise au bout de **45 min**.

IV.1.5. Evaluation de BSW en fonction de température

Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 3 et présentés sous forme graphique par la Figure 12

Tableau 3: Taux d'eau et de paraffine en fonction de température du brut (1200 tours/min pendant 45min)

Température (°C)	BSW(%)		Observation
	Eau	Paraffine	
20	5.2	1.2	L'eau décantée est très claire
40	5,2	1.2	
60	3.5	0.9	La quantité d'eau décantée augment mais la quantité de paraffine diminue
80	3	0	On remarque des traces de paraffine
100	2	0	

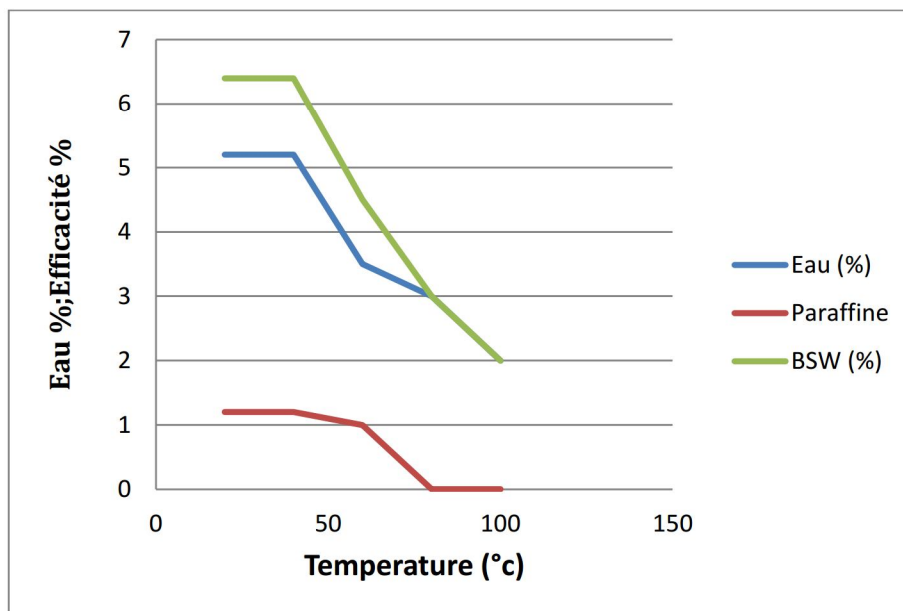


Figure 12: Taux d'eau, paraffine et BSW en fonction de la température.

On observe que lors de la centrifugation du brut chauffé, la quantité d'eau décantée reste stable a température de 20°C à 40°C. Et après le tonner d'eau décantée diminue avec l'augmentation de température. La quantité de paraffine séparée de pétrole diminue avec l'augmentation de température jusqu'à la disparition totale. Ceci montre que, toutes les paraffines sont dissoutes dans le pétrole.

IV.1.6. Conclusion

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

Les conditions optimums pour avoir une bonne et rapide séparation d'eau du pétrole, sont :

- ❖ Une centrifugation à **1200(tours/min)**,
- ❖ À température **ambiante**,
- ❖ Et durant **45min**.

IV.2. Dessalage du pétrole brut de Hassi Berkine par l'injection d'un désémulsifiant REB 09305

Ce travail a été réalisé au sein CPF du champ Berkine de la région de Hassi Berkine. Il comporte une étude sur l'efficacité du désémulsifiant vis-à-vis du pétrole brut.

Cette étude a été effectuée au niveau Manifold (MN). Le suivi a été réalisé par la mesure des valeurs du BSW.

Les fiches techniques de se désémulsifiant (REB 09305) est représenté sur l'**annexe**

IV.2.1. Plan de mis en fonction du désémulsifiant

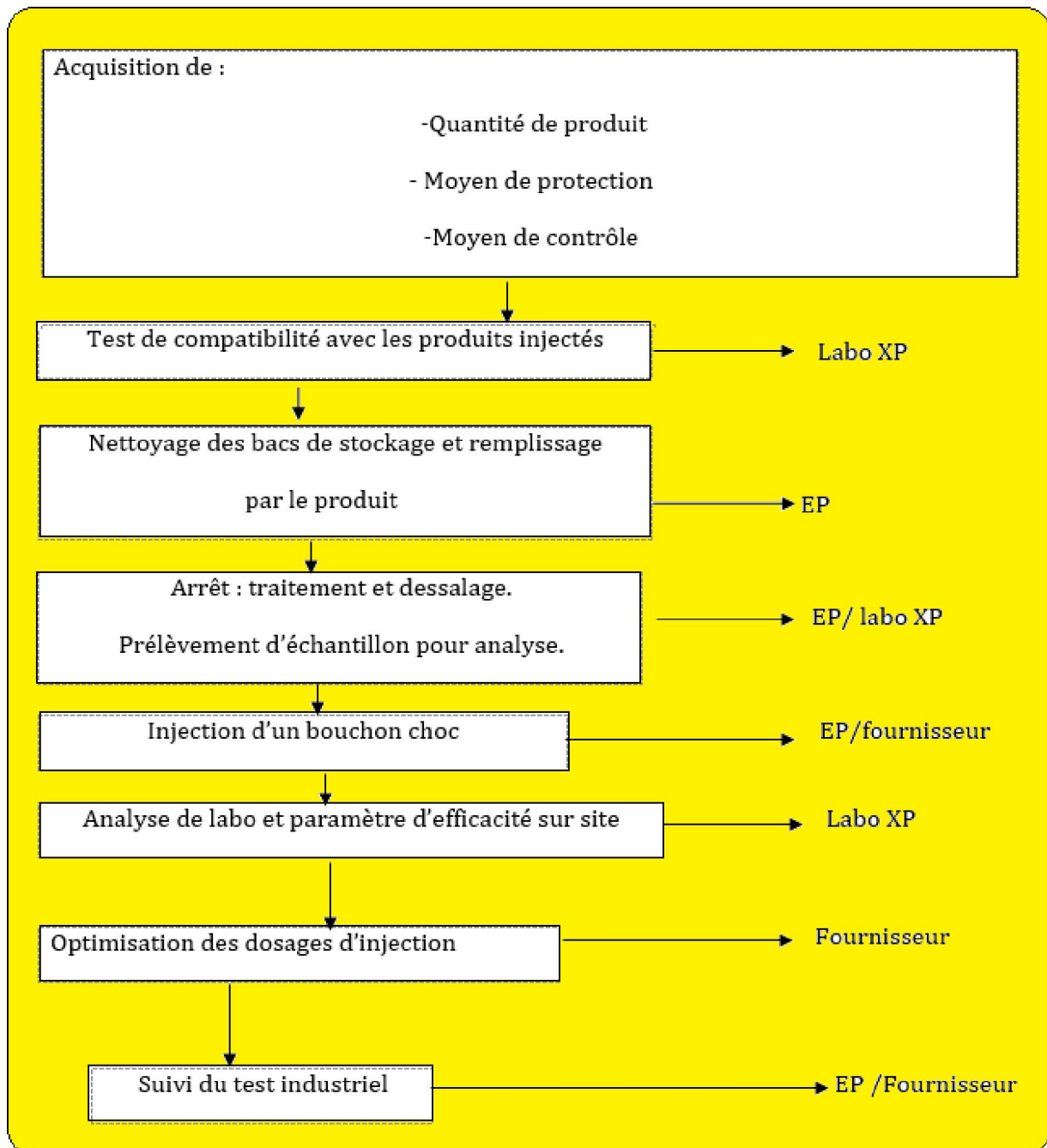


Figure 13: Plan de mis en fonction du désémulsifiant et les responsables à chaque tâche

NB:

- Le produit mentionné dans le plan est le pétrole brut.
- EP: entreprise producteur.
- Labo XP: c'est le laboratoire des analyses au sein de l'entreprise.

- Fournisseur: c'est celui qui a délivré le désémulsifiant.
- Essais d'efficacité (Bottele-tests) effectués au laboratoire, sur le produit REB 09305.

IV.2.2. Résultats de Bottele test

Nous donnons ici les résultats obtenus à l'issu de ce test industriel. Les analyses pour le contrôle relatives au test ont été effectuées au laboratoire du CRD (Centre de recherche et de développement) de la division d'exploitation du groupement Berkine Sonatrach-Anadarko (Hassi Berkine, HBNS).

Tableau 4:Efficacité (Bottele-Tests) du désémulsifiant REB 09305 sur le brut du HBNS

Dose \ Temps	Témoin		5 ppm		10 ppm		15 ppm		20 ppm		25 ppm		40 ppm	
	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.	% Eau	% Eff.
5 mn	0	0	0.1	1.25	0.3	3.75	1.4	17.5	2	25	1.8	22.5	1.4	17.5
10 mn	0	0	0.2	2.5	0.5	6.25	1.8	22.5	3.2	40	3.0	37.5	2.5	31.25
20 mn	0	0	0.4	5	0.8	10	2	25	3.8	47.5	5.0	62.5	4.8	60
30 mn	0	0	0.8	10	1.6	20	3	37.5	5.5	68.75	5.0	62.5	4.0	50
1 h	0	0	1	12.5	2.1	26.25	4.6	57.5	8.0	100	8.0	100	8.0	100
2 h	0	0	1.2	15	2.5	31.25	5	68.75	8.0	100	8.0	100	8.0	100
4h	0	0	1.4	17.5	2.7	33.75	6.5	81.25	8.0	100	8.0	100	8.0	100

Eff. =efficacité du produit.

On a étudié l'efficacité du produit (désémulsifiant) en fonction de sa concentration au bout des périodes de contact différentes avec le brut : Les résultats obtenus sont présentés sous forme graphique dans les figures ci- dessous :

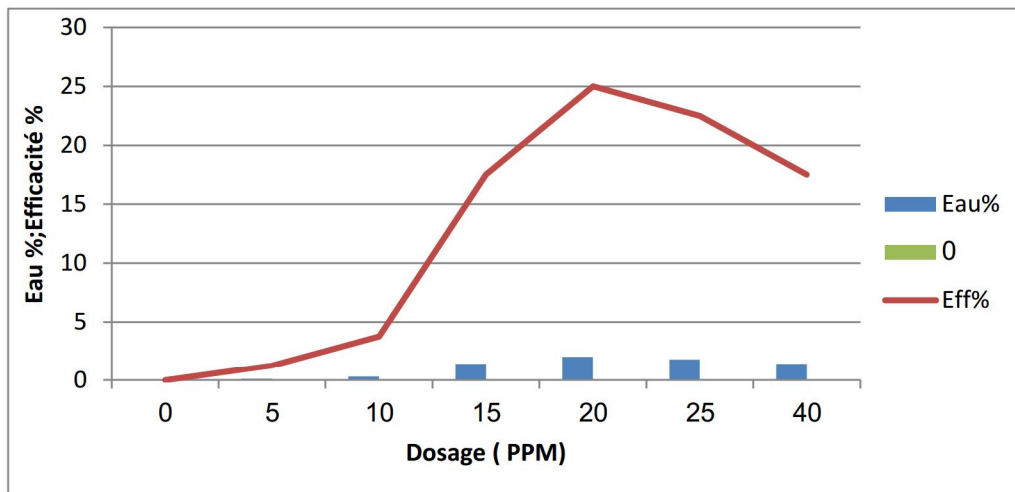


Figure 14: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentration au bout de 5min

On remarque que le pourcentage d'eau résiduaire augmente avec la concentration du désémulsifiant. Il passe de 1,8% à 2% pour des doses de 20 à 25ppm. Au-delà de cette gamme, la quantité d'eau diminue jusqu'à 1.4% pour un dosage de 40ppm.

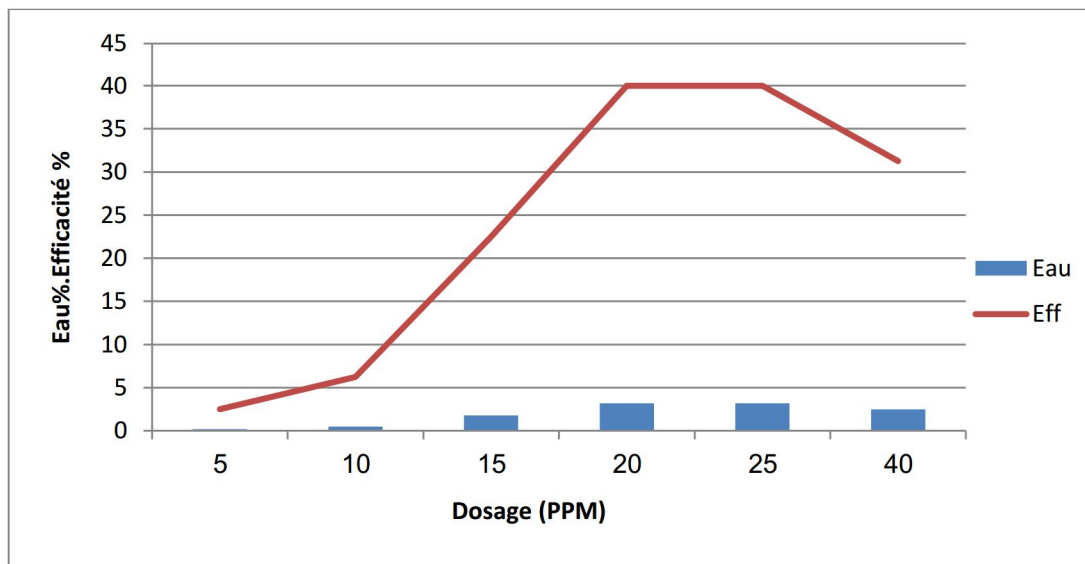


Figure 15: Efficacité de dsémulsifiant en fonction de sa concentration au bout de 10 min

On remarque que l'efficacité de produit augmente jusqu'à 40% pour une dose dans la gamme entre 20ppm et 25ppm. Au-delà, la quantité d'eau dés émulsifiée diminue.

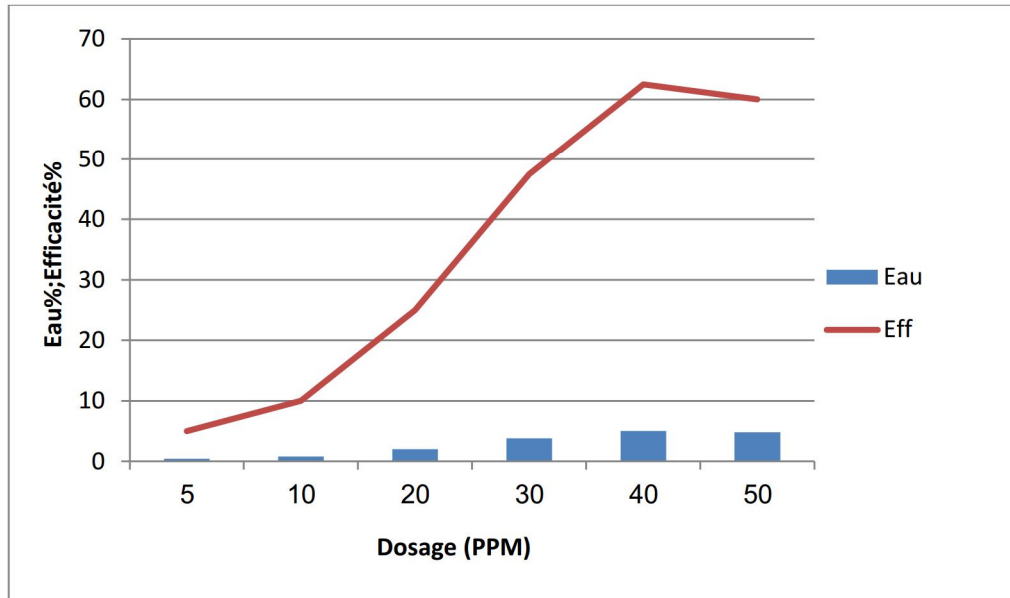


Figure 16: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentrartion au bout de 20min

L'efficacité touche la valeur 62.5% après 20 min d'injection de 25ppm de désémulsifiant, elle diminue jusqu'à 60% pour un dosage de 40ppm.

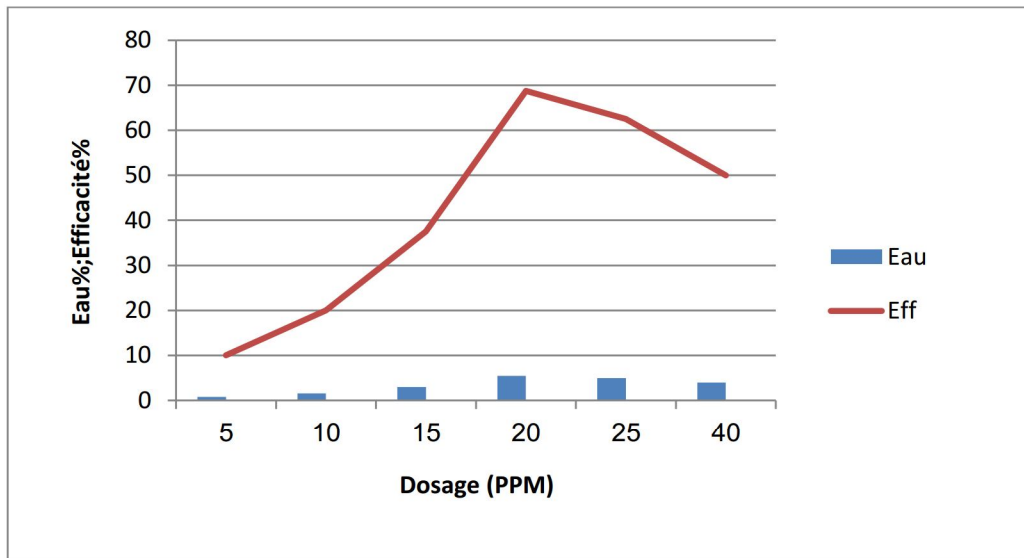


Figure 17: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentration au bout de 30min

Pour un temps de contact de **30 min**, on remarque que l'efficacité augmente jusqu'à **68.75%**, Pour un dosage de **20ppm** et diminue à **50%** pour un dosage de **40ppm**.

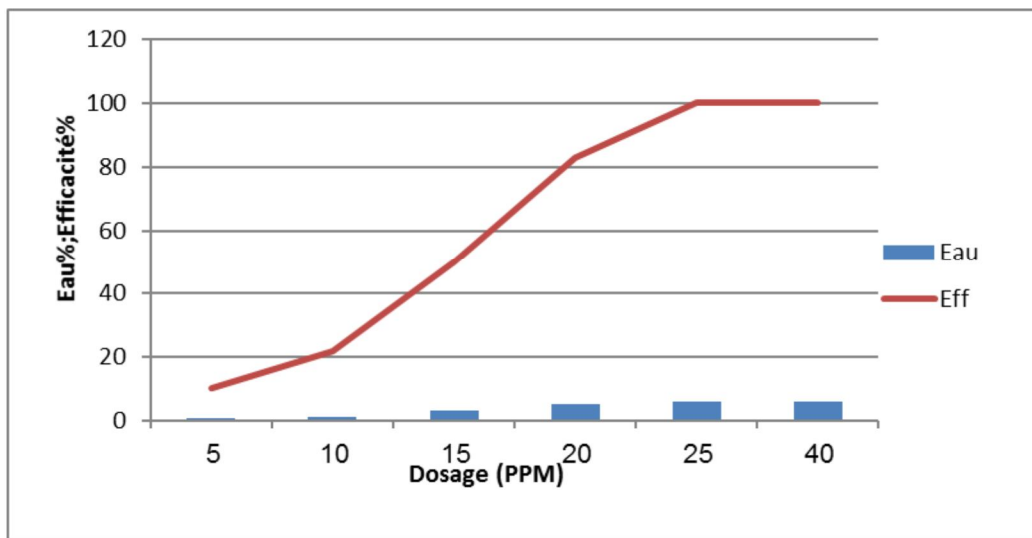


Figure 18: Efficacité du désémulsifiant en fonction de sa concentration au bout d'une heure

Dans ce cas, on observe que le pourcentage d'eau résiduaire augmente n'est que de **8%** pour un dosage de **20ppm** pendant **1 heure** c'est équivalent de **100%** d'efficacité du notre produit étudié, où au-delà de cette concentration, l'efficacité reste constante et presque le cas après 2 et 4 heures.

IV.2.3. Conclusion de Bottele test

D'après les résultats enregistrés dans le bottele-test on peut dire que :

L'efficacité de la désémulsifiant augmente proportionnellement en fonction de la concentration et le temps de contact Emulsifiant/Brut. Une efficacité de **81.25%**(l'eau décantée) est obtenus pour une concentration minimale de **15ppm** durant **4 heures**.

Pour des concentrations supérieures à **20ppm**, une efficacité totale est obtenue pour des temps de contact plus faibles.

Donc il faut un compromis entre la durée de contact et la concentration en désémulsifiant pour une efficacité optimale.

Une concentration de **20ppm** pour un temps de contact de **1h** reste une valeur optimale.

IV.3. Tests industriels sur le désémulsifiant REB 09305

IV.3.1. Conduite du test industriel

- **Injection du désémulsifiant**

Le produit est injecté en continu en amont du collecteur (En ang. : manifold), le plus loin possible des séparateurs, en trois points différents sur les pipes provenant des manifolds satellites, à l'aide d'une pompe doseuse électrique.

- **Points de prélèvement**

Un point de prélèvement du brut au niveau du Train1 est prévu pour l'évaluation du désémulsifiant. L'échantillon de brut est prélevé tous les matins puis acheminés rapidement vers le laboratoire où il est analysé.

IV.3.2. Contrôle de l'efficacité du produit

Trois paramètres sont déterminés pour le choix d'un bon désémulsionnant :

- La salinité du brut à l'expédition,
- Le BSW
- L'eau résiduelle.

a- Salinité

Les normes internationales recommandent un pétrole de salinité ne dépassent pas 40ppm (mg/l) pour éviter la formation de corrosion au niveau des trains et du four [20].

- **Principe**

Les sels extraits du pétrole par un lavage à l'eau chaude sont dosés par les nitrates d'argent (argentométrie) suivant la réaction :



La Formation de AgCl (Précipité Blanc) en premier par rapport à Ag Cr₂O₇ Par ce que la solubilité de AgCl est inférieure de celle de Ag Cr₂O₇ (Précipité rouge), l'indicateur utilisé est K₂Cr₂O₇.

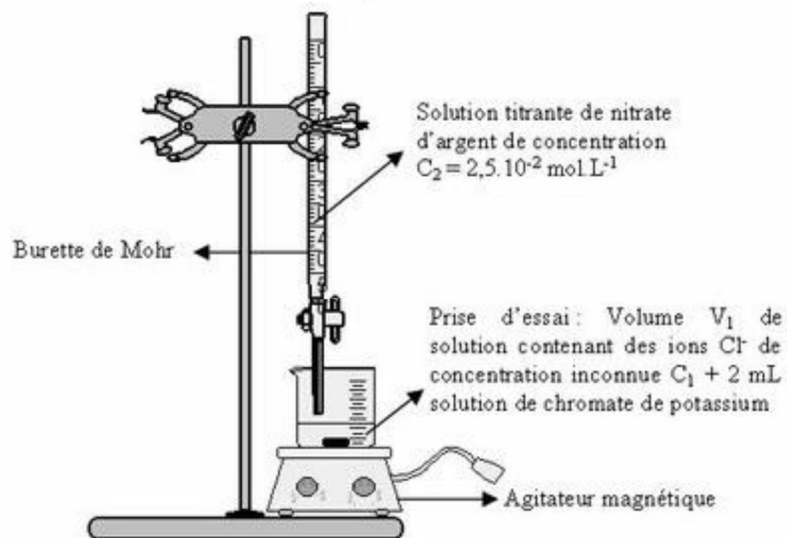


Figure 19: Montage expérimental de la méthode de Mohr

- **Mode opératoire**

- On met 100ml du brut avec 100ml désémulsifiants (dosage préparer 20ppm) dans un bouteille d'agitation.
- Après agitation préalable de l'échantillon à la température ambiante pendant 45min
- Verser le contenu dans une ampoule à décanté puis laisser décanter 45min.

- On prélève 20 ml d'extrait aqueux dans un bécher on lui ajoute deux gouttes de bichromate de potassium ($K_2Cr_2O_7$) et agiter doucement.
- On titre avec du nitrate d'argent ($AgNO_3$) de normalité 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 simplifiée suivante :

$$\text{Salinité} \left(\frac{mg}{l} \right) d'NaCl = V_1 \times 58.45 \times \frac{0.1}{V_2(ech)} \quad (8)$$

58.45 : masse moléculaire de NaCl

V_1 : Volume versé de $AgNO_3$.

0.1 : Normalité d' $AgNO_3$

V_2 : volume de la prise d'échantillon en ml



Phase organique
Phase aqueuse eau avec
les sels

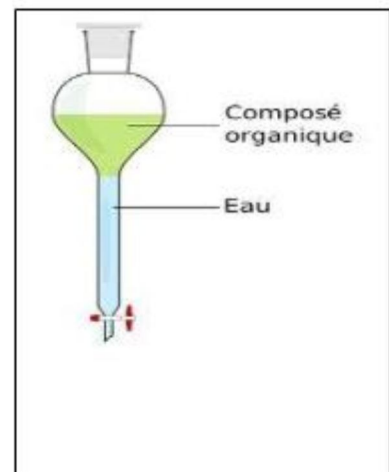


Figure 20: Désociation du sel dans le brut

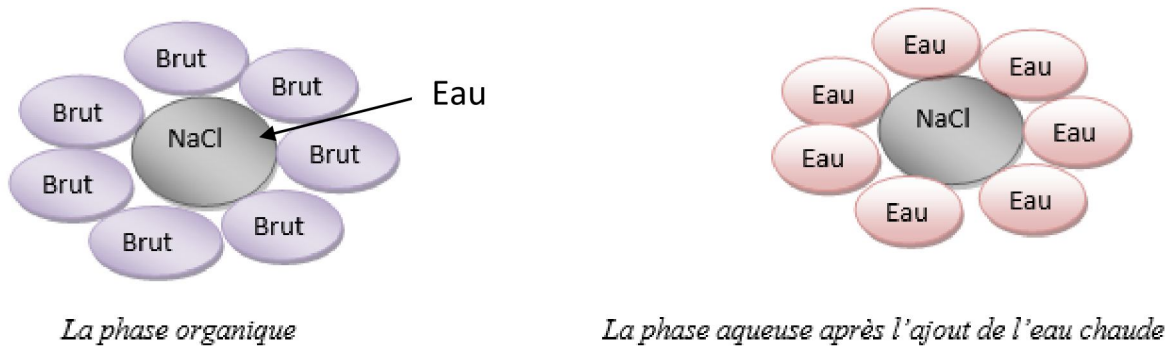


Figure 21: Phénomène de solvation

- **Explication de phénomène**

Les molécules de NaCl sont entourées (empiégé) par un cercle formé des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons hydrogènes. L'eau chaude provoque la libération de NaCl de brut parce que les molécules d'eau préfèrent la solvation des ions simple qui sont moins soluble dans le brut.

- **Titrage**

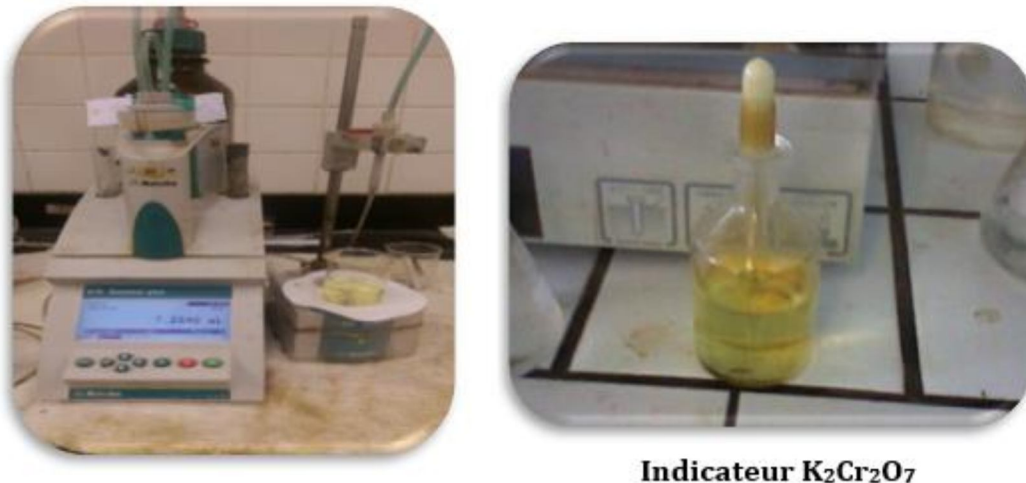


Figure 22: Titrage de l'eau minérale

IV.3.3. Résultats du test industriel

- **Dosage du désémulsifiant :**

Exemple

On calcule le dosage réel pour le jour de 1 mars (Train1)

On a : $\left. \begin{array}{l} \text{Charge du brut : } Q=4189(\text{m}^3/\text{j}) \\ \text{Volume du désémulsifiant injecté : } V_{inj}=63(\text{L}/\text{j}) \end{array} \right\}$

Donc : $4189(\text{m}^3/\text{j}) \longrightarrow 63(\text{l}/\text{j})$
 $1(\text{l}/\text{j}) \longrightarrow X(\text{en } \mu\text{l})$

$X = (63 \cdot 10^6) / (4189 \cdot 1000) = 15.03 \mu\text{L}$

$\Rightarrow \text{Dose} = 15 \text{ppm}$

- **Comportement du REB 09305 au niveau de Train1**

Les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 5 et présentés sous forme graphique par la Figure 23 :

Tableau 5: Les valeurs de la salinité en fonction du temps au niveau du Train 1

JOURS	V inj. (l/J)	Charge (m ³ /j)	Dosage (ppm)	Salinité (mg/l)
01mars	63	4189	15	31
02mars	53	4170	12	54
03mars	73	4223	17	27
04mars	67	3827	17.5	24
05mars	74	3579	20	18
06mars	72	3569	20	19
07mars	71	3581	19	20
08 mars	70	3661	19	20
09 mars	54	3632	14.8	33
10 mars	64	4771	13.5	45
11 mars	75	5009	15	34
12 mars	73	3178	23	22

13 mars	90	5194	17	27
14 mars	99	5112	19	19

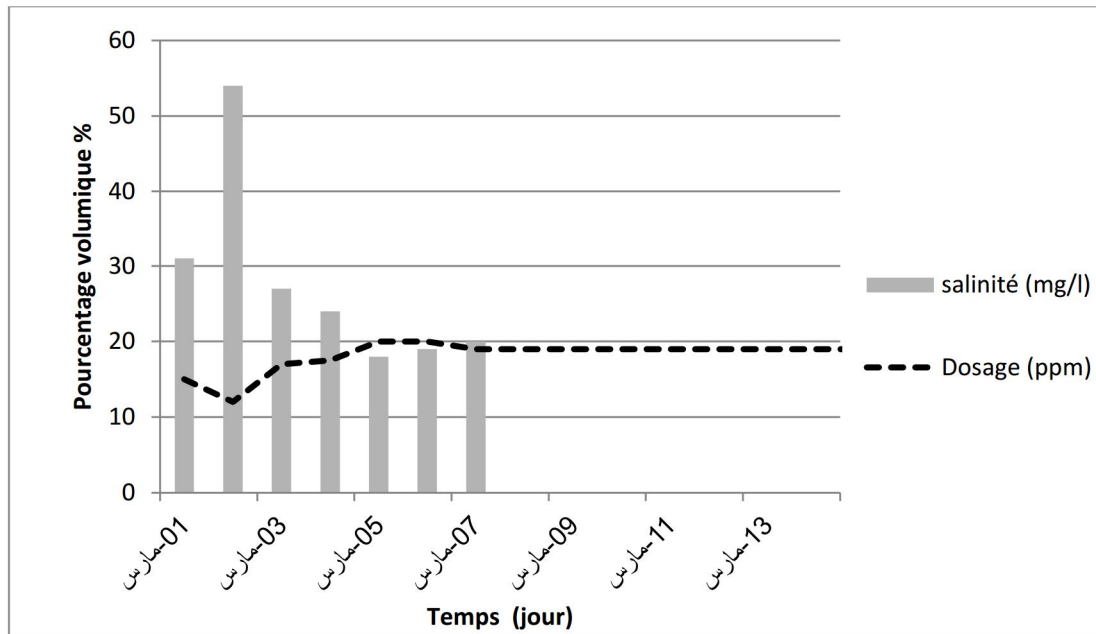


Figure 23: Courbe de la salinité en fonction du temps (jours) au niveau du Train1

IV.3.4. Interprétation des résultats

Le 02 mars, on a enregistré une perturbation dans l'injection (une dose faible de **12ppm**) qui a causé une augmentation de la salinité jusqu'à **54mg/l**.

Du 05 au 08 mars, l'injection de **20ppm** a fait chuter de nouveau la salinité de **18-20mg /l**.

IV.4. Conclusion

Tout au long le test, la température reste à l'ambiante, nous remarquons que pour atteindre une salinité de **18-20mg/l** acceptable, il faut injecter le désémulsifiant REB 09305 à un débit de l'ordre de **20 ppm** ceci correspond à une dose moyenne, (suivant le débit de la charge à traiter).



CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'eau est naturellement présente dans la majorité des pétroles bruts. Elle se trouve sous forme liquide dans les canalisations de transport, qui peuvent endommager les installations.

L'objectif de cette étude est de trouver une méthode d'élimination des gouttelettes d'eau dispersée dans le pétrole

D'après les résultats du test de SONATRACH sur l'efficacité de produit de traitement 'DESEMULSIFICATION ' du REB-09305 pendant un mois (mars), les études expérimentales montrent que le produit de traitement est efficace à dosage de 20ppm.

A l'issu de ce test industriel, nous avons relevé un certain nombre de difficultés d'ordre technique et organisationnel, qu'il faudra résoudre pour les prochains tests. Parmi ces difficultés, nous citons :

- Avant le démarrage du test industriel, il y a eu un arrêt d'injection du désémulsifiant pendant cinq jours, ce qui a provoqué une contamination de l'installation par l'émulsion, surtout au niveau des bacs de stockage. Ceci nous a obligés à injecter une forte dose (20 ppm) et de la maintenir pendant quelques jours.
- Instabilités dans les débits de la charge à traiter causées par des lavages fréquents des puits salés. Ces lavages véhiculent des sédiments de sels présents dans les échantillons du Manifold qui provoquent des bouchages au niveau du séparateur FWKO.
- Perturbations dans l'injection du désémulsifiant liées à l'état des pompes, ceci peut être évitée dans l'avenir par un bon réglage.

La nature de produit de REB-09305 dépend des caractères physiques et chimiques de pétrole de Hassi Berkine. L'efficacité du désémulsifiant est liée au temps de séjour (le temps de contact avec la charge). L'ajout du REB-09305 pour désémulsifier le pétrole brut va se généraliser sur les autres centres des traitements d'huiles afin de régler le problème d'émulsion.

Recommandation

Aussi, nous émettons les remarques suivantes, que ne nous considérons comme points d'amélioration pour les prochains tests.

L'échantillon prélevé du manifold ne représentait pas réellement l'essai à blanc, on ne peut le considérer comme tel pour les raisons suivantes :

- 1) Le point d'échantillonnage se trouve en aval du point d'injection du désémulsifiant,
- 2) L'homogénéité des échantillons prélevés au niveau du manifold n'est pas assurée, du fait que le point d'échantillonnage n'est pas situé sur le côté latéral, mais au sommet de la génératrice supérieure de la conduite. En plus, cet emplacement impose un temps d'échantillonnage très long. Il nous fallait plus de 30 minutes pour récupérer un échantillon d'un litre,

Le point d'échantillonnage se trouve à proximité du point d'injection d'eau de lavage. Nous avons contourné ce problème par un arrêt d'injection d'eau douce pendant l'échantillonnage. Avant l'expédition, le bac est le siège d'une décantation d'environ 18 heures, ce qui permet une décantation de l'eau libre conduisant à un dessalage optimum du brut. Cette opération constitue un complément de traitement. Par contre elle génère une accumulation de brut très salés dans les volumes inférieurs du bac. Cette accumulation augmente la salinité de la prochaine production, ainsi, le suivi et l'optimisation de la dose injectée du désémulsifiant devient difficile.

Pour un suivi rigoureux de l'efficacité d'un désémulsifiant, on doit déterminer son rendement pendant le temps de son séjour dans les séparateurs, pour cela on doit évaluer son efficacité entre un point amont avant son injection et un point aval à la sortie du dernier séparateur ou à la sortie du dessaleur.



REFERENCES

REFERENCES

- [1] «La découverte du pétrole(1859),» 29 12 2009. [En ligne]. Available: <http://www.histoire-pour-tous.fr/inventions/703-la-decouverte-du-petrole-1859.html>.
- [2] A. L. O. PONCE, «OMC et GOUVERNANCE,» Université Lyon 3, Lyon, 2009.
- [3] Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Sous-Commission Production, Production et traitements des pétroles bruts salés, Paris: Editions Technip, 1976.
- [4] Sonatrach, *Fiches informatives*.
- [5] G. Rousselot, Le Pétrole, Le cavalier Bleu, p. 135.
- [6] B. TISSOT, «« PÉTROLE - Le pétrole brut »,» Encyclopædia Universalis , [En ligne]. Available: <http://www.universalis.fr/encyclopedie/petrole-le-petrole-brut/>. [Accès le 24 Mars 2017].
- [7] Wikipedia, «Classification des hydrocarbures liquides,» [En ligne]. Available: <https://fr.wikipedia.org>. [Accès le 24 Mars 2017].
- [8] J. P. Favennec, Raffinage de Pétrole, Tome 5, Paris: Technip, 1998.
- [9] N. Fadel, «Etude de l'influence de la température du fluide sur la performance d'un échangeur de chaleur de la raffinerie d'Alger,» Université Houari Boumediène, Alger, 2010.
- [10] M. Quentin, B. Damien et B. Donatien, «Etude scientifique du pétrole,» Lycée Hoche, Versailles, 2005-2006.
- [11] J. PORE, Emulsions, micro émulsions, émulsions multiples, Paris: Ed. Lavoisier, 1993.
- [12] J.-L. DOUBLIER, Agents émulsifiants alimentaires : structure chimique / modes d'action / utilisations (Actualités scientifiques & tech. en IAA N°12), Paris: Ed. Lavoisier, 1977.
- [13] Agence européenne des produits chimiques, «Guide pour l'annexe V; Exemptions de l'obligation d'enregistrement (Version française),» 2010. [En ligne]. Available: <http://echa.europa.eu/>. [Accès le 20 4 2017].
- [14] S. Lower et U. Simon Fraser, «Colloids and their Uses,» Chemistry Libretexts, University of California, 24 02 2017. [En ligne]. Available: <https://chem.libretexts.org>. [Accès le 10 05 2017].
- [15] L. Mailhe, Collecte-Traitement-Stockage, vol. Tome 13, E. TECHNIP, Éd., Paris: IFP,

1974.

- [16] B. Normand, N. Pébère, C. Richard et M. Wery, Prévention et lutte contre la corrosion: une approche scientifique et technique, Paris: PPUR presses polytechniques, 2004.
- [17] J.P.WAUQUIER, Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation, vol. Tome 2, E. TECHNIP, Éd., 1998.
- [18] B.BOUCECRIMA, A. DOUBI et M. ZERROUK, «Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants,» I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI Messaoud, 2006.
- [19] U.S. GEOLOGICAL SURVEY, Water-Resources Investigations Report 90-4181, «CHARACTERIZATION OF BOTTOM-SEDIMENT, WATER, AND ELUTRIATE CHEMISTRY AT SELECTED STATIONS AT REELFOOT LAKE, TENNESSEE,» U. S. Department of the interior, Nashville, Tennessee, 1991.
- [20] La commission du communauté européenne, Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz, Luxemburg: TECHNIP, 1986.



ANNEXE



Material Safety Data Sheet

1. Product and company identification

Product name : REB-09305 OS
Supplier : Baker Petrolite
A Baker Hughes Company
12645 W. Airport Blvd.
Sugar Land, TX 77478
For Product Information/MSDSs Call: 800-231-3606
(8:00 a.m. - 5:00 p.m. cst, Monday - Friday) 281-276-5400

Material Uses : Special: Demulsifier.
Code : DMO9305
Validation date : 8/31/2011.
Print date : 8/31/2011.
Version : 1
Responsible name : Global Regulatory Affairs - Telephone 281-276-5400 or 800-231-3606
In case of emergency : CHEMTREC: 800-424-9300 (U.S. 24 hour)
Baker Petrolite: 800-231-3606
(001)281-276-5400
CANUTEC: 613-996-6666 (Canada 24 hours)
CHEMTREC Int'l 01-703-527-3887 (International 24 hour)

2. Hazards identification

Physical state : Liquid. [Clear.]
Odor : Aromatic hydrocarbon.
Color : Yellow to amber. [Light]
OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Emergency overview : WARNING!
FLAMMABLE LIQUID AND VAPOR. INHALATION CAUSES HEADACHES, DIZZINESS, DROWSINESS AND NAUSEA AND MAY LEAD TO UNCONSCIOUSNESS. CAUSES RESPIRATORY TRACT, EYE AND SKIN IRRITATION. PROLONGED OR REPEATED CONTACT MAY DRY SKIN AND CAUSE IRRITATION. HARMFUL OR FATAL IF SWALLOWED. CAN ENTER LUNGS AND CAUSE DAMAGE. CONTAINS MATERIAL THAT MAY CAUSE TARGET ORGAN DAMAGE, BASED ON ANIMAL DATA. SUSPECT CANCER HAZARD - CONTAINS MATERIAL WHICH MAY CAUSE CANCER. ASPIRATION HAZARD.
Keep away from heat, sparks and flame. Do not breathe vapor or mist. Do not ingest. Avoid contact with eyes, skin and clothing. Use only with adequate ventilation. Keep container tightly closed and sealed until ready for use. Wash thoroughly after handling. Vapors may form explosive mixtures with air. Vapors can travel to a source of ignition and flashback. To avoid fire or explosion, dissipate static electricity during transfer by grounding and bonding containers and equipment before transferring material.

Routes of entry : Dermal contact. Eye contact. Inhalation.
Potential acute health effects
Inhalation : Can cause central nervous system (CNS) depression. Irritating to respiratory system.
Ingestion : Toxic if swallowed. Can cause central nervous system (CNS) depression. Aspiration hazard if swallowed. Can enter lungs and cause damage.
Skin : Irritating to skin.
Eyes : Irritating to eyes.
Potential chronic health effects

2. Hazards identification

- Chronic effects** : Contains material that may cause target organ damage, based on animal data. Prolonged or repeated contact can defat the skin and lead to irritation, cracking and/or dermatitis.
- Carcinogenicity** : Contains material which may cause cancer. Risk of cancer depends on duration and level of exposure.
- Target organs** : Contains material which may cause damage to the following organs: blood, kidneys, the nervous system, liver, gastrointestinal tract, upper respiratory tract, skin, central nervous system (CNS), eye, lens or cornea.

Over-exposure signs/symptoms

- Inhalation** : respiratory tract irritation, nausea or vomiting, coughing, headache, drowsiness/fatigue, dizziness/vertigo, unconsciousness
- Ingestion** : nausea or vomiting
- Skin** : irritation, redness, dryness, cracking
- Eyes** : pain or irritation, watering, redness
- Medical conditions aggravated by over-exposure** : Pre-existing disorders involving any target organs mentioned in this MSDS as being at risk may be aggravated by over-exposure to this product.

See toxicological information (section 11)

3. Composition/information on ingredients

<u>Name</u>	<u>CAS number</u>	<u>%</u>
Petroleum naphtha	68132-00-3	60 - 100
Alkoxylated amine	Trade secret.	5 - 10
Heavy aromatic naphtha	64742-94-5	5 - 10
Ethylbenzene	100-41-4	5 - 10
Isopropanol	67-63-0	1 - 5
Xylene	1330-20-7	1 - 5
Naphthalene	91-20-3	1 - 5

4. First aid measures

- Eye contact** : Get medical attention immediately. Immediately flush eyes with plenty of water for at least 15 minutes, occasionally lifting the upper and lower eyelids.
- Skin contact** : In case of contact, immediately flush skin with plenty of water for at least 15 minutes while removing contaminated clothing and shoes. Wash clothing before reuse. Clean shoes thoroughly before reuse. Get medical attention immediately.
- Inhalation** : Move exposed person to fresh air. If not breathing, if breathing is irregular or if respiratory arrest occurs, provide artificial respiration or oxygen by trained personnel. Loosen tight clothing such as a collar, tie, belt or waistband. Get medical attention immediately.
- Ingestion** : Wash out mouth with water. Do not induce vomiting unless directed to do so by medical personnel. Never give anything by mouth to an unconscious person. Get medical attention immediately.
- Protection of first-aiders** : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. If it is suspected that fumes are still present, the rescuer should wear an appropriate mask or self-contained breathing apparatus. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Wear suitable protective clothing and gloves. Remove contaminated clothing and shoes.

Additional information

If product is ingested and vomiting occurs naturally, have person lean forward to reduce the risk of aspiration into the lungs.

5. Fire-fighting measures

Flammability of the product : Flammable liquid. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst, with the risk of a subsequent explosion. The vapor/gas is heavier than air and will spread along the ground. Vapors may accumulate in low or confined areas or travel a considerable distance to a source of ignition and flash back. Runoff to sewer may create fire or explosion hazard.

Extinguishing media

Suitable : Use dry chemical, CO₂, water spray (fog) or foam.

Not suitable : Do not use water jet.

Special exposure hazards : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool.

Hazardous thermal decomposition products : carbon dioxide, carbon monoxide, nitrogen oxides

Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

6. Accidental release measures

Personal precautions : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Evacuate surrounding areas. Keep unnecessary and unprotected personnel from entering. Do not touch or walk through spilled material. Shut off all ignition sources. No flares, smoking or flames in hazard area. Do not breathe vapor or mist. Provide adequate ventilation. Wear appropriate respirator when ventilation is inadequate. Put on appropriate personal protective equipment (see Section 8).

Environmental precautions : Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers.

Methods for cleaning up

Small spill : Stop leak if without risk. Move containers from spill area. Absorb with an inert material. Use spark-proof tools and explosion-proof equipment. Dispose of via a licensed waste disposal contractor.

Large spill : Stop leak if without risk. Move containers from spill area. Approach release from upwind. Dike spill area and do not allow product to reach sewage system or surface or ground water. Notify any reportable spill to authorities. (See section 12 for environmental risks and 13 for disposal information.) Contain and collect spillage with non-combustible, absorbent material e.g. sand, earth, vermiculite or diatomaceous earth and place in container for disposal according to local regulations (see section 13). Use spark-proof tools and explosion-proof equipment. Dispose of via a licensed waste disposal contractor. Contaminated absorbent material may pose the same hazard as the spilled product. Note: see section 1 for emergency contact information and section 13 for waste disposal.

If RQ (Reportable Quantity) is exceeded, report to National Spill Response Office at 1-800-424-8802.

7. Handling and storage

Handling : Put on appropriate personal protective equipment (see Section 8). Eating, drinking and smoking should be prohibited in areas where this material is handled, stored and processed. Workers should wash hands and face before eating, drinking and smoking. Do not get in eyes or on skin or clothing. Do not breathe vapor or mist. Do not ingest. Use only with adequate ventilation. Store and use away from heat, sparks, open flame or any other ignition source. Use explosion-proof electrical (ventilating, lighting and material handling) equipment. Use non-sparking tools. Take precautionary measures against electrostatic discharges. To avoid fire or explosion, dissipate static electricity during transfer by grounding and bonding containers and equipment before transferring material. Empty containers retain product residue and can be hazardous. Do not reuse container.

7 . Handling and storage

Storage : Store in accordance with local regulations. Store in a segregated and approved area. Store in a dry, cool and well-ventilated area, away from incompatible materials (see Section 10). Eliminate all ignition sources. Separate from oxidizing materials. Keep container tightly closed and sealed until ready for use. Containers that have been opened must be carefully resealed and kept upright to prevent leakage. Do not store in unlabeled containers. Use appropriate containment to avoid environmental contamination.

8 . Exposure controls/personal protection

Occupational exposure limits		TWA (8 hours)			STEL (15 mins)			Ceiling			
Ingredients:	List name	ppm	mg/m ³	Other	ppm	mg/m ³	Other	ppm	mg/m ³	Other	Notations
Ethylbenzene	US ACGIH	20	-	-	-	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL	100	435	-	-	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL 1989	100	435	-	125	545	-	-	-	-	
Isopropanol	US ACGIH	200	-	-	400	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL	400	980	-	-	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL 1989	400	980	-	500	1225	-	-	-	-	
Xylene	US ACGIH	100	434	-	150	651	-	-	-	-	
	OSHA PEL	100	435	-	-	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL 1989	100	435	-	150	655	-	-	-	-	
Naphthalene	US ACGIH	10	52	-	15	79	-	-	-	-	
	OSHA PEL	10	50	-	-	-	-	-	-	-	
	OSHA PEL 1989	10	50	-	15	75	-	-	-	-	
	OSHA PEL 1989	10	50	-	15	75	-	-	-	-	

Consult local authorities for acceptable exposure limits.

Only components of this product with established exposure limits appear in the box above.

If OSHA permissible exposure levels are shown above they are the OSHA 1989 levels or are from subsequent OSHA regulatory actions. Although the 1989 levels have been vacated the 11th Circuit Court of Appeals, Baker Hughes recommends that these lower exposure levels be observed as reasonable worker protection.

Recommended monitoring procedures : If this product contains ingredients with exposure limits, personal, workplace atmosphere or biological monitoring may be required to determine the effectiveness of the ventilation or other control measures and/or the necessity to use respiratory protective equipment.

Engineering measures : Use only with adequate ventilation. Use process enclosures, local exhaust ventilation or other engineering controls to keep worker exposure to airborne contaminants below any recommended or statutory limits. Use explosion-proof ventilation equipment.

Hygiene measures : Wash hands, forearms and face thoroughly after handling chemical products, before eating, smoking and using the lavatory and at the end of the working period. Ensure that eyewash stations and safety showers are close to the workstation location. Take off contaminated clothing and wash before reuse.

Personal protection

Respiratory

: If a risk assessment indicates it is necessary, use a properly fitted, air purifying or supplied air respirator complying with an approved standard. Respirator selection must be based on known or anticipated exposure levels, the hazards of the product and the safe working limits of the selected respirator.

Hands

: Chemical-resistant gloves: Nitrile or Neoprene gloves. 4H gloves.

Eyes

: Wear chemical safety goggles. When transferring material wear face-shield in addition to chemical safety goggles.

Skin

: Wear long sleeves and other protective clothing to prevent repeated or prolonged skin contact.

9 . Physical and chemical properties

Physical state	: Liquid. [Clear.]
Flash point	: Closed cup: 29.4°C (84.9°F) [TCC]
Auto-ignition temperature	: Not available.
Flammable limits	: Not available.
Color	: Yellow to amber. [Light]
Odor	: Aromatic hydrocarbon.
pH	: Not available.
Boiling/condensation point	: Not available.
Initial Boiling Point	: Not available.
Melting/freezing point	: Not available.
Relative density	: 0.925 (15.6°C)
Density	: 7.71 (lbs/gal)
Vapor density	: >1 [Air = 1]
Odor threshold	: Not available.
Evaporation rate	: Not available.
VOC	: Not available.
Viscosity	: Not available.
Solubility (Water)	: Insoluble
Vapor pressure	: Not available.
Pour Point	: <-40°C (<-40°F)
Partition coefficient (LogKow)	: Not available.

10 . Stability and Reactivity

Chemical stability	: The product is stable.
Possibility of hazardous reactions	: Under normal conditions of storage and use, hazardous reactions will not occur.
Hazardous polymerization	: Under normal conditions of storage and use, hazardous polymerization will not occur.
Conditions to avoid	: Avoid all possible sources of ignition (spark or flame). Do not pressurize, cut, weld, braze, solder, drill, grind or expose containers to heat or 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 acrylaldehyde, aluminum powder, and potassium tert-butoxide.
Hazardous decomposition products	: Under normal conditions of storage and use, hazardous decomposition products should not be produced.
Conditions of reactivity	: Highly flammable in the presence of the following materials or conditions: open flames, sparks and static discharge and heat.

11 . Toxicological information

Acute toxicity

Product/ingredient name	Result	Species	Dose	Exposure
Heavy aromatic naphtha	LD50 Dermal	Rabbit	>2 mL/kg	-
	LD50 Oral	Rat	3200 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rat	>2000 mg/kg	-
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	>11.4 mg/L	6 hours
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	>590 mg/m3	4 hours
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	>590 mg/m3	4 hours

11 . Toxicological information

Ethylbenzene	LD50 Dermal	Rabbit	15400 mg/kg	-
	LD50 Dermal	Rabbit	>5000 mg/kg	-
	LD50 Dermal	Rabbit	17800 uL/kg	-
	LD50 Oral	Rat	3500 mg/kg	-
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	55000 mg/m ³	2 hours
Petroleum naphtha	LD50 Oral	Rat	6000 mg/kg	-
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	8500 mg/m ³	4 hours
Isopropanol	LD50 Dermal	Rabbit	6.29 g/kg	-
	LD50 Dermal	Rabbit	12800 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rabbit	6410 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rat	5045 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rat	5000 mg/kg	-
	LD50 Oral	Male rat	4710 mg/kg	-
	LC50 Inhalation Vapor	Rat - Female	19000 ppm	8 hours
	LC50 Inhalation Gas.	Rat	16000 ppm	8 hours
	LC50 Inhalation Vapor	Rat	12000 ppm	8 hours
Xylene	LD50 Dermal	Rabbit	>1700 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rat	4300 mg/kg	-
	LD50 Oral	Male rat	3523 mg/kg	-
	LC50 Inhalation Gas.	Rat	5000 ppm	4 hours
Naphthalene	LD50 Dermal	Rabbit	>20 g/kg	-
	LD50 Dermal	Rat	>2500 mg/kg	-
	LD50 Oral	Rat	490 mg/kg	-

Carcinogenicity

Classification

Product/ingredient name	ACGIH	IARC	EPA	NIOSH	NTP	OSHA
Ethylbenzene	A3	2B	-	-	-	-
Isopropanol	A4	3	-	-	-	-
Xylene	A4	3	-	-	-	-
Naphthalene	A4	2B	-	-	Possible	-

Chronic toxicity Remarks

1) Petroleum naphtha

Steam cracked distillate (petroleum heavy aromatic distillate or HAD) caused only skin irritation, cracking, peeling and scarring in a 4 week dermal repeated application toxicity study in rats. No other biologically significant changes were noted. Results of a 5-day inhalation toxicity study in rats showed that inhalation of 800 ppm of HAD vapor in air for six hours a day caused decreased body weights and death of one female rat but no observable gross pathological effects in surviving animals.

2) Alkoxylated amine

Not available.

3) Heavy aromatic naphtha

Not available.

4) Ethylbenzene

Ethylbenzene is a component of this product. Prolonged exposure may result in CNS, upper respiratory tract, blood, and liver disorders (ILO, 1983). Chronic exposures higher than 100 ppm produced fatigue, headache, drowsiness, and mild eye and respiratory irritation (Hathaway et al, 1991). Benzene and some alkylbenzene compounds can suppress the bone

11 . Toxicological information

marrow, but no original studies were found showing this effect with ethylbenzene (Reprotext).

Slight liver and kidney changes occurred in rats exposed to 600 ppm for up to 16 weeks (Elovaara et al, 1985; Heinonen et al, 1983). The level of exposure, not the duration, affected the metabolism of ethylbenzene in rats (Engstrom et al, 1985). (Reprotext)

Ethylbenzene was weakly positive for inducing sister chromatid exchanges in human white blood cells in culture (Norppa & Vainio, 1983) and produced mutations in mouse lymphocytes. (RTECS)

Ethylbenzene caused retarded skeletal development, extra ribs, tail misplacement, and decreased weight gain in fetal rats exposed to a high dose of 2,400 mg/m³ which was also toxic to the mothers (Tatrai et al, 1982). However, much lower doses of less than 100 ppm produced skeletal abnormalities, affected female fertility, were fetotoxic, and caused smaller litter sizes in rats. (RTECS) It has been detected in human umbilical cord (fetal) blood (Clayton & Clayton, 1982), and would thus be available to the fetus. (Reprotext)

Ethylbenzene is classified by the International Agency for Research (IARC) as a Group 2B carcinogen (possibly carcinogenic to humans). This classification was based on sufficient evidence in animals, but inadequate evidence for cancer in exposed humans.

The National Toxicology Program (NTP) concluded there is clear evidence to support the carcinogenicity of ethylbenzene in male rats and some evidence in female rats and male and female mice. These observations were based on 2 year inhalation studies in which the test animals were exposed to 0-750 ppm ethylbenzene. The carcinogenic activity was observed primarily in the groups exposed to 250 and 750 ppm. The OSHA and ACGIH 8 hour TWA exposure for ethylbenzene is 100 ppm (NTP TR-466).

In two studies of workers potentially exposed to ethylbenzene, no cancer incidence or mortality was observed (IARC Monograph 77).

5) Isopropanol

Isopropanol is a component of this product. Ingestion has produced hyperglycemia (high blood sugar) in humans (Lacouture, P, et al, 1983, "American Journal of Medicine" and Chan K-M, et al, 1993, "Clinical Chemistry"). Also, ingestion can produce Central Nervous System effects and gastrointestinal symptoms. [IPCS (1990) Environmental Health Criteria 103: 2-propanol. International Program on Chemical Safety, WHO Geneva.]

In a four month study, inhalation of isopropanol vapors for 20 hours per week by laboratory animals produced bronchitis, pneumonia, and blood effects (International Program of Chemical Safety, 1990, Environmental Health Criteria 103: 2-propanol, World Health Organization). Ataxia (a jerky or shaky movement that occurs during voluntary muscle movement) and microscopic hyaline droplets (fungal or branched structures) in the kidneys were seen in rats exposed to isopropanol at concentrations up to 5000 ppm for 6 hours per day, 5 days per week, for 13 weeks (Burleighflayer et al, 1994). Inhalation of high levels of isopropanol (4,000 and 8,000 ppm for 8 hours) has produced congestion in the liver, lungs, and spleen of laboratory animals (Laham S, et al, 1980, "Drug and Chemical Toxicology).

Oral and inhalation animal studies isopropanol has been shown to cause fetotoxic and reproductive effects at levels which did not show any maternal toxicity. These effects include reductions in fetal litter weight, reductions in live births and significant skeletal malformations in rats. [Nelson, BK et al (1988), Food and Chemical Toxicology, 26(3), pps 247-254], [Tyl, R.W. et al (1994), Fundamental and Applied Toxicology, 22, pps 139-151], [Bevan, C., et al (1995), Journal of Applied Toxicology, 15(2), pps 117-123. Chronic inhalation has produced testicular effects in laboratory animals. (Kapp, Jr., R.W., et al, 1996, Regulatory Toxicology and Pharmacology 23:183-192, and Burleigh-Flayer, H., et al, 1997, Fundamental and Applied Toxicology: 36:95-111)

6) Xylene

Xylene (mixed isomers) is a component of this product. Effects of chronic exposure to xylene are similar to those of acute exposure, but may be more severe. Chronic inhalation reportedly was associated with headache, tremors, apprehension, memory loss, weakness, dizziness, loss of appetite, nausea, ringing in the ears, irritability, thirst, anemia, mucosal bleeding, enlarged liver, and hyperplasia, but not destruction of the bone marrow (Clayton & Clayton, 1994; ILO, 1983). Some earlier reports of effects of chronic exposure to xylene have been questioned, as exposures were not limited to xylene alone.

11 . Toxicological information

Effects on the blood have been reported from chronic exposure to as little as 50 mg/m3 (Pap & Varga, 1987). Repeated exposure can damage bone marrow, causing low blood cell count and can damage the liver and kidneys (NJ Department of Health, Hazardous Substance Fact Sheet). Chronic xylene exposure (usually mixed with other solvents) has produced irreversible damage to the CNS (ILO, 1983). CNS effects may be exacerbated by ethanol abuse (Savolainen, 1980). Xylene may damage hearing or enhance sensitivity to noise in chronic occupational exposures (Morata et al, 1994), probably from neurotoxic mechanism. Tolerance to xylene can occur over the work week and disappear over the weekend. (ACGIH, 1992).

Inhalation exposure has produced fetotoxicity and postnatal developmental toxicity in laboratory animals. (API, 1978, Kensington, MD, EPA/OTS Document No. 878210350 and Hass, U., et al, 1995, Neurotoxicology and Teratology 17: 341-349 and 1997, Neurotoxicology 18: 547-552) Xylene has been shown to cause teratogenic effects in mice at does that are toxic to the mother. (Journal of Toxicology and Environmental Health 9:97:105)

Inhalation of hexane has synergistically enhanced the hearing loss caused by inhalation exposure to xylene in laboratory animals. (Nylén, P., 1996, Food and Chemical Toxicology, 34: 1121-1123 and Nylén, P. and Hagman, M., 1994, Pharmacology & Toxicology, 74: 124-129)

Xylene has tested positive as a dermal sensitizer. [Altman, A.T. (1977) Archives of Dermatology 113: 1460 and Palmer, K.T. and Rycroft, R.J. F. (1993) Contact Dermatitis 28: 44]

7) Naphthalene

This product contains naphthalene. A National Toxicology Program (NTP) report concluded there is clear evidence to support carcinogenicity of naphthalene in male and female rats. These observations were based on 2-year inhalation studies in which the test animals were exposed to 10, 30, and 60 ppm naphthalene. In male and female rats, exposure to naphthalene caused significant increases in the incidence of nonneoplastic lesions of the nose (NTP TR-500). The relevance of the rodent findings to humans is questionable.

Naphthalene has caused hemolytic anemia, jaundice, cataracts (Shopp et al, 1984), allergic reactions (Tsykunov & Yakovleva, 1985), possible neurotoxicity (Riala et al, 1984), and aplastic anemia (Harden & Baetjer, 1978) in humans. Increased lung aveolar adenomas were seen in mice exposed to 30 ppm naphthalene for 6hrs/day for 6 months (ACGIH, 1992).

Naphthalene crosses the placenta leading to methemoglobinemia (decreased ability for the blood to carry oxygen), and/or hemolytic anemia, conditions considered especially dangerous to the unborn (Reprotex). Liver and kidney damage has also been seen with exposure to naphthalene (Reprotex).

Peripheral lens opacities occurred in 8 of 21 workers exposed to high levels of naphthalene fumes or vapors for 5 years, but cataracts have not been reported in other occupational studies. (Hathaway et al, 1991).

The International Agency for Research on Cancer (IARC) evaluated naphthalene and concluded that there was sufficient evidence for carcinogenicity in experimental animals, but inadequate evidence that it causes cancer in exposed humans. Accordingly, IARC classified naphthalene as a possible human carcinogen (Group 2B).

12 . Ecological information

Aquatic ecotoxicity

Product/ingredient name	Result	Species	Exposure
-------------------------	--------	---------	----------

12 . Ecological information

Ethylbenzene	Acute EC50 2930 to 4400 ug/L Fresh water	Daphnia - Water flea - Daphnia magna - Neonate - <=24 hours	48 hours
	Acute LC50 >5200 ug/L Marine water	Crustaceans - Opossum shrimp - Americamysis bahia - <24 hours	48 hours
	Acute LC50 4200 ug/L Fresh water	Fish - Rainbow trout,donaldson trout - Oncorhynchus mykiss	96 hours
	Chronic NOEC 6800 ug/L Fresh water	Daphnia - Water flea - Daphnia magna - <=24 hours	48 hours
	Chronic NOEC 3300 ug/L Marine water	Fish - Atlantic silverside - Menidia menidia	96 hours
	Isopropanol	Acute LC50 1400000 to 1950000 ug/L Marine water	Crustaceans - Common shrimp, sand shrimp - Crangon crangon
Acute LC50 >1400000 ug/L		Fish - Western mosquitofish - Gambusia affinis - 20 to 30 mm	96 hours
Xylene	Acute LC50 8500 ug/L Marine water	Crustaceans - Daggerblade grass shrimp - Palaemonetes pugio	48 hours
	Acute LC50 3300 to 4093 ug/L Fresh water	Fish - Rainbow trout,donaldson trout - Oncorhynchus mykiss - 0.6 g	96 hours
Naphthalene	Acute EC50 1.96 mg/L Fresh water	Daphnia - Water flea - Daphnia magna - <24 hours	48 hours
	Acute LC50 2350 ug/L Marine water	Crustaceans - Daggerblade grass shrimp - Palaemonetes pugio	48 hours
	Acute LC50 213 ug/L Fresh water	Fish - Crimson-spotted rainbowfish - Melanotaenia fluviatilis - LARVAE - 1 days	96 hours
	Chronic NOEC 600 ug/L Fresh water	Daphnia - Water flea - Daphnia magna - <=24 hours	48 hours

Conclusion/Summary : Not available.

Biodegradability

Conclusion/Summary : Not available.

13. Disposal considerations





Waste disposal : The generation of waste should be avoided or minimized wherever possible. Empty containers or liners may retain some product residues. This material and its container must be disposed of in a safe way. Dispose of surplus and non-recyclable products via a licensed waste disposal contractor. Disposal of this product, solutions and any by-products should at all times comply with the requirements of environmental protection and waste disposal legislation and any regional local authority requirements. Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers.

Disposal should be in accordance with applicable regional, national and local laws and regulations.

Refer to Section 7: HANDLING AND STORAGE and Section 8: EXPOSURE CONTROLS/PERSONAL PROTECTION for additional handling information and protection of employees.

14 . Transport information

14 . Transport information

Regulatory information	UN number	Proper shipping name	Classes	PG*	Label	Additional information
DOT Classification	UN1993	FLAMMABLE LIQUID, N.O.S. (Contains: Petroleum naphtha, Isopropanol)	3	III		-
TDG Classification	UN1993	FLAMMABLE LIQUID, N.O.S. (Contains: Petroleum naphtha, Isopropanol)	3	III		-
IMDG Class	UN1993	FLAMMABLE LIQUID, N.O.S. (Contains: Petroleum naphtha, Isopropanol)	3	III		Emergency schedules (EmS) F-E S-E
IATA-DGR Class	UN1993	FLAMMABLE LIQUID, N.O.S (Contains: Petroleum naphtha, Isopropanol)	3	III		-

PG* : Packing group

DOT Reportable Quantity Ethylbenzene, 2321 gal of this product.
Xylene, 586 gal of this product.
Naphthalene, 908 gal of this product.
Benzene, 3459 gal of this product.

Marine pollutant Not applicable.**North-America NAERG** : 128**15 . Regulatory information**

HCS Classification : Flammable liquid
Toxic material
Irritating material
Carcinogen
Target organ effects

U.S. Federal regulations : **United States inventory (TSCA 8b)**: All components are listed or exempted.
SARA 302/304/311/312 extremely hazardous substances: No products were found.
SARA 302/304 emergency planning and notification: No products were found.
SARA 302/304/311/312 hazardous chemicals: Isopropanol; Ethylbenzene; xylene; Naphthalene
SARA 311/312 MSDS distribution - chemical inventory - hazard identification: REB-09305 OS: Fire hazard, Immediate (acute) health hazard, Delayed (chronic) health hazard
CERCLA: Hazardous substances.: Ethylbenzene: 1000 lbs. (454 kg); xylene: 100 lbs. (45.4 kg); Naphthalene: 100 lbs. (45.4 kg); Toluene: 1000 lbs. (454 kg); Benzene: 10 lbs. (4.54 kg);
Clean Water Act (CWA) 307: Naphthalene; Ethylbenzene; Toluene; Benzene
Clean Water Act (CWA) 311: Naphthalene; Ethylbenzene; xylene; Toluene; Benzene
Clean Air Act (CAA) 112 accidental release prevention: No products were found.
Clean Air Act (CAA) 112 regulated flammable substances: No products were found.
Clean Air Act (CAA) 112 regulated toxic substances: No products were found.
Clean Air Act Section 112(b) Hazardous Air Pollutants (HAPs) :

15 . Regulatory information

Listed

SARA 313

	<u>Product name</u>	<u>CAS number</u>	<u>Concentration</u>
Supplier notification	: Ethylbenzene	100-41-4	5 - 10
	: Xylene	1330-20-7	1 - 5
	: Naphthalene	91-20-3	1 - 5
United States inventory (TSCA 8b)	: All components are listed or exempted.		

Canada

WHMIS (Canada) : Class B-2: Flammable liquid
 Class D-2A: Material causing other toxic effects (Very toxic).
 Class D-2B: Material causing other toxic effects (Toxic).

Canada (CEPA DSL): : Not determined.

16 . Other information

Label requirements : FLAMMABLE LIQUID AND VAPOR. INHALATION CAUSES HEADACHES, DIZZINESS, DROWSINESS AND NAUSEA AND MAY LEAD TO UNCONSCIOUSNESS. CAUSES RESPIRATORY TRACT, EYE AND SKIN IRRITATION. PROLONGED OR REPEATED CONTACT MAY DRY SKIN AND CAUSE IRRITATION. HARMFUL OR FATAL IF SWALLOWED. CAN ENTER LUNGS AND CAUSE DAMAGE. CONTAINS MATERIAL THAT MAY CAUSE TARGET ORGAN DAMAGE, BASED ON ANIMAL DATA. SUSPECT CANCER HAZARD - CONTAINS MATERIAL WHICH MAY CAUSE CANCER. ASPIRATION HAZARD.

National Fire Protection Association (U.S.A.) :



Date of printing : 8/31/2011.

☑ Indicates information that has changed from previously issued version.

Notice to reader

NOTE: The information on this MSDS is based on data which is considered to be accurate. Baker Hughes, however, makes no guarantees or warranty, either expressed or implied of the accuracy or completeness of this information.

The conditions or methods of handling, storage, use and disposal of the product are beyond our control and may be beyond our knowledge. For this and other reasons, we do not assume responsibility and expressly disclaim liability for loss, damage or expense arising out of or in any way connected with the handling, storage, use or disposal of this product.

This MSDS was prepared and is to be used for this product. If the product is used as a component in another product, this MSDS information may not be applicable.

RESUME

Dans ce travail, nous avons examiné l'efficacité du désémulsifiant REB 09305 OS, produit par La société américaine : Baker Petrolite dans la déshydratation du pétrole brut issu du champ algérien Hassi Berkine (Sud- est d'Algérie). BSW a été étudié pour mesurer la quantité d'eau dans un échantillon de brut, tout en cherchant les conditions optimums de centrifugation, avant de chercher la meilleure quantité dans le temps de contact optimal pour avoir 100 % d'eau éliminée. Une étude contenant la mesure de la quantité en sel, puis procédé de dessalage en utilisant la méthode de Mohr a été effectuée. Les résultats montrent que la meilleure dose de désémulsifiant pour avoir une bonne action sur un litre de ce brut est 20ppm.

Mots clés : Désémulsifiant REB09305 ; Brut ; Déshydratation ; dessalage ; Hassi Berkine.

ABSTRACT

In This work, we examined the effect of the demulsifier REB 09305 OS, manufactured by Baker Petrolite, american company, on the dehydration of crude oil of algerian field: Hassi Berkin (South-Est of Algeria). BSW has been studied to mesure the amount of water and determine the optimal conditions of good centrifugation, before searching for the best amount in the fast contact time to eliminate 100 % of water from oil. Other study has been performed to mesure and eliminate the salinity by Mohr method,in our oil sample. Results show that the best amount of demulsifier to treat one liter of this crude oil was 20ppm.

Key words : Demulsifier REB 09305 OS ; Crude oil ; Désalination ; Hassi Berkine.

المخلص

قمنا في هذا العمل، باختبار كفاءة نازع المياه REB09305 OS المصنّع من طرف شركة باكر بتروليت الأمريكية، في عملية نزع مياه البترول الخام المستخرج من حقل حاسي بركين (جنوب شرق الجزائر). درسنا معامل BSW من أجل قياس كمية المياه في عينة من البترول ومعرفة أفضل الشروط للحصول على نتيجة فصل مثلى، قبل البحث عن الكمية الأفضل الواجب إضافتها من نازع المياه للحصول على نزع كلي للماء في أسرع زمن ممكن. دراسة أخرى قمنا بها من أجل قياس نسبة الملوحة في البترول واستخدام طريقة مور لنزاعها. النتائج بينت أن أفضل كمية من نازع المياه لمعالجة لتر من هذا الخام كانت 20 ppm.

الكلمات المفتاحية: نازع المياه REB09305OS، البترول الخام، نزع الملح، حاسي بركين.